

RAPORT O STANIE ENERGETYKI W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM

CZĘŚĆ DIAGNOSTYCZNA „Strategii Energetycznej Dolnego Śląska -
kierunków wsparcia sektora energetycznego

WROCŁAW 2022





INSTYTUT ROZWOJU TERYTORIALNEGO
UL. J. Wł. Dawida 1A
50-527 Wrocław
www.irt.wroc.pl
tel. +48 71 374 95 00

Maciej Zathey – Dyrektor IRT

Autorzy opracowania:

Kamila Lesiw-Głowacka – koordynator
Piotr Chmiel
Katarzyna Mańkowska-Bigus
Anna Pastucha

Autor fotografii:

Kamila Lesiw-Głowacka

SPIS TREŚCI

I. UWARUNKOWANIA ŚRODOWISKOWE ORAZ PRZYRODNICZO-KULTUROWE	5
1. ZMIANY KLIMATYCZNE	6
2. EMISJE DWUTLENKU WĘGLA	9
2.1. Krajowe emisje gazów cieplarnianych (GHG)	9
2.2. Emisje dwutlenku węgla w województwie dolnośląskim	10
3. EMISJE ZWIĄZANE Z WYTWARZANIEM ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA	13
3.1. OCHRONA POWIETRZA W PRAWIE UNIJNYM	13
3.2. OCHRONA POWIETRZA W REGULACJACH REGIONALNYCH	16
4. OCHRONA PRZYRODY I KRAJOBRAZU, W TYM BIORÓŻNORODNOŚCI	20
5. WNIOSKI I WYTYCZNE WYNIKAJĄCE Z UWARUNKOWAŃ ŚRODOWISKOWYCH I PRZYRODNICZO-KULTUROWYCH	24
II. UWARUNKOWANIA PRAWNE	25
1. UNIJNE I KRAJOWE REGULACJE PRAWNE ORAZ DOKUMENTY STRATEGICZNE	27
1.1. ZAŁOŻENIA I KIERUNKI POLITYKI ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNEJ UE	27
1.1.1. Uwarunkowania prawne w zakresie promowania odnawialnych źródeł energii	30
1.1.2. Uwarunkowania prawne regulujące kwestie pomocy publicznej	31
1.1.3. Najnowsze zmiany zawarte w aktach soft law	33
1.2. ZAŁOŻENIA I KIERUNKI POLITYKI ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNEJ POLSKI	34
1.3. WNIOSKI	38
2. KSZTAŁTOWANIE I PROWADZENIE POLITYKI ENERGETYCZNEJ	39
2.1. KOMPETENCJE RZĄDU	39
2.1.1. Rada Ministrów	39
2.1.2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	40
2.1.3. Wojewoda	41
2.2. KOMPETENCJE I ROLA SAMORZĄDÓW REGIONALNYCH I LOKALNYCH	41
2.3. FINANSOWANIE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ	43
2.4. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE PAŃSTWA	45
2.5. PRZYKŁADY BARIER TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ W REGULACJACH SZCZEGÓLNYCH	46
3. WNIOSKI I WYTYCZNE WYNIKAJĄCE Z UWARUNKOWAŃ PRAWNYCH, W TYM REKOMENDACJE DO ZMIAN W OBOWIĄZUJĄCYCH PRZEPISACH	53
III. UWARUNKOWANIA SPOŁECZNO - GOSPODARCZE	55
1. Potencjał społeczny	57
2. Potencjał gospodarczy	58
3. Ubóstwo energetyczne	61
4. Trendy cen energii i prognozy do 2030 r.	67
4.1. ENERGIA ELEKTRYCZNA- METODYKA TWORZENIA SCENARIUSZY KOSZTÓW	68
4.1.1. Budowa modelu	68
4.1.2. Założenia finansowe i eksploatacyjne do modelu prognostycznego	69
4.2. TARYFY NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNA – ZAŁOŻENIA DO TWORZENIA SCENARIUSZY KOSZTÓW ENERGII DLA ODBIORCÓW KOŃCOWYCH	70
4.2.1. Grupy taryfowe dla odbiorców energii	70
4.2.2. Struktura kosztów dla odbiorców energii elektrycznej i kluczowe pozycje kosztowe	70
4.2.3. Założenia metodyczne dla analiz i prognoz taryf (sieciowych) na energię elektryczną	71
4.3. ZAOPATRZENIE W CIEPŁO - PODSTAWY KSZTAŁTOWANIA TARYF I PROGNOZOWANIA CEN CIEPŁA	74

4.3.1.	Specyfika kształtowania kosztów ciepła dla odbiorców	74
4.3.2.	Podstawy kształtowania taryf na ciepło	75
4.3.3.	Metoda prognozowania cen ciepła	76
4.4.	TRENDY ENERGII CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK HURTOWY	77
4.4.1.	Charakterystyka rynku energii elektrycznej	77
4.4.2.	Trendy cen energii - rynek towarowy terminowy	79
4.4.2.	Trendy cen energii - Rynek Dnia Następnego	81
4.5.	ANALIZA TRENDÓW TARYF NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ DLA ODBIORCÓW KOŃCOWYCH	82
4.6.	ANALIZA TRENDÓW CEN CIEPŁA W POLSKIM CIEPŁOWNICTWIE SYSTEMOWYM	82
4.7.	PROGNOZA CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA LATA 2021-2030 (konstrukcja scenariuszy).....	88
4.8.	WYNIKI PROGNOZY.....	92
4.8.1.	Nakłady inwestycyjne	92
4.8.2.	Koszty generacji.....	92
4.8.3.	Prognoza cen	93
4.9.	PROGNOZA TARYF I KOSZTÓW ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	94
4.9.1.	Szacunek cen dystrybucji energii końcowych do 2030 roku	94
4.9.2.	Prognoza cen energii w poszczególnych grupach taryfowych	95
4.9.3.	Szacunek średnich cen zaopatrzenia w energię odbiorców końcowych do 2030 roku	96
4.10.	PROGNOZA CEN CIEPŁA.....	96
4.11.	REKOMENDACJE	97
5.	WNIOSKI I WYTYCZNE Z DIAGNOZY SPOŁECZNO-GOSPODARCZEJ	98
IV.	UWARUNKOWANIA PRZESTRZENNE DLA ROZWOJU INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ	99
1.	AKTUALNY STAN SEKTORA ENERGETYCZNEGO W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM	100
1.1.	ZŁOŻA SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH NA TERENIE WOJEWÓDZTWA DOLNOŚLĄSKIEGO I ICH WYKORZYSTANIE	100
1.2.	SYSTEMY ENERGETYCZNE	102
1.3.	MOC, PRODUKCJA ORAZ ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, PALIW GAZOWYCH I CIEPŁA	107
1.3.1.	Moc zainstalowana.....	107
1.3.2.	Produkcja energii elektrycznej, ciepła oraz paliw gazowych i ciekłych	112
1.3.3.	Zużycie energii	121
1.3.4.	Import energii spoza województwa	128
2.	PERSPEKTYWY ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ	131
2.1.	ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ, PALIWA GAZOWE I CIEPŁO W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM (PROGNOZA DO 2030 R.).....	131
2.2.	PROGNOZA POZYSKANIA ENERGII DO 2030 R. I MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA PALIW KOPALNYCH	139
2.3.	Ocena zasobów i potencjału rozwoju odnawialnych źródeł energii, wykorzystania odpadów na cele energetyczne oraz ciepła odpadowego	143
2.3.1.	Potencjał produkcji energii z wiatru na dolnym śląsku	149
2.3.2.	Potencjał produkcji energii z promieniowania słonecznego na Dolnym Śląsku.....	153
2.3.3.	Potencjał produkcji energii z wody na Dolnym Śląsku	159
2.3.4.	Potencjał produkcji energii z biomasy i biogazu na Dolnym Śląsku	163
2.3.5.	Potencjał produkcji energii ze źródeł geotermalnych na Dolnym Śląsku.....	168
2.3.6.	Podsumowanie	173
2.4.	OCENA WYKORZYSTANIA CIEPŁA ODPADOWEGO ORAZ ODPADÓW NA CELE ENERGETYCZNE..	174
2.4.1.	Wykorzystanie ciepła odpadowego.....	174
2.4.2.	Odzysk energii z odpadów poprzez procesy spalania	176
2.5.	ROZWÓJ BADAŃ I INNOWACJI	180

3.	EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA.....	186
3.1.	DZIAŁANIA UNII EUROPEJSKIEJ	186
3.2.	PRZEPISY I DOKUMENTY KRAJOWE	189
3.3.	DZIAŁANIA BIEŻĄCE SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO – ZARZĄDZANIE BUDYNKAMI.....	190
3.4.	DZIAŁANIA PLANISTYCZNE SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO – ZARZĄDZANIE MOBILNOŚCIĄ	191
3.5.	DZIAŁANIA WSPIERAJĄCE SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO – ORGANIZACJA TRANSPORTU	192
3.6.	WNIOSKI	194
V.	UWARUNKOWANIA DLA ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI	196
1.	UWARUNKOWANIA DLA ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI	197
1.1.	UWARUNKOWANIA PRAWNE	197
1.2.	TRANSPORT ZBIOROWY.....	200
1.3.	SAMOCODY OSOBOWE	201
1.4.	PUNKTY ŁADOWANIA	202
2.	PROGNOZA ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI.....	204
3.	WNIOSKI I WYTYCZNE DLA ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI	206

I. UWARUNKOWANIA ŚRODOWISKOWE ORAZ PRZYRODNICZO-KULTUROWE

1. ZMIANY KLIMATYCZNE

Wpływ działalności ludzkiej na przebieg zmian klimatycznych są przedmiotem licznych badań naukowych. Publikowane Raporty Oceny Zmian Klimatu IPCC (The Intergovernmental Panel on Climate Change) oparte na obserwacjach systemu klimatycznego i pomiarach, dowodzą, że poziom temperatury powierzchni ziemi nieuchronnie będzie wzrastał, a jakość życia organizmów ulegnie zdecydowanemu pogorszeniu. W niniejszych Raportach uwzględnia się nowe dowody na zachodzące zmiany klimatu - na bazie licznych niezależnych analiz naukowych, począwszy od obserwacji systemu klimatycznego, przez zapisy paleoklimatyczne i badania teoretyczne nad procesami klimatycznymi, a także wyniki symulacji wykonywanych za pomocą modeli klimatycznych. Kluczowe wnioski tych opracowań opierają się na ocenie naukowego zrozumienia problemu jako faktów lub stwierdzenia, z określonym stopniem niepewności. Raporty stanowią kluczowe dokumenty, w oparciu o które toczą się rozmowy decydentów z całego świata na szczytach klimatycznych COP.

Z Raportów IPCC wynika, że obserwowane zmiany w systemie klimatycznym są dowodem na jego ocieplenie. Świadczą o tym takie fakty jak: wzrost temperatury atmosfery i oceanów, redukcja masy śniegu i lodu, podniesienie się poziomu oceanów, wzrost stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze. Zmiany takie, obserwowane od lat pięćdziesiątych XX wieku, nie występowały na przestrzeni minionych dziesięcioleci, a nawet tysiącleci.

Zatrzymanie ocieplenia klimatu na poziomie poniżej 2°C, zgodnie z postanowieniami „Porozumienia paryskiego”, będzie możliwe wyłącznie poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych we wszystkich działach gospodarki, w tym szczególnie w energetyce.

W Specjalnym Raporcie IPCC (Podsumowanie dla decydentów)¹, ujęto kluczowe ustalenia, które zawarto w decyzji 21. Konferencji Stron Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmiany klimatu dotyczącej przyjęcia Porozumienia Paryskiego. Podsumowanie dotyczy następstw globalnego ocieplenia klimatu o 1,5°C ponad poziom sprzed epoki przemysłowej oraz związanych z tym globalnych scenariuszy emisji gazów cieplarnianych, w kontekście wzmacniania odpowiedzi globalnej na zagrożenie zmianą klimatu, wspierania zrównoważonego rozwoju oraz działań na rzecz wyeliminowania ubóstwa.

Z Raportu IPCC wynika jednoznacznie, że **działalność ludzka spowodowała globalne ocieplenie (tj. wzrost globalnej średniej temperatury Ziemi) o około 1°C powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej** (prawdopodobny zakres wynosi od 0,8°C do 1,2°C). Jeżeli takie tempo wzrostu temperatury utrzyma się, prawdopodobnie osiągnie ona 1,5°C pomiędzy 2030 a 2052 r. Stwierdzono również, że wzrost temperatury jest przeważnie wyższy nad lądami, osiągając szybsze tempo wzrostu w Arktyce, co wpływa na tempo topnienia zmarzliny. Ocenia się, że w przypadku globalnego ocieplenia o 1,5°C, zagrożenia klimatyczne dla środowiska naturalnego i systemów antropogenicznych są wyższe niż obecnie. Zależy to od wielkości i tempa ocieplenia, położenia geograficznego, poziomu rozwoju i podatności na zagrożenia, a także od wyboru i wdrożenia działań adaptacyjnych oraz ograniczających zmiany klimatu. **Stwierdzono, że jeżeli wzrost temperatury przekroczy 1,5°C, przyszłe zagrożenia będą większe, a następstwa mogą być długotrwałe lub nieodwracalne.** Należy zatem dążyć do ich minimalizowania poprzez zwiększenie skali i przyspieszenie ograniczania zmian klimatu oraz prowadzenie działań adaptacyjnych, zarówno stopniowych, jak i transformacyjnych.

W Raporcie przewiduje się, że przy globalnym ociepleniu do 1,5°C w porównaniu z poziomem sprzed epoki przemysłowej, dojdzie do **specyficznych regionalnych zmian klimatu, w tym:**

- **wzrostu temperatur ekstremalnych,**
- **wzrostu częstotliwości, intensywności i/lub ilości intensywnych opadów,**

¹ IPCC, 2018: Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. In Press.

- **wzrostu intensywności lub częstotliwości występowania susz.**

Istotnym zagrożeniem jest także wpływ ocieplenia na różnorodność biologiczną i ekosystemy, powodujący m.in. utratę i wymieranie gatunków, a także pożary lasów i rozprzestrzenianie się inwazyjnych gatunków. **Ocieplenie będzie również bezpośrednio wpływać na zdrowie ludzkie, wzrost ubóstwa i pogorszenie się warunków życia** (zmiana zasięgu występowania chorób zakaźnych, pogorszenie jakości powietrza, trudniejsze warunki pracy oraz stres termiczny), w tym dostępu do wody i żywności.

Modele klimatyczne pokazują, że w scenariuszach, gdzie 1,5°C nie zostanie przekroczone lub minimalnie wzrośnie, antropogeniczne emisje CO₂ netto muszą spaść o około 55% do 2030 r. w porównaniu ze stanem w 2010 r., osiągając zero netto ok. 2050 r. **Redukcja emisji CO₂ na poziomie, który ograniczy globalne ocieplenie do 1,5°C, powinna odbywać się poprzez zastosowanie działań obniżających energochłonność, zminimalizowanie wykorzystania zasobów, wzrost tempa dekarbonizacji oraz wychwytywanie dwutlenku węgla.** Stwierdzono także, że redukcja emisji innych substancji niż CO₂ (w tym: metan, sadza i aerozole), która również wpłynie na ograniczenie globalnego ocieplenia do 1,5°C, może zostać osiągnięta poprzez działania w sektorze energetycznym. Z kolei zauważa się, że wzrost zapotrzebowania na bioenergię może wpłynąć na zwiększenie emisji podtlenku azotu. W scenariuszach, gdzie zakłada się nieprzekroczenie progu 1,5°C, zwraca się uwagę na poprawę jakości powietrza wynikającą z redukcji substancji innych niż CO₂, co zapewnia bezpośrednie i natychmiastowe korzyści dla zdrowia ludzkiego. W działaniach ograniczających wzrost globalnej temperatury należy mieć na uwadze tzw. budżet węglowy, czyli całkowitą ilość węgla, jaka jest możliwa do wypuszczenia do atmosfery bez przekroczenia przy tym określonego wzrostu średniej temperatury powierzchni Ziemi. W Raporcie w szczególności podkreśla się, że **scenariusze ograniczające globalne ocieplenie wymagają szybkich i zdecydowanych transformacji w obszarach energii, wykorzystaniu terenu** (unikanie degradacji terenów, zalesianie, zrównoważone gospodarowanie gruntami i planowanie), **miast i infrastruktury** (w tym transportu i budynków) **oraz systemów przemysłowych**, co wymaga zwiększenia inwestycji w odpowiednich obszarach.

W scenariuszach 1,5°C przewiduje się, że emisje pochodzące z przemysłu będą w 2050 r. niższe o 75-90% niż w 2010 r., natomiast w scenariuszach 2°C – 50-80%. **Zatrzymanie wzrostu temperatury na poziomie 1,5°C jest możliwe dzięki wykorzystaniu następujących technologii i praktyk: elektryfikacji, użycia wodoru, zrównoważonych surowców bazujących na biomasie, substytucji produktów oraz wychwyty dwutlenku węgla, jego wykorzystania i składowania.** Ocenia się, że redukcja emisji w przemyśle polegająca jedynie na poprawie efektywności energetycznej i wydajnościowej procesów nie jest wystarczająca dla osiągnięcia scenariusza ograniczenia ocieplenia do 1,5°C.

Transformacja systemów miejskich i infrastruktury, pozwalająca na ograniczenie globalnego ocieplenia do 1,5°C wymaga m.in. zmian w praktykach planowania przestrzennego i urbanistycznego, oraz głębszej niż w scenariuszach 2°C, redukcji emisji w transporcie i budynkach. Działanie te powinny dotyczyć różnych działań w zakresie efektywności energetycznej. Zakłada się, że w takim scenariuszu udział energii elektrycznej w zapotrzebowaniu na energię w budynkach wyniósłby w 2050 r. ok. 55-75%, a w scenariuszach 2°C – 50-70%. W sektorze transportu udział niskoemisyjnej energii końcowej wzrósłby z poniżej 5% w 2020 r. do około 35-65% w 2050 r., podczas gdy dla w scenariuszy 2°C byłoby to 25-45%.

Scenariusze ograniczające globalne ocieplenie do 1,5°C zakładają **przekształcenie 0,5-8 mln km² pastwisk i 0-5 mln km² gruntów rolnych wykorzystywanych pod uprawę roślin spożywczych i pastewnych na 1-7 mln km² upraw energetycznych**, a także **zmianę powierzchni lasów od -1 mln km² do +10 mln km² w 2050 roku** względem stanu z 2010 roku. Stanowi to poważne wyzwanie dla zrównoważonego zarządzania popytem na grunty.

Ograniczenie globalnego ocieplenia do 1,5°C będzie również wiązało się z wykorzystaniem usuwania dwutlenku węgla, przy wykorzystaniu takich metod jak: zalesianie i reforestację, rekultywację gruntów i sekwestrację dwutlenku węgla w glebie, wykorzystanie energii ze spalania biomasy z jednoczesnym wychwytem i składowaniem dwutlenku węgla, bezpośrednie wychwytywanie dwutlenku węgla z powietrza i jego składowanie (CCS), przyspieszenie wietrzenia skał i alkalizację oceanów.

Za najkorzystniejsze rozwiązania uważa się jednak działania, które będą miały wpływ na poprawę bioróżnorodności, w tym szczególnie zachowanie i ochronę lasów i gleb oraz innych ekosystemów (jako lądowe magazyny węgla (pierwiastkowego).

Aby możliwe było ograniczenie globalnego ocieplenia do 1,5°C konieczne jest zdecydowane zmniejszenie emisji do 2030 r.

Poprawa możliwości realizacji działań ograniczających i dostosowujących (adaptacyjne i mitygacyjne) musi nastąpić poprzez: wzmocnienie wielopoziomowego systemu rządów, wydolność instytucji, instrumenty polityczne, innowacje techniczne oraz transfer i mobilizację środków finansowych, a także zmiany w zachowaniu i stylu życia. W Raporcie IPCC zwraca się uwagę na źle zaprojektowane lub wdrożone rozwiązania adaptacyjne, które mogą powiększyć emisje gazów cieplarnianych i zużycie wody, zwiększyć nierówności społeczne, pogorszyć warunki zdrowotne i naruszyć naturalne ekosystemy. **Ocenia się, że skuteczność działań będzie wyższa, gdy władze regionalne i lokalne będą wspierane przez rządy krajowe.** Zwraca się uwagę, że działania adaptacyjne i mitygacyjne mogą zagrażać bezpieczeństwu żywnościowemu, w przypadku, gdy uprawy energetyczne i zalesianie zajmować będzie grunty potrzebne dla rolnictwa.

Działania ograniczające globalne ocieplenie do 1,5°C odnoszą się do wielu celów zrównoważonego rozwoju i powinny być podejmowane przy ich uwzględnieniu. Dostosowanie do warunków umożliwiających ograniczenie ocieplenia do 1,5°C, przy utrzymaniu zrównoważonego rozwoju, będzie szczególnie trudne w regionach o wysokim stopniu uzależnienia od dochodów i miejsc pracy opartych na wydobywaniu i wykorzystaniu paliw kopalnych. Związane z tym wyzwania powinny zostać określone w politykach promujących dywersyfikację gospodarki i sektora energetycznego.

W Raporcie podkreśla się konieczność zmian systemowych obejmujących:

- wzrost inwestycji w adaptację i mitygację – poprzez m.in. zapewnienie środków publicznych;
- zastosowanie instrumentów politycznych – obniżenie ryzyka związanego z inwestycjami niskoemisyjnymi i adaptacyjnymi poprzez odpowiednią politykę rządu oraz zachęcenie do mobilizacji środków finansowych;
- przyspieszenie innowacji technicznych – powszechne przyjęcie nowych, potencjalnie przełomowych technologii i praktyk oraz wzmocnienie innowacji, zastosowanie skutecznej polityki w zakresie innowacji łączącej publiczne wsparcie badań i rozwoju z politykami zachęcającymi do rozpowszechniania technologii;
- zmianę zachowań – budowanie akceptacji społecznej i propagowanie zachowań sprzyjających adaptacji do globalnego ocieplenia i ograniczeniu go do 1,5°C poprzez informowanie, edukację i wspólnotowość.

W Raporcie zwraca się uwagę na konieczność podjęcia trudnych wyzwań i zaakceptowania kompromisów, z czym wiąże się sprawiedliwość społeczna i równość, która nie może pogarszać sytuacji osób ubogich. W dążeniu do ograniczenia globalnego ocieplenia do 1,5°C, współpraca na wszystkich poziomach (władze krajowe i regionalne, społeczeństwo, instytucje naukowe, przedsiębiorstwa prywatne) może ułatwić wzmocnienie globalnej reakcji na zmianę klimatu, osiągnięcie zrównoważonego rozwoju i wyeliminowanie ubóstwa.

Zawarte w Specjalnym Raporcie IPCC scenariusze i świadomość konsekwencji zmian klimatu są podstawą do podjęcia i ukierunkowania działań we wszystkich dziedzinach, w tym szczególnie w energetyce, która w obecnej formie najwyraźniej negatywnie wpływa na emisje gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza.

2. EMISJE DWUTLENKU WĘGLA

Jak stwierdzono w poprzednim rozdziale, nadmierna emisja CO₂ o podłożu antropogenicznym stanowi największe zagrożenie dla zdrowia społeczeństwa i silnie wpływa na zmiany klimatyczne. W związku z tym **Unia Europejska podporządkowała unijne prawodawstwo celowi realizacji redukcji emisji gazów cieplarnianych - głównie CO₂**. Założenia i kierunki polityki klimatyczno-energetycznej UE odnoszące się do tego zagadnienia przedstawione zostały w dziale II niniejszego opracowania - uwarunkowania prawne.

Należy jednak zwrócić uwagę na opublikowany 14 lipca 2021 r. przez Komisję Europejską pakiet kilkunastu aktów prawnych pod nazwą „Fit for 55”. Stanowi on oficjalny początek dyskusji na temat działań służących realizacji celu pośredniego do 2030 roku na drodze do neutralności klimatycznej, czyli **redukcji emisji CO₂ w Unii Europejskiej o 55% w porównaniu do 1990 r.** Jest konsekwencją przyjętego w grudniu 2019 r. Europejskiego Zielonego Ładu oraz zaakceptowanego rok później przez wszystkie państwa UE zwiększonego celu redukcji emisji o 55% do 2030 r. **Pakiet „Fit for 55” zawiera usystematyzowane podejście do transformacji i wysokie ambicje, a także mechanizmy cenowe, które pozwolą osiągnąć założony cel.** Jednakże, aby zasady te ostatecznie weszły w życie, muszą zostać przyjęte przez państwa UE oraz Parlament Europejski.

Propozycja przyjęcia celów zapisanych w pakiecie „Fit to 55” wynika z konieczności konsekwentnej redukcji emisji CO₂ we wszystkich obszarach życia gospodarczego - osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Ponieważ emisje w niektórych sektorach rosną (transport), a w innych tempo zmian nie jest satysfakcjonujące (ciepłownictwo, przemysł), uznano że **potrzebna jest większa mobilizacja, podwyższenie ambicji i doprowadzenie do konsekwentnej ich realizacji**, czego nie gwarantują obecnie obowiązujące przepisy. W związku z tym proponuje się zmianę zasad dla elektroenergetyki, budynków, ciepłownictwa, transportu, przemysłu, rolnictwa i leśnictwa.

W konsekwencji dla wielu krajów, w tym Polski, **przyjęcie pakietu jest dużym wyzwaniem, a jednocześnie szansą na poprawę jakości powietrza, poprawę standardów energetycznych w budownictwie i rozwój elektromobilności.** Konieczne jest dobre zaplanowanie tego procesu, aby gwałtowne wzrosty cen wynikające z wyceny emisji, nie doprowadziły do pogłębienia problemu ubóstwa energetycznego, a także możliwe było realizowanie inwestycji zapewniających osiągnięcie celów środowiskowych.

2.1. Krajowe emisje gazów cieplarnianych (GHG)

Głównym źródłem informacji o emisji gazów cieplarnianych i innych substancji ze wszystkich rodzajów źródeł w Polsce (zgodnie z kategoriami SNAP²) jest Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE). Wykonuje on zadania określone ustawą z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych (GHG) i innych substancji (Dz.U. z 2019 r. poz. 1447) oraz ustawą z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. z 2018 r. poz. 1201).

Baza KOBIZE jest stale udoskonalanym narzędziem oferującym unikalne informacje o źródłach emisji, ich lokalizacji i parametrach działania poszczególnych instalacji. Umożliwia ona uzyskanie dokładnych informacji, które oparte są na rzeczywistych danych przekazywanych przez podmioty w ramach corocznej sprawozdawczości. Z uwagi na zobowiązania międzynarodowe i krajowe w zakresie sprawozdawczości, ważnym aspektem jest wykonywanie corocznych, krajowych inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i innych substancji. W KOBIZE opracowywane są także analizy i raporty oraz zestawienia danych o emisjach na użytek administracji rządowej, samorządowej i zainteresowanych podmiotów. Krajowe emisje gazów cieplarnianych raportowane są przez KOBIZE corocznie dla całego trendu od 1988 roku, a sposób ich gromadzenia umożliwia przeprowadzenie rekalkulacji dla lat archiwalnych - w przypadku zmian aktywności lub metodyki szacowania emisji.

² Kategorie źródeł emisji SNAP - Selected Nomenclature for sources of Air Pollution

Z Krajowego raportu inwentaryzacyjnego 2019 opracowanego przez KOBIZE wynika, że najwyższe emisje CO₂ w Polsce wystąpiły w 1988 roku i były na poziomie 562 mln ton w skali kraju. Od roku 1989 wartości emisji CO₂ systematycznie spadały, aż do roku 2002 osiągając poziom 346 mln ton. Gwałtowny spadek emisji wiązał się z upadkiem polskiego przemysłu ciężkiego. W latach następnych, po 2002 roku, gdy gospodarka zaczęła się mocno odbudowywać, emisje ponownie stopniowo zaczęły wzrastać osiągając w 2019 roku poziom 320 mln ton CO₂.

Na podstawie Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej KOBIZE wykonuje również corocznie (od 2018 r.) podział krajowej emisji gazów cieplarnianych na województwa. Od 2015 r. metodyka szacowania emisji GHG i klasyfikacja IPCC uległy zmianie co oznacza, że emisje w 2014 r. i w latach 2016-2019 mogą nie być spójne metodycznie. Emisje w podziale na województwa, publikowane co roku przez GUS w roczniku statystycznym Ochrona Środowiska, są wykonywane tylko dla ostatniego roku inwentaryzacji emisji i nie podlegają rekalkulacjom w kolejnych latach. Oznacza to, że emisja krajowa w podziale na województwa za lata historyczne może się różnić od bieżącego szacowania emisji w oficjalnej inwentaryzacji emisji.

2.2. Emisje dwutlenku węgla w województwie dolnośląskim

Oszacowanie wielkości emisji CO₂ w województwie dolnośląskim jest niezbędne w kontekście realizacji celu przyjętego Uchwałą nr 2184/VI/20 Zarządu Województwa Dolnośląskiego z dnia 9 czerwca 2020 r. w Założeniach do Strategii Energetycznej Dolnego Śląska. Uznano, że Dolny Śląsk w 2050 r. będzie regionem neutralnym klimatycznie, m.in. przy zredukowanych emisjach CO₂ w gospodarce opartej na innowacyjności i konkurencyjności.

Neutralność klimatyczną³ rozumie się jako osiągnięcie równowagi pomiędzy antropogenicznymi emisjami gazów cieplarnianych i ich usuwaniem przez pochłanianie w procesach naturalnych. W ramach Protokołu z Kioto zdefiniowano następujące gazy cieplarniane (GHG), które przyczyniają się do powstania efektu cieplarnianego: dwutlenek węgla (CO₂), metan, podtlenek azotu, fluorowęglowodory, perfluorowęglowodory i sześćfluorek siarki. Do gazów cieplarnianych zalicza się również powszechna para wodna, która ze względu na krótki okres trwania w atmosferze nie została uwzględniona w ww. Protokole. **Dwutlenek węgla jest gazem, którego stężenie w ostatnich stuleciach zdecydowanie wzrasta, a jego wpływ na powstawanie efektu cieplarnianego jest najbardziej istotny.**

Znaczący potencjał w pochłanianiu emisji gazów stanowią przede wszystkim lasy i tereny zadrzewione. Przepisy UE ukierunkowane są na minimalizowanie wylesiania, rekompensowanie zmian w użytkowaniu gruntów, a przede wszystkim na poprawę zarządzania istniejącymi terenami zalesionymi. **Działania władz regionalnych w zakresie informowania o konieczności zwiększania zalesień, utrzymywania dobrej kondycji zadrzewień i wpływu lasów na bilansowanie wielkości emisji gazów cieplarnianych/pochłanianie, są jednym z elementów odpowiedzialnej polityki wobec wyzwań związanych ze zmianami klimatycznymi.**

Według danych KOBIZE na obszarze woj. dolnośląskiego w roku 2019 poziom emisji CO₂ osiągnął 19,7 mln ton. Emisje związane z energetyką (wytworzeniem energii i jej wykorzystaniem oraz pozyskaniem i wykorzystaniem ciepła) oszacowano na poziomie 18,8 mln ton (ok. 95%). Pozostałe emisje były związane z procesami przemysłowymi, rolnictwem oraz gospodarką odpadami.

W toku prac nad niniejszym Raportem o stanie energetyki w województwie dolnośląskim, dla określenia wielkości emisji CO₂ w poszczególnych częściach regionu i wskazaniu zróżnicowania jego poziomu, podjęto próbę przetworzenia danych gromadzonych i udostępnionych przez Wydział Środowiska Urzędu Marszałkowskiego Województwa Dolnośląskiego przy naliczaniu opłat za korzystanie ze środowiska. Opłaty te są ponoszone za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, na podstawie art. 273 ustawy Prawo ochrony środowiska, za wydane uprawnienia do emisji, na zasadach określonych w ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, oraz za składowanie

³ zgodnie z art. 4 „Porozumienia paryskiego”

odpadów. Zgodnie z obowiązującymi przepisami każdy podmiot, który korzysta ze środowiska przygotowuje wykaz, w celu naliczenia ww. opłaty. W wykazie za korzystanie ze środowiska należy uwzględnić wszystkie źródła emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych, które wprowadzane są do powietrza w wyniku działalności prowadzonej przez podmiot. Dane przedstawiane są w sposób uwzględniający ilość substancji emitowanych do powietrza z instalacji lub za pomocą określenia wielkości zużycia paliwa.

Do obliczenia emisji CO₂ na Dolnym Śląsku na podstawie ww. danych skorzystano z informacji, które wprost określały poziom emisji, a także przeliczono ilość spalonych paliw na emisje CO₂ wg. wzorów i wskaźników opracowanych przez KOBIZE. Oszacowano, że według wykazów za korzystanie ze środowiska złożonych za 2020 r. (podmiot jest zobowiązany złożyć wykaz za dany rok do końca marca kolejnego roku), uzupełnionego o dane KOBIZE, dotyczące emisji pochodzących z instalacji objętych unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (EU ETS), w województwie dolnośląskim wyemitowanych zostało 11 495 758 CO₂, w tym 9 994 786 ton CO₂ w ramach EU ETS. Największe emisje CO₂ w regionie spowodowane są działalnością Elektrowni Turów oraz Elektrociepłowni Wrocław i Huty Miedzi Głogów.

Tabela 1 Wykaz emisji CO₂ z instalacji objętych systemem EU ETS na terenie województwa dolnośląskiego w 2019 r. (opracowanie własne na podstawie danych KOBIZE)

Lp.	Przedsiębiorstwo	Instalacja	Gmina	Miejscowość	Emisja - 2019 [MgCO ₂]
1.	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie	Elektrownia Turów	Bogatynia	Bogatynia	5 521 711
2.	Energetyka Sp. z o.o.	Elektrociepłownia E-1 Lubin	Lubin	Lubin	105 949
3.	Energetyka Sp. z o.o.	Elektrociepłownia E-2 Polkowice	Polkowice	Polkowice	45 369
4.	EC Zakrzów Sp. z o.o. Sp. k.	Elektrociepłownia Zakrzów	Wrocław	Wrocław	1 605
5.	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.	Elektrociepłownia Czechnica	Siechnice	Siechnice	408 836
6.	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.	Elektrociepłownia Wrocław	Wrocław	Wrocław	1 128 363
7.	ZEC Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	Ciepłownia Dzierżoniów	Dzierżoniów	Dzierżoniów	22 735
8.	Ciepło - Jawor Sp. z o.o.	Ciepłownia Jawor	Jawor	Jawor	19 304
9.	Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o.	Ciepłownia Oleśnica	Oleśnica	Oleśnica	36 810
10.	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej-Oława Sp. z o.o.	Ciepłownia Oława	Oława	Oława	5 287
11.	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej w Świdnicy Sp. z o.o.	Ciepłownia Zawiszów	Świdnica	Świdnica	45 974
12.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Lubań Sp. z o.o.	Ciepłownie "Piast" i "Śródmieście" Lubań	Lubań	Lubań	13 612
13.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Wałbrzychu	Zespół Ciepłowni C3+C1 Wałbrzych	Wałbrzych	Wałbrzych	47 010
14.	ECO Jelenia Góra Spółka z o.o.	Elektrociepłownia Jelenia Góra	Jelenia Góra	Jelenia Góra	80 478
15.	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A.	Ciepłownia Legnica	Legnica	Legnica	90 375
16.	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.	Elektrociepłownia Zawidawie	Wrocław	Wrocław	12 278
17.	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bolesławcu	Ciepłownia Centralna Bolesławiec	Bolesławiec	Bolesławiec	31 238
18.	SEC Zgorzelec Sp. z o.o.	Ciepłownia Zgorzelec	Zgorzelec	Zgorzelec	19 231

RAPORT O STANIE ENERGETYKI W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM
Część diagnostyczna „Strategii Energetycznej Dolnego Śląska” – kierunków wsparcia sektora energetycznego”

19.	"Apis" Fijałkowski, Bloch Spółka Jawna	Kotłownia w zakładzie produkcji papieru Stara Bystrzyca	Bystrzyca Kłodzka	Nowa Bystrzyca	6 938
20.	Wepa Piechowice Sp. z o.o.	Kotłownia w zakładzie do produkcji papieru - Piechowice	Piechowice	Piechowice	30 471
21.	Fabryka Papieru Sp. z o.o.	Kotłownia w zakładzie do produkcji papieru Jelenia Góra	Mysłakowice	Dąbrowica	-
22.	Südzucker Polska S.A. Zakład Produkcyjny "Cukrownia Strzelin"	Kotłownia zakładowa w Cukrowni Strzelin	Strzelin	Strzelin	56 420
23.	Südzucker Polska S.A. Zakład Produkcyjny "Cukrownia Świdnica"	Ciepłownia w Cukrowni Świdnica	Świdnica	Pszemno	32 144
24.	PCC Rokita S.A.	Elektrociepłownia PCC Rokita S.A.	Brzeg Dolny	Brzeg Dolny	215 914
25.	Cargill Poland Sp. z o.o.	Kotłownia Cargill	Kobierzyce	Bielany Wrocławskie	83 488
26.	Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne "DOZAMEL" Sp. z o.o.	Ciepłownia DOZAMEL	Wrocław	Wrocław	4 894
27.	Energetyka Sp. z o.o.	Elektrociepłownia E-3 Głogów	Głogów	Głogów	8 022
28.	Energetyka Sp. z o.o.	Elektrociepłownia E-4 Legnica	Legnica	Legnica	211 310
29.	McCain Poland Sp. z o.o.	Kotłownia zakładowa	Strzelin	Chociwel	9 878
30.	Wałbrzyskie Zakłady Koksownicze "Victoria" S.A.	Koksownia "Victoria"	Wałbrzych	Wałbrzych	85 765
31.	Zakłady Wapiennicze Lhoist S.A.	Instalacja do produkcji wapna	Wojcieszów	Wojcieszów	7 381
32.	Südzucker Polska S.A. Zakład Produkcyjny "Cukrownia Strzelin"	Piec wapienny	Strzelin	Strzelin	4 053
33.	Südzucker Polska S.A. Zakład Produkcyjny "Cukrownia Świdnica"	Piec wapienny	Świdnica	Pszemno	3 153
34.	Polska Ceramika Ogniotrwała "Żarów" Sp. z o.o.	Instalacja do wypalania ceramiki	Żarów	Żarów	8 823
35.	Röben Polska Sp. z o.o. i Wspólnicy Spółka Komandytowa	Instalacja do produkcji materiałów ceramicznych	Środa Śląska	Środa Śląska	47 956
36.	Mercury Energia Sp. z o.o. i Wspólnicy Spółka Komandytowa	Elektrownia Mercury	Wałbrzych	Wałbrzych	28 319
37.	Wratislavia-Biodiesel S.A.	Kotłownia zakładowa	Wrocław	Wrocław	8 238
38.	KGHM Polska Miedź S.A. Oddział Huta Miedzi "Legnica" w Legnicy	Instalacja produkcji i obróbki metali nieżelaznych	Legnica	Legnica	28 773
39.	KGHM Polska Miedź S.A. Oddział Huta Miedzi Głogów	Instalacja produkcji i obróbki metali nieżelaznych	Głogów	Głogów	1 042 310
40.	JARO S.A.	Piece obrotowe do wypału surowców mineralnych	Strzegom	Jaroszów 130c	10 275
41.	Cersanit S.A.	Instalacja produkcji wyrobów ceramicznych	Wałbrzych	Wałbrzych	57 654
42.	Wienerberger Ceramika Budowlana Sp. z o.o.	Instalacja do produkcji wyrobów ceramicznych	Kunice	Kunice	2 3323
43.	KGHM Polska Miedź S.A.	Instalacja energetycznego spalania gazu ziemnego (blok gazowo-parowy)	Polkowice	Polkowice	119 055

44.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Oddział w Zielonej Górze	Podziemny magazyn gazu Wierzchowice	Krośnice	Czarnogórzdzice	83 020
45.	KGHM Polska Miedź S.A.	Blok gazowo-parowy Huta Miedzi Głogów	Głogów	Głogów	106 970
46.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.	Tłocznia gazu Jeleniów	Nowogrodziec	Jeleniów w. ykroty	431
47.	COLOROBIA POLSKA Sp. z o.o.	Instalacja do produkcji fryty szklanej	Żarów	Żarów	3 109
48.	"Polcolorit" S.A.	ZAKŁAD "A" - MARCONI	Piechowice	Piechowice	30 534
SUMA					9 994 786

Przyjęta metoda oszacowania emisji CO₂ na terenie województwa dolnośląskiego nie zapewnia jednak kompletności danych, ponieważ nie zawiera informacji o emisjach pochodzących z gospodarstw domowych korzystających z indywidualnych źródeł ciepła. Informacje te będą mogły zostać uzupełnione na podstawie tworzonej Centralnej Ewidencji Emisyjności Budynków (CEEB), która powstaje na podstawie nowelizacji ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów z września 2020 r. Celem utworzenia CEEB jest zebranie danych o użytkowanych źródłach ciepła i spalanych paliwach w budynkach w całym kraju. Pozwoli to dokładnie zidentyfikować źródła niskiej emisji, dobierać skuteczne metody do walki ze smogiem oraz kontrolować postępy w procesie likwidacji tzw. kopciuchów. Za tworzenie systemu CEEB odpowiedzialny jest Główny Urząd Nadzoru Budowlanego. Obowiązkowa rejestracja źródeł ciepła w CEEB będzie trwała od 1 lipca 2021 r. do końca czerwca 2022 r. W przypadku nowych budynków właściciele, lub zarządcy mają 14 dni od momentu uruchomienia źródła ciepła na złożenie deklaracji. Przewiduje się, że CEEB obejmie 5-6 milionów budynków. W bazie znajdą się wszystkie obiekty, w których moc urządzenia grzewczego nie przekracza 1 MW. Dotyczy to zarówno budynków mieszkalnych, jak i lokali usługowych i budynków użyteczności publicznej.

Dane udostępnione przez Wydział Środowiska UMWD dotyczące zużycia paliw w transporcie i ich przeliczenie na emisje CO₂ nie daje możliwości wykorzystania do celów obliczeniowych. Różne rodzaje silników mają różne emisje ze względu na wiek, jak i rodzaj spalania paliw (diesel, benzyna). Emisje są również silnie związane z prędkościami przemieszczania. Na obszarach miejskich, ze względu na dużą ilość pojazdów samochodowych i funkcjonowanie świateł sygnalowych (skrzyżowania), emisje są szczególnie wysokie, na co wpływa również niska prędkość. Ponadto różna moc silników w obrębie tej samej grupy (np. samochody osobowe) i różne gabaryty wagowe (samochody dostawcze, ciężarowe i autobusy) dają zupełnie inne wielkości emisji.

Aby umożliwić wykorzystanie danych związanych z emisjami CO₂, zbieranych przez poszczególne instytucje, konieczne jest opracowanie spójnej metodologii pozwalającej na jednolite i pełne przedstawienie faktycznej wielkości emisji ze wszystkich źródeł.

3. EMISJE ZWIĄZANE Z WYTWARZANIEM ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, zwłaszcza przy spalaniu węglowodorów, związane jest z emisjami związków chemicznych wpływających na stan powietrza. Regulacje, które pozwalają podjąć działania w celu ochrony powietrza przed emisjami zawarte są w dokumentach UE, a także krajowych i regionalnych dokumentach oraz aktach prawnych.

3.1. OCHRONA POWIETRZA W PRAWIE UNIJNYM

Najważniejsze regulacje unijne w zakresie ochrony powietrza dotyczą ograniczeń emisji zanieczyszczeń do powietrza z dużych i średnich obiektów energetycznego spalania oraz obejmują ustalenia w zakresie unijnych norm i limitów redukcji zanieczyszczeń powietrza. Jednym z najważniejszych dokumentów dotyczących ochrony powietrza jest **DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy**. W niniejszym dokumencie podkreśla się, że pod względem ochrony zdrowia ludzkiego i środowiska jako całości,

szczególnie ważna jest walka z emisjami zanieczyszczeń powietrza u ich źródła. **Istotna jest identyfikacja i wdrażanie na szczeblu lokalnym, krajowym i wspólnotowym najskuteczniejszych środków, mających na celu redukcję emisji.** Z tego względu powinno się zapobiegać lub ograniczać emisję szkodliwych substancji do atmosfery oraz ustanowić właściwe cele dotyczące poprawy jakości powietrza (odpowiednie normy, wytyczne i programy Światowej Organizacji Zdrowia).

Ocena jakości powietrza powinna być wykonywana zgodnie z jednolitą metodologią w oparciu o wspólnie wypracowane kryteria oceny. Oceniając jakość powietrza, powinno się wziąć pod uwagę wielkość populacji i ekosystemów narażonych na działanie zanieczyszczonego powietrza. W ww. dyrektywie wskazany został podział terytoriów każdego z państw członkowskich na strefy lub aglomeracje, biorąc pod uwagę gęstość zaludnienia. Dla stref i aglomeracji, w których stężenie zanieczyszczeń w powietrzu przekracza wartości maksymalne lub wartości dopuszczalne podwyższone o tymczasowe marginesy tolerancji (tylko w określonych przypadkach) powinny być opracowywane plany ochrony powietrza.

Zanieczyszczenia powietrza są emitowane przez wiele źródeł i rodzajów działalności. Dla zapewnienia spójności pomiędzy różnymi politykami, plany ochrony powietrza powinny być, w miarę możliwości, zbieżne i powiązane z planami oraz programami dotyczącymi ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania.

Dyrektywa reguluje również sprawy organizacyjne stanowiąc, że państwa członkowskie wyznaczają na odpowiednich szczeblach właściwe organy i podmioty odpowiedzialne za:

- ocenę jakości powietrza,
- akceptację systemów pomiarowych (metod, sprzętu, sieci i laboratoriów),
- zapewnienie właściwości pomiarów,
- analizę metod oceny,
- koordynację na terytorium wspólnotowych programów zapewniania jakości, opracowanych przez Komisję Europejską,
- współpracę z innymi państwami członkowskimi oraz Komisją.

Transpozycja niniejszej Dyrektywy przez państwa członkowskie była przewidziana do dnia 11 czerwca 2010 r., jednakże Trybunał Sprawiedliwości uznał, że Polska nie przestrzega dobowych i rocznych wartości dopuszczalnych dla stężenia PM₁₀ oraz nie dokonała prawidłowej transpozycji przepisów odnoszących się do planów dotyczących jakości powietrza.

Istotnym dokumentem UE dla władz regionalnych podejmujących działania związane z wprowadzaniem ograniczeń i zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw (tzw. uchwał antysmogowych) jest **DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią.** Przepisy ww. Dyrektywy zawierają wymogi, jakie muszą spełniać produkty związane z energią, aby mogły zostać wprowadzone do obrotu lub użytkowania. Do celów niniejszej dyrektywy zastosowano następujące definicje:

- „produkt związany z energią” („produkt”) - każdy towar mający wpływ na zużycie energii podczas jego używania, który jest wprowadzany do obrotu lub użytkowania i zawiera części, które mają zostać włączone do produktów związanych z energią objętych niniejszą dyrektywą, które są wprowadzane do obrotu lub użytkowania jako osobne części dla użytkowników końcowych, a których ekologiczność może być oceniana osobno;
- „aspekt środowiskowy” - element lub funkcję danego produktu, która może wchodzić w interakcję ze środowiskiem podczas cyklu życia produktu;
- „oddziaływanie na środowisko” - wszelkie zmiany w środowisku, w całości lub częściowo wynikające z działania danego produktu podczas jego cyklu życia.

Z kolei w **ROZPORZĄDZENIU KOMISJI (UE) 2015/1185 z dnia 24 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE ustanowiono wymogi dotyczące ekoprojektu odnośnie do wprowadzania do obrotu i do użytkowania miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń na paliwo stałe o nominalnej mocy cieplnej 50 kW lub mniejszej.** W załącznikach do

Rozporządzenia zostały określone wymogi, które muszą spełniać piece do ogrzewania pomieszczeń na paliwo stałe od dnia 1 stycznia 2022 r.

W decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1386/2013/UE uznano, że emisje zanieczyszczeń do powietrza zostały znacznie ograniczone w ostatnich dziesięcioleciach, jednak poziom zanieczyszczenia powietrza nadal stanowi problem w wielu częściach Europy oraz, że obywatele Unii nadal są narażeni na działanie substancji zanieczyszczających powietrze. Zauważono, że ekosystemom szkodzi nadmierna emisja azotu i siarki pochodząca z transportu, działalności rolniczej i wytwarzania energii. Unijne normy jakości powietrza nie odpowiadały celom wyznaczonym przez Światową Organizację Zdrowia.

Spalanie paliwa w niektórych małych obiektach i urządzeniach energetycznych jest objęte zakresem stosowania środków wykonawczych, o których mowa w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE. Do ograniczeń emisji zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (o mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW) odnosi się z kolei DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. Spalanie paliwa w dużych obiektach energetycznych (o mocy cieplnej równej lub większej niż 50 MW) objęto zakresem stosowania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE od dnia 7 stycznia 2013 r., wcześniej dla tego typu obiektów obowiązywały ograniczenia wynikające z DYREKTYWY 2001/80/WE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY z dnia 23 października 2001 r.

W ramach specjalnej polityki unijnej, określonej między innymi w komunikacie Komisji z dnia 21 września 2005 r. pt. „Strategia tematyczna dotycząca zanieczyszczenia powietrza” w UE poczynione zostały znaczne postępy w zakresie ograniczania emisji gazów antropogenicznych do powietrza i poprawy jakości powietrza. Kluczowym elementem tego procesu jest dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/81/WE ustanawiająca ograniczenia całkowitych rocznych emisji państw członkowskich od 2010 r. dla dwutlenku siarki (SO_2), tlenków azotu (NO_x), niemetanowych lotnych związków organicznych (NMLZO) oraz amoniaku (NH_3). W rezultacie tych działań na obszarze Unii w latach 1990–2010 nastąpiło zmniejszenie emisji: dwutlenku siarki o 82%, tlenków azotu o 47%, niemetanowych lotnych związków organicznych o 56% i amoniaku o 28%.

Zgodnie z **DYREKTYWĄ PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE**, każde państwo członkowskie powinno przyjąć i wdrożyć **krajowy program ograniczania zanieczyszczenia powietrza**, aby spełnić swoje zobowiązania redukcji emisji, a także skutecznie przyczynić się do poprawy jakości powietrza. Konieczne **zmniejszenie emisji**, w szczególności dotyczy tlenków azotu i pyłu drobnego, **w strefach i aglomeracjach dotkniętych nadmiernymi stężeniami zanieczyszczeń powietrza lub w strefach i aglomeracjach, które znacząco przyczyniają się do zanieczyszczenia powietrza w innych strefach i aglomeracjach, w tym w państwach sąsiednich.**

Aby umożliwić zbliżenie się do osiągnięcia poziomów jakości powietrza, które nie wywołują znacznych negatywnych skutków i zagrożeń dla zdrowia ludzkiego oraz środowiska, niniejsza dyrektywa ustanowiła zobowiązania państw członkowskich w zakresie redukcji emisji antropogenicznych zanieczyszczeń do atmosfery, w tym: dwutlenku siarki (SO_2), tlenków azotu (NO_x), niemetanowych lotnych związków organicznych (NMLZO), amoniaku (NH_3) i pyłu drobnego ($\text{PM}_{2,5}$). Wynika z niej również wymóg sporządzania, przyjmowania i wdrażania krajowych programów ograniczania zanieczyszczenia powietrza oraz monitorowania emisji tych zanieczyszczeń i innych zanieczyszczeń, skutków ich występowania, jak również przekazywania informacji na ten temat. W ww. Dyrektywie wskazano, że **państwa członkowskie mają ograniczać swoje roczne emisje antropogeniczne: dwutlenku siarki, tlenków azotu, niemetanowych lotnych związków organicznych, amoniaku i pyłu drobnego, zgodnie z krajowymi zobowiązaniami w zakresie redukcji emisji mającymi zastosowanie od roku 2020 do roku 2029 i następnie od roku 2030.** Istotne jest, że państwa członkowskie przed zakończeniem prac nad projektem krajowego programu ograniczania zanieczyszczenia powietrza oraz wszelkich istotnych aktualizacji programu muszą zasięgać

opinii społeczeństwa i właściwych organów, które z powodu swojej szczególnej odpowiedzialności w dziedzinie środowiska w odniesieniu do zanieczyszczenia powietrza, jakości powietrza i zarządzania powietrzem na wszystkich poziomach – są zainteresowane wdrażaniem krajowych programów kontroli zanieczyszczenia powietrza.

Z Dyrektywy wynika również obowiązek zapewnienie przez państwa UE monitorowania negatywnego wpływu zanieczyszczenia powietrza na ekosystemy w oparciu o sieć stacji monitoringowych dla: siedlisk słodkowodnych, naturalnych i półnaturalnych oraz rodzajów ekosystemu leśnego, które musi opierać się także na ocenie ryzyka. W tym celu powinna zostać zapewniona koordynacja z innymi programami monitorowania ustanowionymi na mocy prawodawstwa unijnego

W ww. Dyrektywie określone zostały **limity redukcji zanieczyszczeń powietrza dla Polski**, w odniesieniu do 2005 r., które wynoszą:

- redukcja SO₂ na każdy rok: 2020 – 2029 redukcja o 59%, od 2030 redukcja o 70%,
- redukcja NO₂ na każdy rok: 2020 – 2029 redukcja o 30%, od 2030 redukcja o 39%,
- redukcja NH₃ (amoniak) na każdy rok: 2020 – 2029 redukcja o 1%, od 2030 redukcja o 17%,
- redukcja PM 2,5 (cząstki stałe) na każdy rok: 2020 – 2029 redukcja o 16%, od 2030 redukcja o 58%.

W **Komunikatach Rady Unii Europejskiej 9048/2018 i 14712/2019** stwierdzono, że od 2000 r. PKB UE wzrosło o 32%, podczas gdy emisje głównych zanieczyszczeń powietrza spadły od 10% do 70% w zależności od rodzaju zanieczyszczeń. W większości państw członkowskich jakość życia obywateli jest jednak ograniczona, ponieważ normy jakości powietrza nadal nie są przestrzegane. **Sytuacja jest szczególnie dotkliwa na obszarach miejskich**, gdzie mieszka większość Europejczyków. Aby sprostać wymaganiom określono 3 filary dla norm jakości powietrza:

- pierwszy filar obejmuje normy jakości otaczającego powietrza określone w dyrektywach w sprawie ich jakości dla ozonu na poziomie gruntu, pyłu zawieszonego, tlenków azotu, niebezpiecznych metali ciężkich i szeregu innych zanieczyszczeń;
- drugi filar obejmuje krajowe cele redukcji emisji ustanowione w dyrektywie w sprawie górnych poziomów emisji dla najważniejszych transgranicznych zanieczyszczeń powietrza: tlenków siarki, tlenków azotu, amoniaku, lotnych związków organicznych i cząstek stałych;
- Trzeci filar obejmuje normy emisji dla kluczowych źródeł zanieczyszczeń od emisji pochodzących z pojazdów i statków po energię i przemysł. Normy te są określone na poziomie UE w przepisach dotyczących emisji przemysłowych.

Unijne normy jakości powietrza zostały określone dla 13 substancji zanieczyszczających powietrze: dwutlenek siarki, dwutlenek azotu i tlenki azotu, cząstki stałe (PM₁₀, PM_{2,5}), ozon, benzen, ołów, tlenek węgla, arsen, kadm, nikiel i benzo(a)piren. Znaczenie tych zanieczyszczeń i naukowe dowody na ich szkodliwe oddziaływanie zostały potwierdzone i wzmocnione.

3.2. OCHRONA POWIETRZA W REGULACJACH REGIONALNYCH

Prawodawstwo unijne wpłynęło na podjęcie działań w zakresie ochrony powietrza w państwach członkowskich, w tym również w Polsce, gdzie uruchomiono przygotowywanie programów z zakresu ochrony powietrza i ich wdrażanie. Szczegółowe wymagania, jakim powinny odpowiadać programy ochrony powietrza oraz plany działań krótkoterminowych, forma ich sporządzania oraz niezbędne części składowe, a także zakres zagadnień, które powinny zostać ujęte i ocenione w tych dokumentach, zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2019 r. (Dz.U. z 24 czerwca 2019 r., poz. 1159), wydanym na podstawie art. 91 ust. 10 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska. Opracowanie ww. programów należy do zadań zarządu województwa.

Program ochrony powietrza dla stref w województwie dolnośląskim, w których w 2018 r. zostały przekroczone dopuszczalne i docelowe poziomy substancji w powietrzu **wraz z planem działań krótkoterminowych** został przyjęty Uchwałą Nr XXI/505/20 Sejmiku Województwa Dolnośląskiego z dnia 16 lipca 2020 r. Opiera się on na diagnozie jakości powietrza za rok 2018 wykonanej przez GIOŚ Regionalny

Wydział Monitoringu Środowiska we Wrocławiu w Rocznej ocenie jakości powietrza w województwie dolnośląskim (Raport wojewódzki za rok 2018, zawierający dane emisyjne i meteorologiczne z roku 2018). Dokument wskazuje istotne powody (źródła) wystąpienia przekroczeń norm jakości powietrza w odniesieniu do substancji, które je zanieczyszczają, oraz określa działania, których realizacja wpłynie na poprawę jakości powietrza. W Programie wyróżniono następujące strefy, gdzie wskazano przekroczenia norm jakości powietrza i wskazano konieczność realizacji działań naprawczych:

- strefa aglomeracja wrocławska, w związku z przekroczeniem poziomów dopuszczalnych pyłu zawieszonego PM₁₀ oraz NO₂, poziomu docelowego benzo(a)pirenu oraz poziomu dopuszczalnego (faza II⁴) pyłu zawieszonego PM_{2,5},
- strefa miasto Legnica, w związku z przekroczeniem poziomu dopuszczalnego pyłu zawieszonego PM₁₀, poziomów docelowych benzo(a)pirenu i arsenu oraz poziomu dopuszczalnego (faza II) pyłu zawieszonego PM_{2,5},
- strefa miasto Wałbrzych, w związku z przekroczeniem poziomu dopuszczalnego pyłu zawieszonego PM₁₀, poziomu docelowego benzo(a)pirenu oraz poziomu dopuszczalnego (faza II) pyłu zawieszonego PM_{2,5},
- strefa dolnośląska, w związku z przekroczeniem poziomu dopuszczalnego pyłu zawieszonego PM₁₀, poziomów docelowych benzo(a)pirenu, arsenu i ozonu oraz poziomu dopuszczalnego (faza II) pyłu zawieszonego PM_{2,5}.

W dokumencie szczegółowo scharakteryzowane zostały źródła pochodzenia zanieczyszczeń, które mają negatywny wpływ na jakość powietrza i zdrowie mieszkańców. Źródłami emisji substancji w powietrzu w strefach województwa dolnośląskiego w 2018 r. były przede wszystkim emisje z obiektów zaliczanych do sektora bytowo-komunalnego tj. z lokalnych kotłowni i palenisk domowych, gdzie stosuje się paliwa wysokoemisyjne (miał węglowy, węgiel brunatny, węgiel niskoenergetyczny, mokra biomasa) w starych urządzeniach grzewczych o niskiej sprawności. Potwierdza to wzrost poziomów zanieczyszczenia powietrza w okresie grzewczym (głównie pyłem zawieszonym i benzo(a)pirenem). Przekroczenia spowodowane są również przez emisję zanieczyszczeń z transportu drogowego, głównie z powodu używania wysokoemisyjnych pojazdów, wzrastające natężenie ruchu, niski stopień korzystania z transportu rowerowego i pieszego oraz zbiorowego. Istotnych źródłem zanieczyszczeń jest również niezorganizowana emisja pyłu z dróg i terenów przemysłowych.

W Programie przedstawiono **planowane działania naprawcze**, które polegać będą na m.in.:

- **ograniczeniu emisji zanieczyszczeń do powietrza z ogrzewania indywidualnego,**
- **opracowaniu harmonogramów rzeczowo-finansowych gwarantujących realizację ww. działania i wdrażanie uchwał antysmogowych,**
- **inwentaryzacji źródeł niskiej emisji (obiektów, w których powinna nastąpić wymiana kotłów na paliwo stałe),**
- **zwiększaniu powierzchni zieleni w miastach oraz nasadzaniu zieleni wzdłuż największych ciągów komunikacyjnych we Wrocławiu,**
- **edukacji ekologicznej,**
- **poprawie jakości taboru komunikacji miejskiej w strefie aglomeracja wrocławska,**
- **budowy i modernizacji instalacji do usuwania zanieczyszczeń oraz działaniach ograniczających zanieczyszczenia pyłowe wynikające z działalności zakładów przetwórstwa miedzi i ołowiu zlokalizowanych na terenie województwa.**

Do realizacji większości zaplanowanych ww. działań zobowiązane są samorządy gminne.

W Programie zaproponowano również działania kierunkowe, powiązane ze wszystkimi płaszczyznami polityki rozwoju. Przedstawione wytyczne dotyczą m.in.:

⁴ Określona w normie zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu.

- **działań w zakresie ograniczania emisji powierzchniowej** (niskiej, rozproszonej emisji komunalno-bytowej i technologicznej), w tym m.in.:
 - nawiązanie współpracy przez samorządy z dostawcami ciepła sieciowego, paliw gazowych,
 - rozbudowa istniejących centralnych systemów zaopatrywania w energię ciepłą oraz budowa nowych, tam gdzie jest to ekonomicznie opłacalne,
 - stosowanie zapisów uchwał antysmogowych obowiązujących na terenie województwa dolnośląskiego i ich przestrzeganie oraz kontrola,
 - zmniejszanie zapotrzebowania na energię ciepłą poprzez ograniczanie strat ciepła – termomodernizacja budynków, poprawa efektywności energetycznej,
 - modernizacja budynków użyteczności publicznej w oparciu o urządzenia na paliwa inne niż paliwa stałe,
 - zmiana technologii i surowców stosowanych w rzemiośle, usługach i drobnej wytwórczości wpływająca na ograniczanie emisji pyłów zawieszonych,
 - koordynacja rozwoju struktur osadniczych z istniejącą i planowaną siecią infrastruktury technicznej w tym siecią transportową;
- **ograniczania emisji liniowej** (transport drogowy) w zakresie:
 - transportu publicznego – rozwój i zwiększanie efektywności systemu transportu publicznego, modernizacja/wymiana taboru na ekologiczny, stosowanie niskoemisyjnych paliw i technologii,
 - transportu indywidualnego – podejmowanie działań mających na celu stosowanie zachęt do wymiany pojazdów na bardziej przyjazne środowisku,
 - organizacji transportu - organizacja ruchu drogowego uwzględniająca priorytet dla ruchu pieszego, ruchu rowerowego i transportu zbiorowego, budowa systemu parkingów P&R oraz parkingów buforowych;
- **ograniczania emisji z istotnych źródeł punktowych – energetyczne spalanie paliw** przez przedsiębiorstwa energetyczne, dla którego rekomenduje się:
 - stosowanie wysokoefektywnych technik ochrony atmosfery gwarantujących zmniejszenie emisji substancji do powietrza,
 - zmianę paliwa i stosowanie OZE,
 - zmniejszenie strat przesyłu energii,
 - dostosowywanie instalacji do wymogów emisyjnych zawartych w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), i zatwierdzonych konkluzji dla poszczególnych gałęzi przemysłu;
- **ograniczania emisji z istotnych źródeł punktowych – źródła technologiczne stosowane w instalacjach przemysłowych**, gdzie m.in. należy wprowadzić zmiany technologii produkcji prowadzącej do zmniejszenia emisji pyłów i stopniowe wprowadzanie BAT;
- **ograniczania emisji nieorganizowanej ze źródeł wielkopowierzchniowych** takich jak: kopalnie odkrywkowe, piaskownie, żwirownie, kamieniołomy i inne kopalnie, a także składowisk odpadów przemysłowych;
- **gospodarowania odpadami komunalnymi;**
- **edukacji ekologicznej i reklamy:**
 - informowanie mieszkańców o przyjęciu uchwał antysmogowych i ich skutkach oraz konieczności przestrzegania zakazów i nakazów zawartych w uchwałach,
 - kształtowanie właściwych postaw społecznych poprzez propagowanie konieczności oszczędzania energii cieplnej i elektrycznej oraz uświadamianie o negatywnym wpływie na zdrowie spalania paliw niskiej jakości,
 - informowanie mieszkańców o możliwości uzyskania dopłat i skorzystania z programów finansowych, np. dotujących termomodernizację i wymianę źródeł grzewczych,

- wspieranie przedsięwzięć polegających na reklamie oraz innych rodzajach promocji towaru i usług propagujących model konsumpcji zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju, w tym w zakresie ochrony powietrza;
- **planowania przestrzennego:**
 - uwzględnianie w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego zapisów przyczyniających się do ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza, w szczególności zastosowanie planistycznych rozwiązań, powstrzymujących rozlewanie się zabudowy i zapewnienie wielofunkcyjności poszczególnych jednostek osadniczych, zapewniających zmniejszenie dystansów związanych z realizacją codziennych potrzeb i ograniczenie transportochłonności sieci osadniczej,
 - planowanie klinów napowietrzających oraz rozwoju terenów zielonych, uwzględniające zieleni wysoką, ochronną i izolacyjną;
- **innych działań**, takich jak:
 - wykonanie inwentaryzacji źródeł emisji zanieczyszczenia powietrza na terenie gmin województwa dolnośląskiego, ze szczególnym uwzględnieniem emisji z sektora komunalno-bytowego,
 - zorganizowanie przez poszczególne gminy systemu dotacji wymiany źródeł ciepła na ekologiczne dla osób fizycznych oraz doradztwa energetycznego,
 - przeprowadzanie kontroli interwencyjnych.

W Programie **rekomenduje się** również **podjęcie działań przez Rząd RP**, w tym:

- uwzględnienie w dokumentach strategicznych państwa konieczności dotrzymania norm w zakresie jakości powietrza, skierowanie strategicznych celów energetycznych na „wygaszanie” stosowania paliw stałych,
- likwidację utrudnień legislacyjnych, które uniemożliwiają skuteczne realizowanie działań zaplanowanych w POP, oraz przyjęcie odpowiednich rozporządzeń,
- uwzględnienie w polityce fiskalnej możliwości skorzystania z ulg w wyniku instalacji urządzenia ograniczającego wprowadzanie zanieczyszczeń do środowiska,
- prowadzenia efektywnej polityki edukacyjno-informacyjnej związanej z zagrożeniami dla zdrowia, wynikającymi z zanieczyszczenia powietrza.

POP odnosi się również do kierunków działań określonych w Krajowym Programie Ochrony Powietrza. Realizację zaproponowanych w Programie działań naprawczych przewidziano do 30.09.2026 r.

Na podstawie art. 96 ust. 1 ustawy Prawo ochrony środowiska samorząd województwa ma możliwość wprowadzenia ograniczeń i zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw. Ma to służyć przede wszystkim poprawie jakości powietrza i warunków życia mieszkańców poprzez wyeliminowanie źródeł zanieczyszczeń z sektora komunalno-bytowego (przestarzałych instalacji grzewczych). Ww. ograniczenia i zakazy są przyjmowane uchwałą podejmowaną przez sejmik województwa, która stanowi akt prawa miejscowego. Zgodnie z przepisami w uchwale określone są granice obszaru, na którym wprowadza się ograniczenia i zakazy oraz rodzaje podmiotów lub instalacji nimi objęte, a także rodzaje lub jakość paliw dopuszczonych lub zakazanych do stosowania.

30 listopada 2017 r. Sejmik Województwa Dolnośląskiego, z uwagi na zróżnicowane uwarunkowania, przyjęło trzy tzw. **uchwały antysmogowe**:

- UCHWAŁA NR XLI/1405/17 w sprawie wprowadzenia **na obszarze Gminy Wrocław** ograniczeń i zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw,
- UCHWAŁA NR XLI/1406/17 w sprawie wprowadzenia **na obszarze uzdrowisk w województwie dolnośląskim** ograniczeń i zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw,

- UCHWAŁA NR XLI/1407/17 w sprawie wprowadzenia **na obszarze województwa dolnośląskiego, z wyłączeniem Gminy Wrocław i uzdrowisk**, ograniczeń i zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw.

Przyjęte ograniczenia i zakazy obejmują wszystkich użytkowników urządzeń o mocy do 1 MW, w których następuje spalanie paliw stałych (kotły oraz piece i kominki na paliwa stałe). Przyjęte przepisy określają przede wszystkim terminy ograniczeń dla stosowania określonych paliw oraz instalacji. Graniczne daty dotyczą roku 2018, 2024 oraz 2028, przy czym od 1 lipca 2018 r. wprowadzono zakaz stosowania:

- mułów i flotokoncentratów węglowych oraz mieszanek produkowanych z ich wykorzystaniem,
- węgla brunatnego oraz paliw stałych produkowanych z wykorzystaniem tego węgla,
- węgla kamiennego w postaci sypkiej o uziarnieniu poniżej 3 mm (drobny miął węglowy),
- biomasy stałej o wilgotności w stanie roboczym powyżej 20% (wilgotnego drewna).

W zależności od obszaru, obowiązują inne graniczne terminy wprowadzenia zakazu używania instalacji grzewczych, które:

- zostały oddane do eksploatacji po dniu 30 czerwca 2018 r.,
- nie spełniają wymagań w zakresie standardów emisyjnych odpowiadających poszczególnym klasom pod względem granicznych wartości emisji pyłu wg normy PN-EN 303-5:2012,
- zasilane są paliwami stałymi.

Warto wyjaśnić, że od 1 stycznia 2020 roku obowiązują wymogi dla kotłów na paliwo stałe zgodne z rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe. Graniczne, wymagane wielkości emisji w przypadku ekoprojektu pokrywają się generalnie z wymogami dla kotłów spełniających standard emisyjny zgodny z klasą 5.

Najbardziej restrykcyjnymi zasadami wprowadzania ograniczeń i zakazów, w porównaniu z pozostałą częścią województwa objęto dolnośląskie uzdrowiska: Jelenia Góra-Cieplice, Duszniki-Zdrój, Jedlina-Zdrój, Kudowa-Zdrój, Łądek-Zdrój, Polanica-Zdrój, Szczawno-Zdrój, Czarniawa-Zdrój, Świeradów-Zdrój, Długopole-Zdrój i Przerzeczn-Zdrój. Wynika to ze specyficznych uwarunkowań środowiskowych oraz zagrożenia dla utraty ich statusów w przypadku niepotwierdzenia zapewnienia właściwości leczniczych klimatu.

4. OCHRONA PRZYRODY I KRAJOBRAZU, W TYM BIORÓŻNORODNOŚCI

Obszar Dolnego Śląska odznacza się bogactwem i różnorodnością środowiska przyrodniczego i dziedzictwa kulturowego. Dążąc do transformacji energetycznej regionu i możliwości rozwoju potencjału odnawialnych źródeł energii, należy mieć na uwadze, że:

- **instalacje fotowoltaiczne (PV) o powierzchni większej niż 0,5 ha na obszarach ochrony przyrody lub większej niż 1 ha na pozostałych obszarach oraz**
- **instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW**

należą do **przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko**⁵ i wymagane jest wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przez właściwy organ, który stwierdza następnie czy konieczne jest przeprowadzenie oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (oś) wraz ze sporządzeniem raportu oddziaływania na środowisko (nieobligatoryjnego do czasu wydania ww. decyzji środowiskowej).

Biorąc pod uwagę stosowanie zasady ostrożności przy lokalizowaniu przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko i zapobiegania ewentualnym zagrożeniom dla środowiska przyrodniczego,

⁵ ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko

kulturowego i krajobrazu oraz kształtowanie przestrzeni województwa zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju wyznaczono na mapie obszary, które z punktu widzenia polityki regionalnej województwa, należy szczególnie chronić przed niewłaściwym zainwestowaniem. Należą do nich:

- obszary już objęte ochroną prawną (parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, Obszary Specjalnej Ochrony ptaków Natura 2000, Specjalne Obszary Ochrony Siedlisk Natura 2000, użytki ekologiczne, zespoły przyrodniczo-krajobrazowe, obszary wodno-błotne),
- obszary cenny przyrodniczo i pozostałe ustalenia wynikające z Planu zagospodarowania przestrzennego (proponowane obszary do objęcia ochroną prawną oraz korytarze ekologiczne),
- obszary górskie i leśne,
- wody podziemne i powierzchniowe, obszary ochrony wód, w tym strefy ochronne ujęć wód i strefy ochronne wokół zbiorników wód śródlądowych,
- obszary zagrożeń powodziowych,
- uzdrowiska i obszary ochrony uzdrowiskowej,
- wartość użytkowa gleb (klasy 1-3),
- obszary o krajobrazie mającym znaczenie historyczne, kulturowe lub archeologiczne,
- obszary krajobrazów priorytetowych w województwie dolnośląskim wynikające z audytu krajobrazowego (dokument w fazie opracowywania)

Obszary te wspólnie tworzą spójny ekologiczny system, mający zapewnić zarówno ochronę najcenniejszych walorów przyrodniczych, krajobrazowych i kulturowych województwa jak również zapewnić przepływy (migracje) gatunków pomiędzy ww. obszarami (w kraju i poza jego granicami). Wskazanie powyższych obszarów jest wstępną informacją dla potencjalnego inwestora dotyczącą wystąpienia możliwych konfliktach środowiskowo-przyrodniczych, związanych z lokalizacją inwestycji OZE.

OCHRONA BIORÓŻNORODNOŚCI

Ochrona bioróżnorodności została ujęta w dokumencie UE Unijna strategia na rzecz bioróżnorodności 2030⁶, gdzie podkreśla się, że przyroda jest ważnym sojusznikiem w walce ze zmianami klimatu. Rozwiązania oparte na zasobach przyrody, takie jak **ochrona i przywracanie terenów podmokłych, torfowisk i ekosystemów przybrzeżnych lub zrównoważone gospodarowanie obszarami morskimi, lasami, użytkami zielonymi i glebami rolnymi, mają zasadnicze znaczenie dla redukcji emisji gazów cieplarnianych i przystosowania się do zmiany klimatu**. Sadzenie drzew i rozwój zielonej infrastruktury pomaga w chłodzeniu obszarów miejskich i ogranicza skutki klęsk żywiołowych. **Utrata różnorodności biologicznej i załamanie się ekosystemu należą do największych zagrożeń dla ludzkości w następnym dziesięcioleciu**. Stwarzają niebezpieczeństwo dla podstaw gospodarki, a koszty niepodejmowania działań w tym zakresie są wysokie i oczekuje się, że będą nadal rosły. Największe straty w usługach ekosystemowych w latach 1997–2011 wynikały głównie ze zmiany pokrycia terenu oraz degradacji gruntów. Utrata różnorodności biologicznej doprowadziła w szczególności do zmniejszenia wydajności upraw i wielkości połowów, wzrostu strat gospodarczych spowodowanych powodziami i innymi klęskami żywiołowymi oraz utraty potencjalnych nowych źródeł leków.

Ocenia się, że krytyczny stan przyrody jest efektem działania pięciu głównych **bezpośrednich czynników utraty różnorodności biologicznej**, w tym: **zmiany użytkowania gruntów i mórz, nadmiernej eksploatacji zasobów, zmiany klimatu, zanieczyszczenia i występowania inwazyjnych gatunków obcych**.

⁶ COM(2020) 380 final, KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW, Unijna strategia na rzecz bioróżnorodności 2030, Przywracanie przyrody do naszego życia.

ROLA LASÓW I INNYCH OBSZARÓW ZALESIONYCH

W strategii leśnej UE⁷ stwierdza się, że lasy i inne obszary zalesione, które zajmują ponad 43,5% powierzchni lądowej UE, są niezbędne dla zdrowia oraz dobrego samopoczucia wszystkich mieszkańców Europy. Podkreśla się, że **lasy w naturalny sposób sprzyjają przystosowaniu się do zmiany klimatu oraz w istotnym stopniu przyczynią się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.**

Pomimo, że w ostatnich dziesięcioleciach powierzchnia lasów zwiększyła się, dzięki procesom naturalnym, zalesianiu, zrównoważonej gospodarce i aktywnej odbudowie, a szereg tendencji wykazuje wzrost, **należy zdecydowanie poprawić stan ochrony lasów**, w tym przede wszystkim na 27% powierzchni leśnej w UE, która jest chroniona. Ze sprawozdań państw członkowskich (obejmujących lata 2013–2018), złożonych na podstawie art. 17 dyrektywy siedliskowej, dotyczących stanu ochrony siedlisk wymienionych w załączniku I do dyrektywy wynika, że jedynie 49% siedlisk leśnych jest w dobrym stanie.

„Strategia leśna” stanowi część Europejskiego Zielonego Ładu i unijnej strategii na rzecz bioróżnorodności 2030. Uznaje nadrzędną i wielofunkcyjną rolę lasów w osiągnięciu do 2050 r. zrównoważonej i neutralnej dla klimatu gospodarki, przy jednoczesnym zapewnieniu odtwarzania, odporności i odpowiedniej ochrony wszystkich ekosystemów.

We wniosku dotyczącym zmienionego rozporządzenia w sprawie użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF)⁸ zaznacza się, że usuwanie gazów cieplarnianych przez lasy i produkty leśne odgrywa kluczową rolę w osiągnięciu ambitnego celu. Ocenia się, że pochłanianie netto⁹ w UE wynosi -310 mln ton ekwiwalentu dwutlenku węgla (CO₂e)¹⁰. Okres usuwania dwutlenku węgla może być znacznie wydłużony w przypadku przekształcania biomasy drzewnej w materiały i produkty drzewne o długim cyklu życia. Zgodnie z LULUCF państwa członkowskie zobowiązane są do prowadzenia rozliczeń emisji i pochłaniania w odniesieniu do zarządzanych gruntów uprawnych, trawiastych i terenów podmokłych w okresach od 2021 do 2025 oraz 2026 do 2030, w odniesieniu do okresu bazowego 2005-2009.

Bioenergia pochodząca z drewna jest obecnie głównym źródłem energii odnawialnej (OZE), dostarczającym 60% energii ze źródeł odnawialnych w UE. Aby osiągnąć cel redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 % do 2030 r., państwa członkowskie będą musiały znacznie zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii. Aby złagodzić potencjalne ryzyko dla klimatu i środowiska związane z wykorzystaniem bioenergii opartej na drewnie i maksymalnie zwiększyć jej pozytywny wpływ na klimat, w unijnej strategii na rzecz bioróżnorodności 2030 stwierdzono, że należy ograniczyć wykorzystanie całych drzew do produkcji energii – niezależnie od tego, czy są one produkowane w UE czy importowane. Oznacza to **zakaz pozyskiwania biomasy leśnej w lasach pierwotnych oraz ograniczenie pozyskiwania biomasy w lasach o dużej bioróżnorodności**, aby nie zakłócać w żaden sposób realizacji celów w zakresie ochrony przyrody. Ilość wykorzystywanego drewna nie może wykraczać poza granice zrównoważonego rozwoju i ma być optymalna zgodnie z zasadą wykorzystania kaskadowego oraz założeniami gospodarki o obiegu zamkniętym. Zasada wykorzystania kaskadowego została zapisana w strategii leśnej UE na lata 2014–2020. Zgodnie z nią drewno jest wykorzystywane w następującej kolejności: produkty drzewne, przedłużenie okresu ich użytkowania, ponowne wykorzystanie, recykling, bioenergia i unieszkodliwienie. Aby przyroda mogła się swobodnie rozwijać, w unijnej strategii na rzecz bioróżnorodności zaproponowano **ogólny cel na 2030 r. polegający na objęciu ochroną**, w ramach skutecznego systemu zarządzania, **co najmniej 30% powierzchni gruntów UE, z czego 10% gruntów UE powinno zostać objęte ścisłą ochroną**

⁷ Bruksela, dnia 16.7.2021 r. COM(2021) 572 final, KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW, Nowa strategia leśna UE 2030

⁸ Rozporządzenie w sprawie użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa (UE) 2018/841

⁹ W przypadku gdy pochłanianie gazów cieplarnianych jest wyższe od ich emisji, mówi się o pochłanianiu netto (ujemna wartość salda). W sytuacji odwrotnej mówi się o emisji netto (dodatnia wartość salda). Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2021 (KOBIZE)

¹⁰ Ekwiwalent dwutlenku węgla wyznacza się zgodnie z wartościami potencjału tworzenia efektu cieplarnianego (GWP) zamieszczonymi w Drugim raporcie oceny Międzyrządowego Zespołu do Spraw Zmian Klimatu (1995 IPCC GWP)

prawą. W szczególności **ściłą ochroną należy objąć wszystkie lasy pierwotne i starodrzewy.** Szacowana powierzchnia tych lasów pokrywa zaledwie około 3% unijnych terenów leśnych i zasadniczo występują one w małych fragmentach. Lasy pierwotne i starodrzewy nie tylko należą do najbogatszych ekosystemów leśnych w UE, ale również magazynują znaczące zasoby CO₂ i usuwają go z atmosfery, a jednocześnie mają **ogromne znaczenie dla różnorodności biologicznej i świadczenia podstawowych usług ekosystemowych.**

W unijnej strategii na rzecz bioróżnorodności do 2030 r. przewidziano zobowiązanie do zasadzenia co najmniej 3 mld dodatkowych drzew, przy pełnym poszanowaniu zasad ekologicznych. Inicjatywa ta będzie przeciwdziałać obecnej tendencji do zmniejszania się przyrostu netto powierzchni lasów w UE. W zaleceniach dla państw członkowskich dotyczących planów strategicznych wspólna polityka rolna (WPR) na lata 2023–2027 zachęca się do należytego uwzględnienia lasów. **Państwa członkowskie otrzymały szczegółowe zalecenia dotyczące lasów i sektora leśnictwa.** Głównym celem tych zaleceń jest:

- promowanie zrównoważonej gospodarki leśnej i zrównoważonego ponownego zalesiania i zalesiania,
- **zwiększenie wielofunkcyjności i roli lasów jako pochłaniaczy dwutlenku węgla,**
- ochrona lasów i przywrócenie ekosystemów leśnych z myślą o osiągnięciu dobrego stanu siedlisk i gatunków,
- budowanie odporności lasów na zmianę klimatu
- intensyfikacja społeczno-ekonomicznego rozwoju obszarów wiejskich.

Przy pełnym poszanowaniu zasady pomocniczości **organy krajowe lub** w razie potrzeby **organy regionalne państw członkowskich przygotowywałyby plany strategiczne.** Plany te mają być strategiczną wizją państw członkowskich **dotyczącą lasów i sektora leśno-drzewnego na następne 10, 30 i 50 lat.** Plany te nie podlegałyby zatwierdzeniu przez Komisję, ale zawierałyby wspólne elementy i ogólną strukturę opracowaną we współpracy z państwami członkowskimi, poddaną ocenie skutków i podlegającą zaangażowaniu zainteresowanych stron. Służyłoby to zapewnieniu porównywalności i kompleksowego obrazu stanu, ewolucji i przyszłych zmian lasów w UE, zgodnie z przewidywaniami państw członkowskich.

W ogłoszonym pakiecie "Fit for 55" na 2030 r. wyznaczono cel pochłaniania CO₂ przez lasy w całej UE wynoszący 310 mln ton. Tymczasem przy obecnej polityce pochłanianie wyniesie w 2030 roku 225 mln ton, co oznacza, że **państwa muszą poprawić swoje regulacje i zwiększyć pochłanianie CO₂ przez lasy.**

Lasy w Polsce pochłonęły ponad 15,1 mln ton CO₂ w 2020 r., a rok wcześniej było to aż 36 mln ton. Cały wynik pochłaniania CO₂ przez sektor związany z użytkowaniem gruntów i leśnictwem (LULUCF) wyniósł w 2019 roku 17 mln ton CO₂, a rok wcześniej - 38 mln ton CO₂. Dla porównania emisje Elektrowni Bełchatów wynoszą ok. 30 mln ton CO₂ rocznie. Komisja Europejska wskazuje na potrzebę wyznaczenia państwom członkowskim celów krajowych na rok 2030, które sumowałyby się do łącznego poziomu pochłaniania UE. Dla Polski cel krajowy wynosiłby 38,1 mln ton (COM(2021)554/2), czyli ponad dwa razy więcej niż wynik z 2020 r., co jednocześnie jest na poziomie notowanym w latach 2016-2018. W przypadku Polski, przy powierzchni lasów 9,4 mln ha, następuje redukcja CO₂ na poziomie 29,2 mln ton, co daje 3,1 t CO₂/ha lasu (Raport KOBiZE 2016 r.). **Powierzchnia lasów na Dolnym Śląsku w 2016 r. wynosiła 541 tys. ha, co pozwala zasekwestrować ok. 1,6 mln ton CO₂.**

5. WNIOSKI I WYTYCZNE WYNIKAJĄCE Z UWARUNKOWAŃ ŚRODOWISKOWYCH I PRZYRODNICZO-KULTUROWYCH

UE uznała, na podstawie raportów IPCC, że główną przyczyną zmian klimatycznych jest działalność człowieka. Prowadzenie działalności gospodarczej (wszelkiego rodzaju produkcja) oraz wytwarzanie energii powoduje emisje gazów cieplarnianych. W przypadku UE jest to emisja na poziomie 3,5 mld ton CO₂ (ok. 10% światowej emisji). Nadmierna emisja powoduje postanie efektu cieplarnianego i w konsekwencji wzrost średniej temperatury. Naukowcy stwierdzili, że do roku 2050 temperatura nie może wzrosnąć więcej niż 1,5°C.

Modelowe scenariusze, gdzie globalne ocieplenie ogranicza się do poziomu 1,5°C, uwzględniają zaspokojenie zapotrzebowania na usługi energetyczne, pomimo niższego zużycia energii (m.in. dzięki poprawie efektywności energetycznej), i zakładają szybszą elektryfikację końcowego zużycia energii (w oparciu o OZE) niż w scenariuszach 2°C. Przewiduje się również większy (niż w przypadku scenariuszy 2°C) udział niskoemisyjnych źródeł energii w miksie energetycznym, szczególnie przed 2050 r., które w 2050 r. będą dostarczać 70-85% energii elektrycznej. Zakłada się także udział paliw kopalnych z wychwytem i składowaniem dwutlenku węgla (CCS), którego zastosowanie pozwoliłoby na udział gazu w globalnej produkcji energii elektrycznej w 2050 r. na poziomie ok. 8%, przy jednoczesnych spadku wykorzystania węgla do niemalże zera. Wymaga to daleko idących zmian gospodarczych, społecznych i technicznych. Przejście wyłącznie na energię odnawialną (słoneczna, wiatru) wymaga opanowania technologii magazynowania energii na skalę przemysłową.

Zastosowanie energii odnawialnej ograniczy również emisję pyłów i gazów, co przyczyni się do poprawy zdrowia obywateli. Polityka UE, państwa oraz władz samorządowych ma zmobilizować obywateli do przyspieszenia działań w tym zakresie. Władze województwa dolnośląskiego podjęły już działania, w zakresie swoich kompetencji, poprzez uchwalenie tzw. uchwał antysmogowych.

II. UWARUNKOWANIA PRAWNE

Pod koniec XX wieku zaobserwowano znaczne zmiany klimatyczne na świecie. Zaczęły przejawiać się one wzrostem średniej temperatury na świecie i coraz większymi zmianami klimatu. Takie zjawiska jak: susze, powódzie czy tornada zaczęły przybierać coraz bardziej ekstremalne wartości. Unia Europejska dąży do podejmowania działań na rzecz ochrony klimatu. Jednak wydaje się, że nigdy wcześniej formułowanie unijnych celów i polityk dotyczących rozwoju gospodarczego nie odbywało się w tak silnym i bezpośrednim powiązaniu z koniecznością ochrony klimatu. Ten fenomen dobrze obrazuje koncepcja gospodarki regeneracyjnej, która daje planecie więcej niż sama bierze [Fullerton 2015]. Nieodzownym wyróżnikiem tej koncepcji jest model regeneracyjnego (jakościowego) wzrostu, wedle którego to zdrowe środowisko i sprawne ekosystemy zapewniają bezpieczną przestrzeń operacyjną dla rozwoju gospodarki [Capra, Henderson 2014]¹¹.

W 2019 roku powstały w Polsce dwa dokumenty: „Polityka energetyczna Polski 2040” (PEP 2040) oraz „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu 2021-2030” (KPEiK 2030), które powinny odpowiadać wyzwaniom stawianym przez Unię Europejską. Jednak w obu dokumentach do roku 2030 węgiel będzie utrzymywał dominującą rolę, a udział energii z węgla na rok 2040 nie został określony. Ponadto udział OZE w miksie energetycznym na rok 2030 różni się od celów wyznaczonych przez KE. Szczególnie niezgodność dokumentu KPEiK 2030 z prawem unijnym, który został przesłany do Komisji Europejskiej, budzi duże obawy. W styczniu 2021 roku KE przesłała swoją ostateczną i mocno krytyczną opinię.

W rozdziale dotyczącym uwarunkowań prawnych:

- zidentyfikowano bariery prawne, które powinny być usunięte aby umożliwić: rozwój energetyki prosumenckiej i rozproszonej, tworzenie się efektywnych klastrów i spółdzielni energetycznych oraz innych form współpracy i działalności w zakresie wytwarzania, dystrybucji i magazynowania energii z OZE;
- zaproponowano zmiany prawne, które powinny zostać wprowadzone, aby skutecznie przeprowadzić transformację energetyczną i osiągnąć neutralność klimatyczną;
- przedstawiono narzędzia prawne, jakie powinna posiadać administracja publiczna – szczególnie szczebla regionalnego, oraz określono rolę i kompetencje samorządu regionalnego w stymulowania transformacji energetycznej i osiąganiu celów polityki unijnej.

Strategia energetyczna Dolnego Śląska – kierunki wsparcia sektora energetycznego powinna umożliwiać aktywne inicjowanie i wspieranie rozwoju systemu opartego na regionalnych i lokalnych źródłach energii wraz z rozwiązaniami do jej magazynowania.

¹¹ Na temat gospodarki regeneracyjnej zob. Również Wniosek – Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ogólnego unijnego programu działań w zakresie środowiska do 2030 r., Bruksela, dnia 14 października 2020 r., COM(2020) 652 final (<https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2020:0652:FIN:PL:PDF>).

1. UNIJNE I KRAJOWE REGULACJE PRAWNE ORAZ DOKUMENTY STRATEGICZNE

1.1. ZAŁOŻENIA I KIERUNKI POLITYKI ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNEJ UE ¹²

Pierwsze wspólne działanie na rzecz ochrony klimatu większości państw na świecie zostało podjęte na konferencji w Kioto w grudniu 1997 r. - „**Protokół z Kioto**” w sprawie przeciwdziałania globalnemu ociepleniu¹³. Stosowny proces legislacyjny został zainicjowany w 2007 r. poprzez komunikat Komisji „Europejska Polityka Energetyczna”¹⁴, który z racji łącznego potraktowania problematyki środowiska i energii został nazwany **pakiem klimatyczno-energetycznym**. Efektem ww. pakietu było przyjęcie prawnego zobowiązania, że do roku 2020 zostaną zrealizowane cele w sprawie ograniczenia emisji CO₂ o 20% w stosunku do poziomu z 1990 r.¹⁵, wykorzystania energii odnawialnej, a konkretnie uzyskania 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii brutto (RED I)¹⁶ oraz zwiększenia o 20% efektywności energetycznej¹⁷.

Wzrost znaczenia energetyki oddaje również przyjęcie **Traktatu lizbońskiego** w 2007 r., wprowadzającego do Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE)¹⁸ - tytuł XXI *Energetyka* (**art. 194 TFUE**). Dzięki temu omawiane zagadnienie uzyskało wysokie należne miejsce wśród przepisów traktatowych. Wspomniany przepis w ust. 1 określa cztery cele polityki Unii w dziedzinie energetyki, do których należy:

- 1) zapewnienie funkcjonowania rynku energii;
- 2) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii;
- 3) wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii;
- 4) wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

Na pierwszym miejscu wymieniono zapewnienie funkcjonowania rynku energii, co znajduje pełne odzwierciedlenie w ówczesnym prawodawstwie, nakierowanym na dalsze otwarcie rynku energetycznego (tzw. **trzeci pakiet liberalizacyjny**), zwłaszcza rozwoju konkurencji, realizowanej m.in. poprzez zasadę swobodnego wyboru dostawcy energii i gazu, ochrony odbiorców końcowych, zwłaszcza tzw. odbiorców wrażliwych¹⁹. Należy stwierdzić, że konkurencyjny rynek energii będzie stanowił niezbędny fundament dla

¹² Opracowano na podstawie „Rekomendacji do zmian legislacyjnych w zakresie przeprowadzenia transformacji energetycznej i osiągnięcia neutralności klimatycznej” pod red. Jerzego Korczaka

¹³ Protokół z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzony w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r., zatwierdzony decyzją Rady 2002/358/WE z dnia 25 kwietnia 2002 (Dz.U. UE L 130 z dnia 15 maja 2002 r., s. 1)

¹⁴ Komunikat Komisji Europejskiej z dnia 10 stycznia 2007 r. do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego - Europejska Polityka Energetyczna, COM(2007) 1 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=LEGISSUM%3AI27067>).

¹⁵ Zob. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. UE L 140, s. 63); Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 140, s. 136 z późn. zm.)

¹⁶ Tzw. **Dyrektywa RED I** Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. UE L 140 z dnia 5 czerwca 2009 r., s. 16), zwana dalej też dyrektywą 2009/28/WE lub dyrektywą OZE.

¹⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiana dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz.U. UE L 315 z dnia 14 listopada 2012 r., s. 1).

¹⁸ Zob. Traktat zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, podpisany w Lizbonie dnia 13 grudnia 2007 r. (Dz.Ur. UE C 306 z dnia 17 grudnia 2007 r., s. 1).

¹⁹ Trzeci pakiet liberalizacyjny został nakierowany na dalszą integrację krajowych systemów energetycznych i rozwój konkurencji. W szczególności **Dyrektywa 2009/72/WE** wprowadziła zasadę *ownership unbundling*, czyli własnościowe rozdzielenie działalności w zakresie przesyłania energii i gazu ziemnego od innych rodzajów działalności w zakresie energetyki oraz utworzenie Agencji ACER na mocy Rozporządzenia 713/2009, czyli agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki dla koordynacji działań regulacyjnych w państwach członkowskich. Zob. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady **2009/72/WE** z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. UE L 211, T. 52 z dnia 14 sierpnia 2009 r., s. 55); Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. UE L 211, Nr 52 z dnia 14 sierpnia 2009 r., s. 1).

realizacji ambitnych celów zmiany architektury rynku energii w kierunku systemu rozproszonego i prosumenckiego [Müller 2019].

Należy zwrócić uwagę, że art. 194 TFUE został bezpośrednio poprzedzony tytułem *Środowisko* (art. 191-193 TFUE), co sugeruje znaczenie tego zagadnienia. Potwierdza to również brzmienie art. 11 TFUE, który stanowi, że: „Przy ustalaniu i realizacji polityk i działań Unii, w szczególności w celu wspierania zrównoważonego rozwoju, muszą być brane pod uwagę wymogi ochrony środowiska”. W związku z tym należy stwierdzić, że przyjęcie Traktatu Lizbońskiego otwiera nowy etap unijnej polityki energetycznej, w ramach której nastąpiła nie tylko dalsza liberalizacja rynku energetycznego, ale przede wszystkim przyjęto bezprecedensowe prawodawstwo służące ochronie klimatu i środowiska, co nakazuje zrewidować dotychczasowe cele polityki energetycznej. Bezpośrednim impulsem do tworzenia tak odważnych regulacji były postanowienia zawarte w Protokole z Kioto.

Następnym krokiem było zawarcie tzw. „**porozumienia paryskiego**” w grudniu 2015 r. Na tej konferencji uznano, że powodem zmian klimatu jest wzrost średniej temperatury, który wynika z nadmiernej emisji gazów cieplarnianych (głównie CO₂). Celem zawartego porozumienia jest łagodzenie zmian klimatu poprzez wymuszenie zmniejszania antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych. Wzrost średniej temperatury, który jest wynikiem nadmiernej emisji gazów cieplarnianych generowanych przez działalność człowieka, prowadzi w konsekwencji do zmian klimatu. Rządy osiągnęły porozumienie (zobowiązania) do 2050 roku w kwestii:

- długoterminowego celu, jakim jest utrzymanie wzrostu średniej temperatury na świecie znacznie poniżej 2°C w odniesieniu do poziomu sprzed epoki industrialnej,
- dążenia do tego, by ograniczyć wzrost średniej temperatury do 1,5°C, gdyż znacznie obniżyłoby to ryzyko i negatywne skutki zmiany klimatu,
- konieczności jak najszybszego osiągnięcia w skali świata punktu zwrotnego (maksymalnego poziomu emisji), od którego emisja będzie już tylko spadać – przy założeniu, że w krajach rozwijających będzie to trwać dłużej.

„Porozumienie paryskie” zostało potwierdzone przez Unię Europejską w dniu 5 października 2016 r. na podstawie decyzji Rady (UE) 2016/1841. Zobowiązanie Unii do redukcji emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce zostało zaplanowane i ustalone na szczeblach krajowych i przekazanych w związku z podpisaniem „porozumienia” przez Unię i jej państw członkowskich Sekretariatowi UNFCCC. „Porozumienie paryskie” weszło w życie w dniu 4 listopada 2016 r. i zastępuje podejście przyjęte na podstawie „protokołu z Kioto” z 1997 r.

30 listopada 2016 r. Komisja przedstawiła w formie komunikatu pakiet wniosków ustawodawczych zatytułowany „**Czysta energia dla wszystkich Europejczyków**”²⁰ (tzw. pakiet zimowy), mający na celu dostosowanie prawodawstwa UE do potrzeb realizacji unii energetycznej z 2015 r., a przede wszystkim powiązanie energetyki z ochroną klimatu. Ideą przewodnią utworzenia unii energetycznej jest zagwarantowanie wszystkim Europejczykom dostępu do bezpiecznej, zrównoważonej i taniej energii, jak również stworzenie nowych narzędzi dla realizacji ambitnych celów klimatycznych. **Dokument można uznać za formalny początek transformacji energetycznej w Unii Europejskiej.**

W konsekwencji przyjęto szereg aktów prawnych głównie na przełomie 2018 i 2019 r. do których należy m.in. dyrektywa 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II)²¹, nowa dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej (2018/2002/UE)²², zmieniona Dyrektywa

²⁰ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego, *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, Bruksela dnia 30 listopada 2016 r., COM(2016) 860 final (<https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/PL/COM-2016-860-F1-PL-MAIN-PART-1.PDF>) [dostęp: 22.12.2020].

²¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 18 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona) (Dz.U. UE L 328 z dnia 21 grudnia 2018 r. s. 82), zwana dalej dyrektywą RED II lub dyrektywą 2018/2001.

²² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz.U. UE L 328 z dnia 21 grudnia 2018 r. s. 210).

2018/844 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, która wprowadziła długoterminowe strategie renowacji, czy Rozporządzenie 2017/1369 ustanawiające ramy etykietowania energetycznego. Należy podkreślić znaczenie Rozporządzenia nr **2018/1999**²³, które konstytuuje **pięć wymiarów unii energetycznej**, ściśle ze sobą powiązanych i wzajemnie się wzmacniających, do których zalicza się: 1) bezpieczeństwo energetyczne, 2) wewnętrzny rynek energii, 3) efektywność energetyczna, 4) obniżenie emisyjności oraz 5) badania naukowe, innowacje i konkurencyjność (art. 1 ust. 2). Należy zwrócić uwagę, że ww. wymiary pokrywają się z traktatowymi celami polityki energetycznej, sformułowanymi w art. 194 ust. 1 TFUE, jednak nastąpiła tu zmiana akcentowania, gdyż na pierwszym miejscu umieszczono bezpieczeństwo energetyczne. Wymienione rozporządzenie wskazuje jako „mechanizm zarządzania” sporządzanie przez państwa członkowskie oraz Unię Europejską długoterminowych strategii, do których należą **zintegrowane krajowe plany w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK)** na okres 10 lat, rozpoczynając od okresu 2021–2030 (art. 3). Mając na uwadze cele niniejszego opracowania należy podkreślić, że rozporządzenie stanowi w art. 11 o konieczności organizowania **wielopoziomowego dialogu dotyczącego klimatu i energii**, w którym mogą aktywnie uczestniczyć władze samorządów lokalnych, obok organizacji społecznych, przedsiębiorców, inwestorów i innych zainteresowanych stron.

Poziom elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych, które państwa członkowskie zamierzają osiągnąć mając na względzie cel elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych na rok 2030, wynosi co najmniej 15% przy uwzględnieniu celu na rok 2020 wynoszący 10% połączeń międzysystemowych. Kolejność realizacji działań zostanie określona na podstawie różnic cenowych na rynku hurtowym, nominalnej zdolności przesyłowej połączeń międzysystemowych w stosunku do maksymalnego zapotrzebowania na moc i moc zainstalowaną w odnawialnych źródłach energii. Każde nowe połączenie międzysystemowe ma być przedmiotem analizy kosztów i korzyści społeczno-ekonomicznych oraz środowiskowych i będzie realizowane tylko wtedy, gdy potencjalne korzyści będą przewyższać koszty.

Dwa ostatnie raporty Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) z 2018 i 2019 roku potwierdzają, że wzrost średniej temperatury na świecie powoduje zmiany klimatu i jest efektem nadmiernej emisji gazów cieplarnianych do atmosfery generowanych przez człowieka. Raporty podkreślają, że wzrost temperatury do 2050 roku o 2°C będzie katastrofalny dla planety i należy zrobić wszystko aby średnia temperatura wzrosła maksymalnie o 1,5°C. Prognozowany wzrost temperatury może doprowadzić do zmian klimatycznych, które zaczną zagrażać życiu milionów ludzi.

Jak wynika z dotychczasowych deklaracji UE chce być światowym liderem w walce ze zmianami klimatu choć obecnie emituje ok. 10% światowej emisji (ok. 3 500 mln ton CO₂/rok). Chce do roku 2050 osiągnąć „neutralność klimatyczną” (ile gazów zostanie wyemitowanych tyle ma zostać pochłoniętych) i w ten sposób zachęcić pozostałe państwa do podobnych działań.

Przyjęty w grudniu 2019 r. **Europejski Zielony Ład**²⁴ (EZŁ) jest dokumentem, który zakłada kontynuację proekologicznej przebudowy gospodarki UE, by w ciągu trzech dekad stać się pierwszym na świecie obszarem neutralnym klimatycznie. Tak ambitny cel dotknie wszystkie sektory gospodarki i czeka nas gruntowna przebudowa, głównie **sektora energetycznego, który** odgrywa kluczową rolę w ograniczaniu emisji. Zmiana systemu energetycznego jest zatem warunkiem koniecznym realizacji ambitnych założeń Europejskiego Zielonego Ładu. Na tle gospodarek wszystkich państw członkowskich widać wyraźnie, że najgłębsze zmiany czeka sektor energetyki w Polsce, gdzie prawie 80% energii elektrycznej jest aktualnie wytwarzana w procesie spalania węgla kamiennego (49,27%) oraz brunatnego (27,83%) (Agora

²³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 328 z dnia 21 grudnia 2018 r., s. 21).

²⁴ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład, Bruksela, dnia 11 grudnia 2019 r., COM(2019) 640 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=COM:2019:0640:FIN>).

Energiewende 2020;). Gruntowna reforma sektora energetyki w Polsce nie jest możliwa bez aktywnego udziału wszystkich poziomów władz publicznych, nie wyłączając poziomu samorządowych regionów, do którego zalicza się Województwo Dolnośląskie.

Podstawowa teza opiera się na twierdzeniu, że unijne regulacje, choć wymuszają zmianę miksu energetycznego każdego z państw członkowskich - redukcja emisji CO₂ o 55% do 2030 r. i zeroemisyjność do 2050 r., to nie narzucają przyjęcia konkretnego sposobu osiągnięcia celu. Od wizji państw członkowskich zależeć będzie sposób przebudowy sektora energetycznego w danym państwie. Chodzi o zmianę modelu tradycyjnego, w którym na miejsce dużych jednostek węglowych będziemy mieli *offshore* albo bloki jądrowe a modelem alternatywnym opartym o energię wytwarzaną w systemie rozproszonym i prosumenckim.

1.1.1. Uwarunkowania prawne w zakresie promowania odnawialnych źródeł energii

Wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii jest jednym z podstawowych założeń europejskiej polityki energetycznej, która musi mieć odzwierciedlenie w polityce energetycznej każdego z państw członkowskich. Do przedmiotowej sfery odnosi się wiele unijnych aktów prawnych. *Koncepcja zrównoważonego rozwoju Strategii Lizbońskiej* z marca 2000 r., która związana była z osiągnięciem neutralności klimatycznej, stanowi podstawę unijnego prawa ochrony środowiska. Niewątpliwie miała ona niebagatelny wpływ na wykształcenie się unijnego prawodawstwa odnoszącego się do sfery odnawialnych źródeł energii.

Podstawowym unijnym aktem regulującym sektor energii odnawialnej jest dyrektywa RED I. Wskazany akt prawny zawiera szczegółowe regulacje zmierzające do wykonania postulatów europejskiej polityki energetycznej w zakresie wzrostu wytwarzania energii w źródłach odnawialnych, jak również nakłada na państwa członkowskie obowiązek realizacji ściśle określonych celów (Elżanowski, Będkowski-Kozioł, Skoczny, 2010). Warto zwrócić uwagę, że w zakresie implementacji tej dyrektywy, państwa członkowskie powinny przyjąć odpowiednie przepisy krajowe w zakresie:

- 1) zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego poprzez zmniejszenie zależności państw członkowskich Unii Europejskiej od importu energii,
- 2) dążenia do zdecentralizowanego wytwarzania energii, które poprzez korzystanie z lokalnych źródeł energii będzie skutkowało większym bezpieczeństwem dostaw energii w skali lokalnej, krótszych odległościach transportowych oraz zmniejszeniem strat przesyłowych,
- 3) tworzenie możliwości zatrudnienia i rozwoju regionalnego, zwłaszcza na obszarach wiejskich,
- 4) wspieranie rozwoju technologicznego i innowacji,
- 5) obniżenie emisji gazów cieplarnianych (zob. Gola, Przybylska, 2014).

Ponadto warto wspomnieć, że każde z państw członkowskich musi zrealizować swoje cele krajowe w zakresie udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii. Zgodnie z normami prawa unijnego aby osiągnąć wyznaczone celów państwa członkowskie muszą ustanowić przepisy dotyczące m.in. poprawy dostępu do sieci dla energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a także określić procedury administracyjne i procedury planowania oraz uregulować kwestie informacji i szkoleń dla instalatorów. W przypadkach, w których do osiągnięcia wspomnianych celów wykorzystuje się biopaliwa, muszą one spełniać szereg wymogów związanych ze zrównoważonym rozwojem, które także należy uregulować w prawie krajowym [Gola, Przybylska, 2014]. *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* określa dla danego państwa członkowskiego krajowe cele na rok 2030 w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych zużyte w sektorze transportowym, sektorze energii elektrycznej, sektorze ogrzewania i chłodzenia w 2020 r., uwzględniając wpływ innych środków polityki efektywności energetycznej na końcowe zużycie energii oraz odpowiednie środki, które należy podjąć dla osiągnięcia krajowych celów ogólnych, w tym m.in. współpracę między organami władzy lokalnej, regionalnej i krajowej, zaplanowane transfery statystyczne lub wspólne projekty, krajowe strategie ukierunkowane na rozwój istniejących zasobów biomasy i zmobilizowanie nowych zasobów biomasy do różnych zastosowań.

Kolejnym aktem prawa Unii Europejskiej jest dyrektywa RED II, której postanowienia obowiązują od 1 lipca 2021. Określa ona wspólny dla wszystkich państw członkowskich cel, aby do roku 2030 udział energii ze źródeł odnawialnych (OZE) w końcowym zużyciu energii brutto w całej Unii wynosił co najmniej 32%. Bez zmian pozostaje cel określony na rok 2020 przez dyrektywę RED I (art. 3 ust. 1) – 20% udziału energii pochodzącej z OZE w unijnym zużyciu energii oraz indywidualne zobowiązania państw członkowskich dotyczące struktury ich bilansu energetycznego do tego roku. W odróżnieniu od obowiązków określonych do roku 2020, nowe przepisy nie wprowadzają celów częściowych przypisanych poszczególnym krajom w zakresie docelowych udziałów energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii. Miksy energetyczne poszczególnych państw ustalane będą przez nie indywidualnie i zostaną sformułowane w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu. Krajowe wkłady muszą być jednak wystarczające do osiągnięcia wspólnego unijnego celu w zakresie udziału energii z OZE w 2030 r. i zostać określone zgodnie z procedurą opisaną w art. 5 rozporządzenia 2018/1999 [Wiśniewski, Więcka, 2018].

Dyrektywa RED II wprowadza instytucję wirtualnego prosumenta. Zgodnie z jej art. 2 pkt 15 „działający grupowo prosumenci energii odnawialnej to grupa co najmniej dwóch działających wspólnie prosumentów energii odnawialnej, zlokalizowanych w tym samym budynku lub budynku wielomieszkaniowym”, przy czym – jak stanowi art. 2 pkt 14 dyrektywy RED II – prosument energii odnawialnej to odbiorca końcowy działający w ramach swoich obiektów o określonych granicach lub jeśli jest to dozwolone przez państwo członkowskie w ramach innych obiektów, który wytwarza odnawialną energię elektryczną na własne potrzeby oraz może magazynować lub sprzedawać samodzielnie wytworzoną energię elektryczną, pod warunkiem że w przypadku prosumenta energii odnawialnej, niebędącego gospodarstwem domowym, działania te nie stanowią jego podstawowej działalności handlowej lub zawodowej. Regulacje wprowadzające instytucję wirtualnego prosumenta mają na celu dalszy rozwój wytwarzania energii z OZE w systemie prosumenckim i skierowane są głównie do tych podmiotów, które nie dysponują dostateczną powierzchnią służącą budowie swojego (niezależnego) źródła (instalacji) wytwarzającego energię z OZE.

Analizując zapisy dyrektywy RED II można stwierdzić, że w ramach wirtualnego prosumenta wytwarzanie energii z OZE nastąpi w szczególności w budynkach wielorodzinnych (m. in. przez spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe) czy też w budynkach administracyjnych, a podstawowym założeniem działającego systemu jest wspólna eksploatacja instalacji OZE przez prosumentów. Przepisy dyrektywy RED II – zgodnie z jej art. 36 – mają być wprowadzone do krajowych regulacji prawnych do dnia 30 czerwca 2021 r.

1.1.2. Uwarunkowania prawne regulujące kwestie pomocy publicznej

Rozwój OZE nie jest możliwy bez zastosowania przepisów dotyczących pomocy publicznej. Głównym unijnym aktem prawnym, który będzie miał zastosowanie w płaszczyźnie ich stosowania jest rozporządzenie GBER (od ang. *General Block Exemption Regulation*) w sprawie wyłączeń grupowych²⁵. Unijny legislator wyodrębnił warunki, po spełnieniu których państwa członkowskie, bez konieczności ubiegania się o zgodę Komisji na podstawie art. 108 ust. 3 TFUE, mogą udzielać pomocy publicznej na realizację wybranych przedsięwzięć [Kulawik-Dutkowska, 2014]. Co ważne, „obecnie w naszym kraju w zasadzie wszystkie przypadki udzielenia pomocy regionalnej (pomoc regionalną stanowią np. zwolnienia podatkowe przyznawane w specjalnych strefach ekonomicznych) oraz większości kategorii tzw. pomocy horyzontalnej (tj. przeznaczonej na prowadzenie prac badawczo-rozwojowych, ochronę środowiska – za wyjątkiem pomocy w formie bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz tzw. pomocy operacyjnej na OZE, rozwój małych i średnich przedsiębiorstw, zatrudnienie, szkolenia, jak również pomoc na dostęp MŚP do finansowania) dokonuje się w ramach wytyczonych GBER” [Kaznowski, Stasiak, 2018].

²⁵ Rozporządzenie Komisji Europejskiej (UE) Nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz.U. UE L 187 z dnia 26 czerwca 2014 r., s. 1)

Za dopuszczalną bez wymogu notyfikacji i autoryzacji została uznana pomoc:

- inwestycyjna umożliwiająca przedsiębiorstwom zastosowanie norm surowszych niż normy unijne w zakresie ochrony środowiska lub podniesienie poziomu ochrony środowiska w wypadku braku norm unijnych,
- na zakup nowych pojazdów transportowych spełniających normy surowsze niż normy unijne lub podnoszących poziom ochrony środowiska w wypadku braku norm unijnych,
- na szybkie przystosowanie małych i średnich przedsiębiorstw do przyszłych norm wspólnotowych,
- na inwestycje zwiększające oszczędność energii,
- na inwestycje w układy kogeneracji o wysokiej sprawności,
- na inwestycje w propagowanie odnawialnych źródeł energii,
- na badania środowiska,
- inwestycyjna na projekty wspierające efektywność energetyczną w budynkach,
- operacyjna na propagowanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych,
- w formie ulg w podatkach na ochronę środowiska na mocy dyrektywy 2003/96/WE,
- inwestycyjna na rekultywację zanieczyszczonych terenów,
- inwestycyjna na efektywny energetycznie system ciepłowniczy i chłodniczy,
- inwestycyjna na recykling i ponowne wykorzystanie odpadów,
- inwestycyjna na infrastrukturę energetyczną.

Warto również zwrócić uwagę na wytyczne EEAG z 2014 r.²⁶, które bezpośrednio dookreślają kategorie pomocy i wprowadzają pomoc przeznaczoną na [Ura, 2018]:

- 1) spełnienie wymogów surowszych niż normy unijne lub podniesienie poziomu ochrony środowiska w wypadku braku norm unijnych (w tym pomoc na zakup nowych środków transportu),
- 2) wcześniejsze dostosowanie do przyszłych norm unijnych, badania środowiska, rekultywację terenów zanieczyszczonych, produkcję energii ze źródeł odnawialnych, środki na rzecz efektywności energetycznej, w tym kogenerację oraz systemy ciepłownicze i chłodnicze,
- 3) efektywną gospodarkę zasobami, w szczególności:
 - a) gospodarowanie odpadami,
 - b) wychwytywanie, transport i składowanie CO₂, w tym indywidualne elementy łańcucha wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS²⁷),
 - c) w postaci obniżek podatków na ochronę środowiska lub zwolnień z takich podatków; w postaci ulg w finansowaniu wsparcia na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;
- 4) infrastrukturę energetyczną,
- 5) środki w zakresie wystarczalności mocy wytwórczych, pomoc w postaci przydziałów emisji gazów cieplarnianych,
- 6) relokację przedsiębiorstw.

²⁶ Wytyczne EEAG - ang. *the Environmental and Energy State Aid Guidelines* – Komunikat Komisji Europejskiej z dnia 28 czerwca 2014 r. - Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 (Dz.U. UE C 200 z dnia 28 czerwca 2014 r., s. 1).

²⁷ Ang. *Carbon Capture and Storage*.

1.1.3. Najnowsze zmiany zawarte w aktach soft law

Europejski Zielony Ład zakłada, że ambitny cel neutralności klimatycznej Europy do 2050 r. nie zostanie osiągnięty wyłącznie poprzez odejście od paliw kopalnych lecz będzie wymagać transformacji *praktycznie wszystkich innych gałęzi gospodarki*, które dotychczas nie były wprost kojarzone z procesem dekarbonizacji, jak rolnictwo, transport czy budownictwo. Europejski Zielony Ład to całościowa strategia rozwojowa UE wyznaczająca długoterminowe cele w szeregu powiązanych ze sobą dziedzin. Dla realizacji planowanych działań Komisja przyjęła szereg komunikatów, czyli aktów o charakterze *soft law*, wśród których najważniejsze to *Strategia na rzecz różnorodności biologicznej do roku 2030*²⁸, *Plan działania UE (Action Plan)* dotyczący gospodarki o obiegu zamkniętym²⁹ czy *Strategia „od pola do stołu”* dotycząca zrównoważonej żywności³⁰.

EZŁ określa ambitny cel neutralności klimatycznej do połowy bieżącego stulecia i w związku z tym, że komunikat nie ma mocy prawnie wiążącej, powstała inicjatywa wydania **prawa o klimacie** rangi rozporządzenia europejskiego³¹ jako instrumentu, który przenosi powyższe zobowiązania do systemu prawnego UE. Jednocześnie Komisja zaproponowała wyższy poziom redukcji emisji CO₂ na 55% do 2030 r.³². To z kolei będzie wymagało znacznego zwiększenia zobowiązań wyrażonych przez Polskę w zintegrowanym *Krajowym planie w zakresie energii i klimatu na lata 2021–2030* (KPEiK)³³. W praktyce przyjęcie 55% celu redukcyjnego do 2030 roku będzie się wiązało ze znacznym wzrostem cen uprawnień do emisji w systemie EU ETS (Maruszkin 2020)³⁴.

Ponadto EZŁ wprowadza nie tylko konieczność zmiany dotychczasowego miksu energetycznego państw członkowskich, ale również przewiduje zmianę dotychczasowego modelu produkcji energii. Kierunki zmian najlepiej oddaje **Strategia na rzecz integracji systemów energetycznych**³⁵, która przewiduje,

²⁸ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *Unijna strategia na rzecz bioróżnorodności 2030 Przywracanie przyrody do naszego życia*, Bruksela, dnia 20 maja 2020 r., COM (2020) 380 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52020DC0380>) [dostęp: 12.12.2020].

²⁹ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *Nowy plan działania UE dotyczący gospodarki o obiegu zamkniętym na rzecz czystszej i bardziej konkurencyjnej Europy*, Bruksela, dnia 11 marca 2020 r., COM (2020) 98 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0098&from=EN>) [dostęp: 12.12.2020].

³⁰ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *Strategia „od pola do stołu” na rzecz sprawiedliwego, zdrowego i przyjaznego dla środowiska systemu żywnościowego*, Bruksela, dnia 20 maja 2020 r., COM (2020) 381 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0381&from=EN>) [dostęp: 12.12.2020].

³¹ Komisja przedstawiła dotąd dwa wnioski dotyczące rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej (Europejskie prawo o klimacie): Wniosek: Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie), Bruksela, dnia 4 marca 2020 r., COM(2020) 80 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020PC0080&from=EN>) oraz Zmieniony wniosek, Bruksela, dnia 17 września 2020 r., COM(2020) 563 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020PC0563&from=EN>) [dostęp: 12.12.2020].

³² Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Ambitniejszy cel klimatyczny Europy do 2030r. Inwestowanie w przyszłość neutralną dla klimatu z korzyścią dla obywateli – Plan w zakresie celów klimatycznych na 2030 r., Bruksela, dnia 17 września 2020 r., COM(2020) 562 final (<https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2020/PL/COM-2020-562-F1-PL-MAIN-PART-1.PDF>) [dostęp: 06.12.2020].

³³ Dokument został przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich na posiedzeniu w dniu 18 grudnia 2019 r. i dnia 30 grudnia 2019 r. Minister Aktywów Państwowych przekazał go Komisji Europejskiej (<https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>) [dostęp: 06.12.2020].

³⁴ Jednym z najważniejszych instrumentów polityki klimatycznej Unii Europejskiej jest system handlu uprawnieniami do emisji (*Emission Trading System*, ETS). System handlu uprawnieniami do emisji został w Unii uruchomiony dnia 1 stycznia 2005 r., zaś aktualnie obowiązuje dyrektywa 2009/29, która zakłada, że po 2013 r. funkcjonuje pełny system aukcyjny dla sektora energetycznego, z uwzględnieniem jego możliwości w zakresie obciążania swoich klientów zwiększonymi kosztami emisji CO₂.

³⁵ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego, Bruksela, dnia 8 lipca 2020 r., COM(2020) 299 final, (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/pl-TXT/?uri=COM:2020:0299:FIN>), [dostęp: 6.12.2020].

że model scentralizowany, oparty na jednokierunkowym przepływie energii od wytwórcy do odbiorcy zostanie w przyszłości zastąpiony modelem rozproszonym, w którym energia przepływa w wielu kierunkach. Chodzi o integrację sektorów, czyli o ściśle powiązanie zelektryfikowanych sektorów ciepła i transportu z istniejącym systemem energetycznym. Strategia zakłada, że elastyczne reagowanie na pojawiające się nadwyżki w dostawach energii oraz na ewentualne chwilowe jej braki wymaga nawiązania wielokierunkowej kooperacji na rzecz stabilizacji całego systemu energetycznego. W zaprezentowanym modelu wszyscy odbiorcy energii będą brali udział w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego.

Na koniec warto wskazać, że zmiana modelu produkcji energii ze scentralizowanego na rozproszony jest związana koniecznością rozwoju nowoczesnych technologii ICT, jak *smart grid*, mikro sieci, chmury obliczeniowe czy technologia rozproszonego rejestru do zarządzania przepływami energii. W związku z tym istnieje pilna potrzeba uwzględnienia w *Strategii Energetycznej Dolnego Śląska* znaczenia postępu technologicznego, co zostało dobitnie wyartykułowane w komunikacie Komisji „**Kształtowanie cyfrowej przyszłości Europy**”³⁶.

1.2. ZAŁOŻENIA I KIERUNKI POLITYKI ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNEJ POLSKI

Przedstawione analizy i strategie unijne oparte na dążeniu Unii Europejskiej do neutralności klimatycznej do 2050 r. wyznaczają kierunek dla państw członkowskich, które zobowiązane są dostosować swoje krajowe cele w taki sposób, by zachować spójność poziomu krajowego z unijnym. Działania państw w zakresie energii i klimatu muszą się opierać na synergii pomiędzy politykami wyrażonymi w strategiach długoterminowych, a prawem. Konieczne jest nadążanie prawa za bardzo dynamicznie zmieniającą się polityką klimatyczno-energetyczną państwa i eliminowanie barier dla jej realizacji.

Zgodnie z art. 1 *Prawa energetycznego* (PE) określa on zasady przyjmowania polityki energetycznej i kształtowania jej w taki sposób, by realizowane były zasadnicze cele:

- zrównoważonego rozwoju kraju,
- bezpieczeństwa energetycznego,
- oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii,
- rozwoju konkurencji,
- przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii,
- ochrony środowiska,
- zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych,
- równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Zgodnie z art. 13 PE polityka energetyczna łączy wartości: bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej, ochrony środowiska i klimatu. Cele te obecnie uzyskują jeszcze większą doniosłość ze względu na to, że energetyka została zobligowana do realizacji wymagań klimatycznych i to właśnie sektor energii obarczony jest największą odpowiedzialnością za przeprowadzenie transformacji. *Europejski Zielony Ład* bardzo mocno podkreśla dążenie do zrównoważonego rozwoju, pokazuje, że możliwe jest pogodzenie wartości wzrostu gospodarczego, zachowania konkurencyjności gospodarki, przy przekształceniu produkcji energii na „zielone” źródła. Politykę energetyczną należało aktualizować co 4 lata przez ministerstwo właściwe do spraw energii w horyzoncie działań na najbliższe 20 lat, która kolejno powinna być przyjmowana przez Radę Ministrów. Co ważne, powinna ona zawierać ocenę realizacji poprzedniej polityki i w oparciu o to prognozować przyszłość rozwoju energetyki. Jednakże na przestrzeni ostatnich 10 lat obserwujemy coraz częstsze aktualizacje polityki energetycznej, których analiza treści prowadzi do wniosku, że wyznaczane ambicje nie są formułowane w oparciu o dalekowzroczne planowanie. Potrzeba tak częstej aktualizacji polityki nie wynika wyłącznie z obowiązku nadążania państwa za dynamicznie zmieniającymi się celami unijnymi, ale jest to także wyraz braku włączania się przez Polskę w kurs na neutralność klimatyczną do 2050 r.

³⁶ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Kształtowanie cyfrowej przyszłości Europy, Bruksela, dnia 19 lutego 2020 r. COM(2020) 67 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:67:FIN>) [dostęp: 6.12.2020].

i odwlekanie decyzji o rezygnacji z pozyskiwania energii ze źródeł węglowych. Osiągnięcie celów klimatycznych nie jest odoosobnionym celem, lecz jego realizacja bezpośrednio wpływa na pozycję państwa na arenie międzynarodowej.

Polityka energetyczna Polski do 2040 (PEP2040) stanowi obowiązującą długoterminową politykę Polski w zakresie energii w horyzoncie 2040 r. Polityka energetyczna będzie realizowała cele *Europejskiego Zielonego Ładu*, a mówiąc szerzej porozumienia paryskiego. Ustanowiono trzy filary, na których oparto osiem celów szczegółowych wraz z działaniami niezbędnymi do ich realizacji, a także projektami strategicznymi. Wspomniane trzy filary to sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny oraz dobra jakość powietrza. Z kolei szczegółowymi celami i dostosowanymi do nich projektami strategicznymi są:

- 1) optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych wraz z transformacją regionów węglowych jako projektem strategicznym;
- 2) rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej wraz z dwoma projektami strategicznymi:
 - rynkiem mocy,
 - wdrożeniem inteligentnych sieci elektroenergetycznych;
- 3) dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych wraz z dwoma projektami strategicznymi:
 - budowa Baltic Pipe,
 - budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego;
- 4) rozwój rynków energii z trzema projektami strategicznymi:
 - wdrażanie planu działania mającego na celu zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej,
 - hub gazowy,
 - rozwój elektromobilności;
- 5) wdrożenie energetyki jądrowej z projektem strategicznym programu polskiej energetyki jądrowej;
- 6) rozwój odnawialnych źródeł energii z projektem strategicznym wdrożenia morskiej energetyki wiatrowej;
- 7) rozwój ciepłownictwa i kogeneracji z projektem strategicznymi rozwoju ciepłownictwa systemowego;
- 8) poprawa efektywności energetycznej z projektem strategicznym promowania poprawy tej efektywności.

Założenia PEP2040 stanowią wyraz dążenia energetycznego sektora do zrównoważonego rozwoju i wypełniania celów klimatycznych. Przyszłość polskiej energetyki ma opierać się na rozwoju nowych technologii, które przyczynią się do konwersji na rozproszony model energetyczny oparty na: magazynowaniu energii, cyfryzacji, łączeniu sektorów (*sector coupling*) oraz elektryfikacji. Państwo zamierza zamykać stare elektrownie konwencjonalne, przy jednoczesnym dążeniu do redukcji kosztów technologii OZE. Działania te mają zmierzać do przeprowadzenia transformacji, poprawy jakości powietrza oraz przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Do 2030 r. OZE mają stanowić 23% w produkcji energii (wiodącymi źródłami mają być: morska i lądowa energetyka wiatrowa oraz fotowoltaika) oraz 14% w transporcie. Natomiast do 2030 r. udział energetyki węglowej ma zostać obniżony do 56%, a od 2033 r. wdrożona energetyka jądrowa. Zakładana redukcja emisji CO₂ o 30% do 2030 r., wciąż jednak daleka od poziomów ambicji wskazanych przez UE³⁷, będzie możliwa jedynie w przypadku realizacji ww. celów. Powyższe cele mają zostać osiągnięte w oparciu o trójfilarowe działania, tj. w zakresie: sprawiedliwej transformacji, rozwoju zero emisyjnego systemu energetycznego oraz dążenia do dobrej jakości powietrza. W tym miejscu należy zaznaczyć, co jest szczególnie istotne z punktu widzenia województwa, **że w aktualnym projekcie PEP2040 ani razu nie pada termin *samorząd*, brak jest informacji co do stawianych przed nim wyzwań przez administrację centralną.** Jednakże, w ramach pierwszego filaru ma

³⁷ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii, (COM(2014) 15 final);

zostać przeprowadzona transformacja regionów węglowych, ograniczenie ubóstwa energetycznego oraz mają zostać rozwijane nowe gałęzie przemysłu związane z OZE i energetyką jądrową. Drugi filar podkreśla wiodącą rolę energetyki wiatrowej wśród OZE. Z kolei trzeci filar to zadania na rzecz transformacji ciepłownictwa i wdrożenia zeroemisyjnego transportu. Stanowi to ogólny kierunek działań dla poszczególnych regionów Polski, które powinny dostrzec w tym szansę wykorzystania nowych możliwości do rozwoju gospodarczego³⁸.

W marcu 2022 roku ukazał się dokument „Założenia do aktualizacji PEP204”. Dokument ten zakłada dłuższe wykorzystanie węglowodorów - głównie węgla. Ponadto zakłada większe wykorzystanie gazu szczególnie w ciepłownictwie. Podkreślono również znaczenie rozwoju energetyki jądrowej. Docelowo planuje się budowę dużych obiektów o mocy ok. 1000 MW. Równolegle do prowadzonych prac kontynuowane będą wysiłki mające na celu **perspektywiczne wdrożenie małych reaktorów modułowych** (ang. *small modular reactor*, SMR). Wstępną umowę na budowę SMR już podpisał KGHM.

Równolegle do polityki energetycznej państwa został przyjęty w grudniu 2019 r. **Krajowy plan w zakresie energii i klimatu na lata 2021-2030³⁹(KPEiK)**. Dokument wprowadza pięć nadrzędnych celów rozwoju w perspektywie najbliższej dekady, tj.: obniżenie emisyjności, poprawa efektywności energetycznej, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, wewnętrzny rynek energii, badania naukowe, innowacje i konkurencyjność. W energetyce konwencjonalnej przewidziane, że udział produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych nie przekroczy 56% do 2030 r. Plan ten wskazuje na 7% redukcję emisji CO₂ do 2030 r., jednakże stosując inny rok wyjściowy, traktując za taki 2005 r. **Realizacja celów zawartych w KPEiK będzie podlegała ocenie Komisji Europejskiej, co stawia ten dokument w pozycji nadrzędnej do PEP2040.**

KPEiK 2030 dla Polski

Polska prowadzi aktywną politykę klimatyczno-energetyczną jak również podejmuje działania we wszystkich wymiarach unii energetycznej. Obszarami priorytetowymi są:

1) Bezpieczeństwo energetyczne.

W 2017 r. na poziomie unijnym przyjęte zostały dwa akty ustawodawcze stanowiące obecnie najważniejszy regulacyjny filar europejskiego bezpieczeństwa energetycznego, tj. Rozporządzenie dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (2017/1938) oraz Decyzję ustanawiającą mechanizm wymiany informacji w odniesieniu do umów międzyrządowych i instrumentów niewiążących w dziedzinie energii między państwami członkowskimi a państwami trzecimi (2017/684) tzw. Decyzja IGA. W przepisach krajowych kwestie bezpieczeństwa dostaw surowców na płaszczyźnie legislacyjnej regulują przepisy ustawy – Prawo energetyczne. Ostatnia regulacja wspierająca ten kierunek to tzw. rozporządzenie dywersyfikacyjne (obowiązujące od 10 maja 2017 r.) i określa ono maksymalny udział gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła w danym roku kalendarzowym. Do 2022 roku udział ten może stanowić 70%, jednak od stycznia 2023 roku nie będzie mógł on przekroczyć 33%.

Jednym z kluczowych projektów zwiększających bezpieczeństwo energetyczne Polski jest realizacja gazociągu łączącego Polskę z Danią. Gazociąg ma dostarczać gaz ziemny z Norwegii (Norweski Szelf Kontynentalny) na rynek duński i polski, tzw. Baltic Pipe oraz rozbudowa terminalu skroplonego gazu ziemnego (liquefied natural gas – LNG) w Świnoujściu z 5 mld m³ gazu do 7,5 mld m³. Polska nie posiada znaczących zasobów ropy naftowej, dlatego popyt krajowy pokrywany jest przede wszystkim importem (ok. 96%). Ropa naftowa stanowiąca surowiec dla przemysłu rafineryjnego sprowadzana jest do Polski głównie z kierunku wschodniego.

³⁸ Ministerstwo Klimatu, *Polityka energetyczna Polski do 2040*, projekt, wrzesień 2020, <https://www.gov.pl/web/klimat/minister-kurtyka-polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-udziela-odpowiedzi-na-najwazniejsze-wyzwania-stojace-przed-polska-energetyka-w-najblizszych-dziesiecioleciach>;

³⁹ Na posiedzeniu dnia 18 grudnia 2019 r. Komitet do Spraw Europejskich przyjął *Krajowy plan w zakresie energii i klimatu na lata 2021-2030. Założenia i cele oraz polityki działania. Wersja 4.1.* (<https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>) [dostęp: 12.12.2020] zwany dalej w skrócie KPEiK. Dokument został przekazany Komisji Europejskiej dnia 30 grudnia 2019 r. przez Ministra Aktywów Państwowych.

2) Obniżenie emisyjności.

Kolejnym krokiem osiągnięcia pozytywnych efektów jest „obniżenie emisyjności”. W odniesieniu do celów redukcyjnych na 2020 r., tzw. Effort Sharing Decision w ramach którego sektory nieobjęte systemem ETS mają możliwość nawet zwiększenia swoich emisji o 14% względem roku 2005. W powyższym kontekście ambitnym wyzwaniem będzie realizacja krajowego celu redukcyjnego na 2030 r. w sektorach non-ETS, który został określony na poziomie -7% i opublikowany w 2018 r. Osiągnięcie celów redukcyjnych wynikających z regulacji UE, tj. ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40% (obecnie 55%) w porównaniu do poziomu z 1990 r., wymaga podjęcia odpowiednich działań również w sektorach transportu, gdzie redukcja na poziomie unijnym do 2030 roku ma osiągnąć 30% względem roku 2005.

Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych stanowi ważny element działań na rzecz obniżenia emisyjności, jak również dywersyfikacji energetycznej i pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię. Dodatkowo rząd polski wspiera rozwój energetyki rozproszonej, zwłaszcza inicjatyw klastrowych oraz spółdzielni energetycznych, które z założenia są neutralnym technologicznie narzędziem przeznaczonym do zastosowania w każdej społeczności lokalnej.

W ramach konsorcjum naukowego MENAG jest realizowany projekt badawczy pt. „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)”. Głównym celem projektu jest wypracowanie „Strategii rozwoju klastrów energii w Polsce”. Wypracowane rozwiązania umożliwiają pełną implementację zapisów art. 21 i 22 dyrektywy (UE) 2018/27.

3) Efektywność energetyczna.

Kolejnym ważnym elementem unii energetycznej jest obszar „efektywność energetyczna”. Najważniejszym obecnie aktem prawnym tego obszaru w Polsce jest ustawa o efektywności energetycznej, na podstawie której podmioty gospodarcze zobowiązane są do realizacji przedsięwzięć zwiększających efektywność energetyczną (lub w ograniczonej części zakupu białych certyfikatów). Zgodnie z zapisami ww. ustawy sektor prywatny, a w jego ramach – duże przedsiębiorstwa obarczone są obowiązkiem wykonywania audytów energetycznych w odstępach czteroletnich. System ten wprowadza do polskiego porządku prawnego zapisy legislacyjne przyjęte na poziomie UE. Jego naczelnym zadaniem jest doprowadzenie do wypełnienia celu wzrostu efektywności energetycznej o 20% w roku 2020 dla całej UE. Dla Polski został on ustanowiony na poziomie 13,6 Mtoe w roku 2020.

Przepisy dyrektywy (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniają dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej zostaje zastąpiony od roku 2019 przez Krajowy plan na rzecz energii i klimatu (KPEiK).

4) Wewnętrzny rynek energii.

Kolejnym wymiarem unii energetycznej, na którym podejmowane są działania jest „wewnętrzny rynek energii”. Polega on na podjęciu działań w sektorze elektroenergetycznym i gazowym. Obszar elektroenergetycznego rynku wewnętrznego UE wymaga dwutorowości działań i synchronizacji. Polega ona na działaniach zapewniających energetyczną wystarczalność oraz równoległe rozszerzaniu i intensyfikacji współpracy w ramach systemu paneuropejskiego.

Zadania są sformułowane w kilku dokumentach, do których należą: Roczny Plan Inwestycji Rzeczowych (PI) – perspektywa jednoroczna; Plan Zamierzeń Inwestycyjnych (PZI) – pięcioletni horyzont, Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej (PRSP) – dziesięcioletni horyzont planu; Prognoza dotycząca stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej – opracowywany na piętnaście lat.

W 2019 r. na podstawie art. 15 Rozporządzenia (UE) 2019/943 został opracowany Plan działania, którego celem jest realizacja obowiązku udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych (tzw. cel CEP 70%). Przy zastosowaniu Planu działania ostatecznym terminem na osiągnięcie celu CEP 70% jest 31 grudnia 2025 r.

Zgodnie z wytycznymi unijnymi oraz art. 16.2 ustawy Prawo energetyczne, GAZ-SYSTEM sporządza 10 letni plan rozwoju sieci o zasięgu krajowym. Przedstawione w Planie Rozwoju na lata 2018-2027 działania związane z dywersyfikacją źródeł dostaw gazu zakładają, że, nowe źródła gazu importowanego będą zlokalizowane w północno – zachodniej części kraju, tj. gazociąg Baltic Pipe o przepustowości interkonektora do 10 mld m³ rocznie. Ponadto będzie rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu do przepustowości na poziomie 7,5 mld m³ rocznie. Zostanie podjęta również współpraca z państwami sąsiednimi oraz organizacjami międzynarodowymi w celu tworzenia bezpiecznego otoczenia energetycznego, m.in. Międzynarodowa Agencja Energetyczna, Wspólnota Energetyczna, Traktat Karty Energetycznej, czy inicjatywa Partnerstwa Wschodniego. Urząd Regulacji Energetyki współpracuje ze swoimi odpowiednikami za pośrednictwem europejskiej agencji ACER – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. Celem prac Agencji jest tworzenie sprawnie funkcjonującego i przejrzystego wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w UE.

5) Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

Motorem transformacji energetyki będzie działalność w ramach B&R w sektorze energetyki. Pozwala to oczekiwać w perspektywie najbliższych kilku lat wzrostu poziomu innowacyjności polskiej energetyki. Flagowym projektem w zakresie innowacyjnych rozwiązań, które są silnie związane z energetyką jest projekt rozwoju elektromobilności.

KPEiK w przeciwieństwie do polityki energetycznej silnie akcentuje zadania samorządu w przeprowadzeniu transformacji energetycznej. Wskazuje on na jego rolę w rozwoju transportu zeroemisyjnego. KPEiK wskazuje też na istotę wymiany źródeł ciepła, co w znacznym stopniu przyczyni się do ograniczenia emisji CO₂. W aspekcie transformacji ciepłownictwa pokazuje, że beneficjentami programu Ministerstwa Rozwoju i Banku Gospodarstwa Krajowego *Fundusz Termomodernizacji i Remontów* mogą być osoby fizyczne, prawne oraz jednostki samorządu terytorialnego, które uprawnione są do ubiegania się o wsparcie na realizację przedsięwzięć termomodernizacyjnych i remontowych. Warto również podkreślić rolę samorządu w dążeniu do poprawy jakości powietrza. KPEiK akcentuje, wynikające z art. 96 Prawa ochrony środowiska uprawnienie sejmiku województwa do wydawania uchwały w celu zapobieżenia negatywnego oddziaływania na zdrowie ludzi lub na środowisko, wprowadzając ograniczenia lub zakazy w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw (tzw. uchwała antysmogowa)⁴⁰.

1.3. WNIOSKI

Założenia przyjęte w Strategii na rzecz integracji systemów energetycznych, zwłaszcza zaś preferowany w niej model rozproszonego rynku energii, powinien znaleźć odzwierciedlenie w przygotowywanej *Strategii Energetycznej Dolnego Śląska [...]* z uwagi na konieczność odejścia od modelu, w którym zużycie energii w transporcie, przemyśle, gazie i budynkach funkcjonuje w osobnych łańcuchach wartości. Samorząd Województwa Dolnośląskiego powinien zaproponować instrumenty pomocne do integracji infrastruktury energetycznej. Wydaje się, że niezmiernie istotnym jest podkreślanie w Strategii Energetycznej DŚ doniosłości zasady energy efficiency first, czyli przede wszystkim efektywność energetyczna budowana za pomocą funkcjonowania obiegu zamkniętego. Ważne jest również podkreślanie znaczenia elektryfikacji sektorów końcowych z OZE, która pozwoli na wykorzystanie energii elektrycznej przykładowo do pomp ciepła w budynkach, pojazdów elektrycznych w transporcie lub pieców elektrycznych. W *Strategii Energetycznej Dolnego Śląska [...]* powinno się znaleźć również odniesienie do przyszłości tych sektorów, w których elektryfikacja jest trudna i wówczas powinna zostać zaproponowana możliwość promowania paliw czystych, takich jak odnawialny wodór (z wody i wykorzystaniu OZE do jego produkcji) czy zrównoważone biopaliwa i biogaz.

⁴⁰ Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2020 r. poz. 1219 z późn zm.);

W tej sytuacji w przygotowywanej *Strategii Energetycznej Dolnego Śląska* [...] powinna zostać uwzględniona nieuchronna zmiana miksu energetycznego województwa spowodowana czynnikami ekonomicznymi, które faworyzują rozwój odnawialnych źródeł energii.

Cele określone w KPEiK 2030 dla Polski powinny być co najmniej osiągnięte na terenie województwa dolnośląskiego. Prawodawstwo UE jest całkowicie podporządkowane osiągnięciu neutralności klimatycznej do 2050 roku. Zgodnie z Rozporządzeniem 2018/1999 w roku 2023 nastąpi ocena przez KE realizacji założonych celów. Następnie co 5 lat będzie dokonywana kolejna ocena postępów w tym zakresie. Należy pamiętać, że szybszy postęp w technologiach związanych z wytwarzaniem energii będzie się wiązać ze wzrostem celów (większa i szybsza redukcja GHG, wzrost udziału OZE czy poprawa efektywności). Wypracowany postęp technologiczny ma być również źródłem bogactwa dla UE. Należy dążyć aby województwo dolnośląskie było uczestnikiem łańcucha procesów produkcyjnych.

2. KSZTAŁTOWANIE I PROWADZENIE POLITYKI ENERGETYCZNEJ

2.1. KOMPETENCJE RZĄDU

Problematyka zadań organów administracji publicznej m.in. w zakresie bezpieczeństwa energetycznego i zrównoważonego rozwoju została ujęta przede wszystkim w ustawach materialnych. W pierwszej kolejności warto wskazać na Prawo energetyczne, które stanowi podstawowy akt prawny, dotyczący szerokiego ujęcia gospodarki paliwowo-energetycznej państwa. W świetle art. 1 ust. 1 PE określa ona zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady oraz warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, a także działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

Biorąc pod uwagę jej zakres przedmiotowy należy przede wszystkim wyróżnić cztery kategorie, tj. zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, zasady i warunki działania przedsiębiorstw energetycznych oraz organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Pod kątem podmiotowym ustawa zaś reguluje m.in. organy właściwe do kształtowania polityki energetycznej państwa, przedsiębiorstwa energetyczne, przedsiębiorców wprowadzających do obrotu urządzenia zużywające paliwa i energię oraz użytkowników paliw i energii⁴¹.

2.1.1. Rada Ministrów

Rada Ministrów przyjmuje politykę energetyczną, przygotowywaną przez ministra właściwego do spraw energii, która wyznacza długofalowe cele państwa w obszarze energetyki. Zgodnie z art. 126 ust. 3 ustawy OZE⁴² Rada Ministrów przyjmuje także krajowy plan działania w zakresie odnawialnych źródeł energii. Plan ten opracowuje minister właściwy do spraw klimatu, w którym określa m.in.: krajowy cel udziału OZE w miksie energetycznym i w transporcie oraz działania, jakie powinny zostać podjęte na rzecz zwiększenia udziału OZE poprzez określenie współpracy międzynarodowej oraz z samorządem terytorialnym.

Istotną kompetencją Rady Ministrów jest określenie na wniosek ministra właściwego do spraw energii w drodze rozporządzenia minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy na okres co najmniej 10 lat w zgodzie z polityką energetyczną państwa oraz zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Uznanie przez UE gazu ziemnego za paliwo przejściowe ma doniosłe znaczenie dla polskiej transformacji energetycznej ze względu na ponad 75% udział węgla w miksie paliwowym oraz trudności w zastąpieniu go przez OZE⁴³. Dlatego szerokie zastosowanie gazu pozwoliłoby na wypełnienie obowiązku ograniczenia emisji, a jednocześnie infrastruktura gazowa możliwa jest do wykorzystania do

⁴¹ Zob. art. 1 Prawa energetycznego; Z. Muras, M. Swora, *op. cit.*

⁴² Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2020 r. poz. 261).

⁴³ Konkluzje z posiedzenia Rady Europejskiej Bruksela, dnia 11 grudnia 2020 r. (EUCO 22/20); (<https://www.consilium.europa.eu/media/47337/1011-12-20-euco-conclusions-pl.pdf>) [dostęp: 12.12.2020].

zasilenia jej innymi zeroemisyjnymi paliwami (np. wodór) w przyszłości. Należy mieć jednak na uwadze, że gaz nie jest paliwem zeroemisyjnym.

Pozostając przy problematyce rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce, konieczne jest zwrócenie uwagi na rolę Rady Ministrów w systemie wsparcia publicznego wytwórców energii z OZE. Zgodnie z art. 72 ust. 2 ustawy OZE Rada Ministrów określa w drodze rozporządzenia co roku maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z OZE, która może zostać sprzedana w drodze aukcji, które organizuje i przeprowadza Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. W rozporządzeniu tym uwzględnia: politykę energetyczną państwa, dotychczasowy udział energii z OZE, bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego, zobowiązania międzynarodowo prawne, ochronę środowiska naturalnego, zrównoważone gospodarowanie zasobami wodnymi, cele gospodarczo-społeczne oraz efektywność energetyczną [Pinkas, Nowakowski, 2020].

2.1.2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) zgodnie z art. 21 ust. 1 PE jest organem administracji publicznej regulującym w Polsce sektor energetyczny. Normodawca przyznaje Prezesowi URE szereg kompetencji, za pomocą których reguluje on sektor OZE w Polsce. Zgodnie z art. 23 PE wykonuje on zadania mające bezpośredni wpływ na kształt i rozwój sektora OZE w Polsce. Należy zaliczyć do nich: kontrolowanie wykonania obowiązków uzyskiwania i przedstawiania do umorzenia świadectw potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (inaczej świadectw pochodzenia) wydawanie świadectw pochodzenia oraz ich umarzanie; nakładanie kar pieniężnych w przypadku, gdy zobowiązane podmioty (wymienione w art. 9a PE) nie przestrzegają obowiązku uzyskania i przedstawiania do umorzenia świadectwa pochodzenia. Wyodrębnić można także zadania pośrednie, które obejmują m.in.: udzielanie i cofanie koncesji; zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci; organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących wyłaniania sprzedawców z urzędu, rozstrzyganie sporów dotyczących przyłączenia do sieci; obliczanie i ogłaszanie (w terminie do dnia 31 marca każdego roku) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [Gola, Przybylska, 2014].

Ponadto, na podstawie ustawy OZE (rozdział IV) Prezes URE posiada uprawnienia do organizowania i prowadzenia aukcji, która stanowią systemem wsparcia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii. Zostały one wprowadzone do polskiego systemu prawnego w celu ustanowienia mechanizmu, za pomocą którego wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych uzyskają wsparcie finansowe w związku z wytwarzaniem przez nich energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Warto wskazać, że ze względu na coraz powszechniejsze wykorzystywanie instrumentu umowy Corporate PPA (*Power Purchase Agreement*) na rynku światowym, ale też na rynku polskim, jako postulat *de lege ferenda* warto wskazać postulat uregulowania tzw. *essentialia negotii* umowy sprzedaży energii z OZE w prawie energetycznym (np. w Prawie energetycznym lub ustawie OZE). Umowy Corporate PPA są światowym rozwiązaniem na dostawy (sprzedaż) energii elektrycznej z OZE o charakterze korporacyjnym (*stricte* rynkowym) i tym samym – w warunkach krajowych regulacji prawnych – stanowią alternatywne rozwiązanie dla umów na sprzedaż energii elektrycznej z OZE zawieranych w wyniku wygranej aukcji prowadzonej i rozstrzyganej zgodnie z ustawą OZE. Wytwórcy energii elektrycznej z OZE zainteresowani stałą ceną sprzedaży wyprodukowanej przez siebie energii – w kilkuletniej perspektywie czasowej (głównie w okresie 15 lat) – biorą udział w aukcji przeprowadzanej (co do zasady jeden raz w roku kalendarzowym) przez Prezesa URE. Jeżeli ich oferty okażą się zwycięskie, to zawierają oni umowę sprzedaży energii elektrycznej z OZE (głównie na zasadach ustanowionych treścią art. 82 ustawy OZE), która gwarantuje im sprzedaż po stałej cenie (wynikającej z wygranej aukcji). Tym samym zwycięski przedsiębiorca (wytwórca) wykonuje działalność gospodarczą w stabilnych warunkach w zakresie otrzymywanej ceny z tytułu sprzedaży energii elektrycznej z OZE. Ustawa OZE reglamentuje system aukcyjny w ten sposób, że obliuguje wybranego sprzedawcę (tzw. sprzedawca zobowiązany) do tego, aby zawierał z wygranymi wytwórcami umowę sprzedaży energii elektrycznej z OZE. Z kolei stronom umowy Corporate PPA przyświeca idea wytwarzania energii elektrycznej z OZE (są to przedsiębiorcy zajmujący się w ramach swojej działalności gospodarczej wytwarzaniem energii elektrycznej z OZE) oraz wykorzystania takiej energii w ramach prowadzonej działalności gospodarczej w różnych obszarach gospodarki.

2.1.3. Wojewoda

Bez wątpienia w analizie układu kompetencyjnego organów odpowiedzialnych za realizację polityki energetycznej istotne miejsce zajmują kompetencje wojewody. Zgodnie z art. 152 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r.⁴⁴ wojewoda jest przedstawicielem Rady Ministrów w województwie⁴⁵. Jak wynika z ogólnych kompetencji wojewody, powinien on zapewnić współdziałanie organów wykonujących zadania publiczne na terenie województwa, co będzie również dotyczyło zadań z zakresu transformacji energetycznej i neutralności klimatycznej.

W zakresie szczegółowych kompetencji określonych przepisami Prawa energetycznego należy wskazać na art. 5g, ust. 1 PE, w myśl którego wojewodowie przekazują dotacje gminom kwot na wypłatę dodatków energetycznych, w granicach określonych na ten cel w budżecie państwa, co jest powiązane z art. 114 ust. 1 ustawy o finansach publicznych⁴⁶, stanowiącym o dysponowaniu przez wojewodów częściami budżetowymi. Szczegółowe zasady udzielenia dotacji regulują dalsze przepisy art. 5g PE, które określają przede wszystkim terminy składania wniosków oraz współdziałania wojewody, w zakresie udzielania dotacji, z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych. Istotna kompetencja wojewody wynika ponadto z art. 11 ust. 1-5 PE określającym, że w przypadku zagrożenia m.in. bezpieczeństwa Rzeczypospolitej Polskiej, polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo energetycznym, wojewoda może zastosować ograniczenia w dostarczaniu i poborze w odniesieniu do paliw stałych oraz ciepła. Wojewoda bada także zgodność gminnych planów zaopatrzenia w energię i paliwa z polityką energetyczną państwa oraz obowiązującym przepisami, uchwalanych na podstawie art. 19 ust. 8 PE, co wynika z kompetencji nadzorczych wojewody w zakresie stwierdzenia nieważności uchwały, ustalonej w art. 91 ustawy o samorządzie gminnym⁴⁷ [Karski, 2004]⁴⁸.

2.2. KOMPETENCJE I ROLA SAMORZĄDÓW REGIONALNYCH I LOKALNYCH

Samorząd terytorialny pełni bardzo odpowiedzialną rolę w kształtowaniu transformacji energetycznej ze względu na konwersję krajowych celów w zakresie energii i klimatu do ich realizacji w oparciu o potencjał regionu. Należy z całą mocą kłaść nacisk na zadania jednostek regionalnych (w polskim przypadku samorządów województw), które powinny być inicjatorami i koordynatorami sieci regionalnych powiązań terytorialnych. Rozwiązania prawne przyjęte w Polsce mimo ustrojowej odrębności i samodzielności gmin, powiatów oraz województw nie wykluczają, a wręcz zachęcają, do ich współdziałania, a w tym harmonizowania podejmowanych działań – w tym przypadku na rzecz transformacji energetycznej i neutralności klimatycznej – przez poszczególne jednostki samorządu lokalnego w wymiarze regionalnym. Szczególnym instrumentem prawnym są strategie regionalne, które zarówno na podstawie samorządowych przepisów ustrojowych jak i przepisów o rozwoju regionalnym pozwalają, przy poszanowaniu samodzielności powiatów i gmin, osiągnąć wspólną dla całego regionu (województwa) strategię w zakresie rozwoju regionalnego opartego na założeniach leżących u podstaw unijnych regulacji zmierzających do przeprowadzenia swoistej rewolucji w wytwarzaniu energii przy jak najwyższym stopniu neutralności klimatycznej jej źródeł i wykorzystania.

Ustawa o samorządzie województwa⁴⁹ w art. 1 definiuje województwo samorządowe jako wspólnotę mieszkańców województwa. Regulacja ta nabiera obecnie nowego, jeszcze bardziej doniosłego znaczenia ze względu na rosnącą rolę społeczeństwa w dążeniu do neutralności klimatycznej. Partycypacja społeczna (*smart governance*) wyrażająca się w pojawianiu się nowych podmiotów, które wstępują do łańcucha dostaw energii, powoduje konieczność szerszego uwzględnienia czynnika obywatelskiego

⁴⁴ Dz. U. Nr 78 poz. 483 z późn. zm.

⁴⁵ Zob. art. 171 ust. 2 Konstytucji RP.

⁴⁶ Ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 205).

⁴⁷ Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz.U. z 2020 r. poz. 713), zwana dalej w skrócie u.s.g.

⁴⁸ Zob. też np. wyrok WSA we Wrocławiu z dnia 16 marca 2004 r., sygn. II SA/Wr 1005/02, orzeczenia.nsa.gov.pl.

⁴⁹ Ustawa z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz.U. z 2020 r. poz. 1668) zwana dalej w skrócie u.s.w.

w przekształcaniu sektora energii na system rozproszony, a jednocześnie tworzeniu nowego modelu rozwoju gospodarczego⁵⁰.

Zarazem jednak zwrócić należy uwagę, że jednostki samorządu terytorialnego jako podmioty prawa publicznego są zobowiązane do działania na podstawie i w granicach prawa, co oznacza w praktyce funkcjonowania ich organów konieczność każdorazowego wskazania podstaw prawnych dla podejmowanych czynności oraz zastosowanie przewidzianych w nich form prawnych działania. W tym przypadku nie wystarczą same apele czy deklaracje organizacji międzynarodowych, konieczne są przepisy rangi ustawowej i aktów wykonawczych, a jak się okazuje stan regulacji w tym zakresie jest niewystarczający lub wręcz niezadowolający.

Rola samorządu w zakresie realizacji celów klimatyczno-energetycznych wiąże się także z przygotowaniem i wdrażaniem strategii rozwoju województwa. Jej znaczenie w odniesieniu do transformacji energetycznej wyraża się w określeniu przede wszystkim celów wskazanych w art. 11 pkt 3-5 ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (t.j. Dz. U. z 2020 r. poz. 1668 ze zmianami). Należą do nich: podnoszenie poziomu konkurencyjności i innowacyjności gospodarki województwa, zachowanie wartości środowiska kulturowego i przyrodniczego przy uwzględnieniu potrzeb przyszłych pokoleń oraz kształtowanie i utrzymanie ładu przestrzennego. Wiążą się one nierozdzielnie z celami wyznaczonymi w *Europejskim Zielonym Ładzie*, gdyż ochrona środowiska pozostaje w związku z stałym wzrostem gospodarczym oraz warunkującym go wdrażaniem innowacji.

Obowiązująca Strategia Rozwoju Województwa Dolnośląskiego 2030 klasyfikuje obszar województwa dolnośląskiego jako charakteryzujący się wysokim stopniem zagrożenia wystąpieniem suszy, co w kontekście stale wzrastającego zapotrzebowania na energię wymaga zmiany struktury źródeł paliwowych. Strategia wskazuje, że Dolny Śląsk w odniesieniu do innych regionów UE jest wciąż w dużym stopniu zasilany źródłami konwencjonalnymi energii, a w 2016 r. zaledwie 6,5 % energii było produkowane tu z OZE (wiodącym *zielonym* źródłem jest energia z wiatru, co ściśle wiąże się z potrzebą „odblokowania” ograniczeń prawnych dla jej rozwoju). Z najnowszych danych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wynika, że na dzień 31 grudnia 2019 r. w Polsce zainstalowanych było 3483 instalacji OZE, w tym 227 na Dolnym Śląsku; w skali kraju zainstalowanych jest obecnie 9474,910 MW energii z OZE, a na Dolnym Śląsku 423,381 MW⁵¹. Wynik ten powinien stanowić o potrzebie mobilizacji województwa dolnośląskiego w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej. Warto też zauważyć, że strategia rozwoju wskazuje, że z sieci gazowej na Dolnym Śląsku w 2016 r. korzystało 61,2 % mieszkańców, co stanowi o wysokim potencjale tego regionu w zakresie transformacji energetycznej, zważywszy na wskazaną wcześniej rolę gazu jako paliwa przejściowego na drodze do dekarbonizacji⁵².

Kolejnym obszarem aktywności województwa, który odgrywa bardzo istotną rolę w transformacji energetycznej jest współpraca zagraniczna. Zgodnie z art. 75 u.s.w. sejmik województwa uchwała *Priorytety współpracy zagranicznej województwa*, określając w nich: główne cele tej współpracy, priorytety geograficzne oraz zamierzenia co do przystępowania do międzynarodowych zrzeszeń regionalnych. Współpraca ta musi odpowiadać prawu wewnętrznemu, polityce zagranicznej państwa oraz międzynarodowym zobowiązaniom.

Samorząd lokalny

Omawiając poziom lokalny należy zastrzec, że zadania z zakresu transformacji energetycznej i osiągnięcia neutralności energetycznej są przede wszystkim realizowane przez organy gminy⁵³. Stąd warto zwrócić

⁵⁰ Zob. art. 13 PE.

⁵¹ Urząd Regulacji Energetyki, *Potencjał krajowy OZE w liczbach*, 2019, <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze> [dostęp: 14.12.2020].

⁵² Urząd Marszałkowski Województwa Dolnośląskiego, *Strategia Rozwoju Województwa Dolnośląskiego 2030*, 2018, http://www.umwd.dolnyslask.pl/fileadmin/user_upload/Rozwoj_regionalny/SRWD/projekt_strategii/-SRWD_2030_calosc_druk.pdf [dostęp: 14.12.2020].

⁵³ Zgodnie z art. 164 ust. 1 i 3 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz.U. Nr 78, poz. 483 z późn. zm.) gmina jest podstawową jednostką samorządu terytorialnego wykonującą wszystkie zadania samorządu nie zastrzeżone dla innych jednostek (powiatów i województw). Gminą zgodnie z art. 1 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym

uwagę na treść art. 7 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o samorządzie gminnym (u.s.g.), w myśl którego zaspokajanie zbiorowych potrzeb wspólnoty należy do zadań własnych gminy i obejmuje m.in. sprawy: z zakresu ładu przestrzennego, gospodarki nieruchomościami, ochrony środowiska i przyrody oraz gospodarki wodnej, a także wodociągów i zaopatrzenia w wodę, kanalizacji, usuwania i oczyszczania ścieków komunalnych, utrzymania czystości i porządku oraz urządzeń sanitarnych, wysypisk i unieszkodliwiania odpadów komunalnych, zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz. Realizowanie tych zadań jako własne oznacza ich lokalny charakter i podkreśla związek z zaspokajaniem potrzeb wspólnoty⁵⁴. Zadania te są wykonywane przez gminy w imieniu własnym i na własną odpowiedzialność.

W uzupełnieniu powyższego katalogu należy zwrócić uwagę na art. 18 ust. 1 PE, który do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe zalicza m.in. planowanie i organizację zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy⁵⁵, czy planowanie oświetlenia znajdujących się na terenie gminy miejsc publicznych. Co należy dodać, katalog tych zadań obejmuje również planowanie i organizację działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy oraz ocenę potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gmin.

Z kolei ustawa OZE powierza wykonywanie zadań zakresu transformacji energetycznej przede wszystkim organom administracji rządowej. Niemniej jednak zadania realizowane przez organy gminy w tym zakresie należą do zadań własnych i wpisują się w przywołaną już powyżej regulację (art. 7 ust. 1 pkt. 1 u.s.g.). To jednak nie gmina a przedsiębiorstwa energetyczne dostarczają bezpośrednio mieszkańcom energię elektryczną. Gmina nie organizuje również warunków technicznych, finansowych oraz organizacyjnych niezbędnych do realizacji tego celu. Dlatego też gmina nie świadczy usług w omawianym zakresie. Trzeba zwrócić uwagę, że zadania te są realizowane poza sferą użyteczności publicznej gminy w postaci spółek prawa handlowego, choć mogą być zakładane przez gminę, w myśl ustawy o gospodarce komunalnej⁵⁶, w postaci spółek legitymujących się statusem przedsiębiorcy⁵⁷.

Ważną rolę w transformacji energetycznej pełnią organizacje pozarządowe, które mogą wspierać działania władz lokalnych w zakresie transformacji energetycznej, tym bardziej, że świadomość społeczna w omawianym zakresie jest coraz większa.

2.3. FINANSOWANIE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

Transformacja energetyczna rozumiana jest jako ewolucyjny i etapowy proces przejścia od gospodarki wykorzystującej energię paliw kopalnych do gospodarki opartej na energii ze źródeł nieemisyjnych (np. odnawialne źródła energii). Tak nakreślonej dynamice przejścia, towarzyszy jednocześnie podejmowanie

(Dz.U. z 2020 r. poz. 713) – zwanej dalej w skrócie u.s.g. - jest wspólnota samorządowa mieszkańców zamieszkujących terytorium gminy wraz z tym terytorium.

⁵⁴ M. Stahl, *Samorząd terytorialny a państwo*, „Studia Prawno-Ekonomiczne” 1992, nr 46, s. 5.

⁵⁵ W doktrynie podkreśla się znaczenie zadania gmin w zakresie zaopatrzenia w energię energetyczną, co trzeba analizować z uwzględnieniem innych przepisów Prawa energetycznego, w tym przede wszystkim art. 16 PE. Co warto dodać rada gminy uchwała założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, a w przypadku gdy plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji tych założeń, organ stanowiący gminy uchwała również plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Podkreśla się, że uchwalenie założeń do planu jest obligatoryjne dla każdej gminy, o tyle posiadanie samego planu jest wymagane tylko wtedy, gdy zostanie spełniona ustawowa przesłanka. Ponadto wspomniany już art. 16 PE zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii do sporządzania, na okres nie krótszy niż trzy lata, planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię. W sytuacji, gdy plany te nie zapewniają realizacji założeń do gminnego planu, gmina ma obowiązek opracowania planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Szerzej na ten temat K. Właźlak, *Planowanie gminy w zakresie energetyki*, Warszawa 2015, Legalis.

⁵⁶ Ustawa z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz.U. z 2019 r. poz. 712 z późn. zm.).

⁵⁷ „Rekomendacje do zmian legislacyjnych w zakresie przeprowadzenia transformacji energetycznej i osiągnięcia neutralności klimatycznej”, opracował zespół badawczy pod kierownictwem profesora Uniwersytetu Wrocławskiego dra hab. Jerzego Korczaka

pozostających z zasadą zrównoważonego rozwoju działań ukierunkowanych na podnoszenie efektywności energetycznej, oszczędności energii, promowania produkcji rozproszonej. Należy jednak pamiętać, że transformacja energetyczna to nie tylko proces, który winien być analizowany w wymiarze technologiczno-ekonomicznym, ale również w wymiarze społecznym.

Transformacja energetyczna stanowiąc ukierunkowanie na realizację określonego modelu funkcjonowania rynku energii wiąże się z wyznaczaniem ambitnych celów, które zazwyczaj wywołują konflikty społeczne. Dlatego też pojawia się konieczność łagodzenia napięć oraz równoważenia interesów różnych branż i podmiotów. Problemem na poziomie najogólniejszym jaki mają przed sobą władze publiczne, jest tworzenie polityki energetycznej rozumianej jako skoordynowany kompleks działań prawnych i faktycznych w sposób, który doprowadzi do takiego ukształtowania sektora energetycznego, aby w sposób satysfakcjonujący umożliwiał realizację założonych celów społeczno-gospodarczych. Transformacja energetyczna stawia przed polityką energetyczną wyzwania natury technologiczno-ekonomicznej (np. potrzebę utrzymania niezawodności i wysokiej jakości dostaw oraz bezpieczeństwa i stabilności prowadzonej działalności, w szczególności przez wytwórców, operatorów systemu) oraz wyzwania natury społecznej (np. zagrożenie zaprzestania świadczenia towarów i usług lub ich świadczenia na niezadawalającym poziomie jakościowym, cenowym lub odbiegającym od potrzeb i odbiorców; konflikty powstałe wokół kierunków przebudowy energetyki i ochrony klimatu).

Transformacja energetyczna nie tylko generuje wyzwania wobec polityki energetycznej w kontekście ochrony środowiska, ale także rodzi niepewność i ryzyko dla stabilnego rozwoju społeczno-gospodarczego. Powstaje zatem niepewność dotycząca: utrzymania miejsc pracy na pierwotnych rynkach zatrudnienia (np. branża górnicza). Transformacja energetyczna oznacza konieczność podejmowania decyzji inwestorskich, których opłacalność zależy od przewidywalności działań i unikania oportunistów przez drugą stronę transakcji, którą w tym przypadku jest ustawodawca.

Budowa gospodarki zeroemisyjnej będzie wymagać ogromnych nakładów finansowych, co w szczególności dotyczy Polski. Wynika to ze struktury polskiego sektora energetycznego oraz z wysokiego udziału energochłonnych gałęzi przemysłu w gospodarce, co sprawia, że koszt odejścia od paliw kopalnych będzie w Polsce zdecydowanie większy niż w pozostałych państwach członkowskich UE. Stąd uzasadnione oczekiwania, że Polska stanie się jednym z największych beneficjentów finansowania **Terytorialnych Planów Sprawiedliwej Transformacji (TPST)**. W założeniu przyjętym przez Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej (MFiPR), jednostki odpowiedzialnej za koordynację przygotowania do absorpcji środków UE związanych z transformacją energetyczną, to właśnie **samorządy województw** wspólnie z lokalnymi interesariuszami, jako najlepiej znające potrzeby w skali lokalnej są odpowiedzialne za stworzenie TPST. Ponadto będą pełniły istotną rolę w procesie przygotowania i realizacji programu, ponieważ planowane jest powierzenie urzędowi marszałkowskiemu **roli instytucji pośredniczących**⁵⁸. Podczas przygotowywania TPST regiony mogą korzystać ze wsparcia eksperckiego i doradczego Komisji Europejskiej oraz MFiPR. Zakres wsparcia obejmuje m.in. animowanie interesariuszy, organizację spotkań i warsztatów, wywiady i analizy, planowanie działań, kampanie informacyjno-promocyjne, opracowanie propozycji wkładów do TPST. Chodzi w szczególności o zaplanowanie działań mających na celu: wsparcie inwestycji produkcyjnych w MŚP, inwestycji w tworzenie nowych przedsiębiorstw, inwestycji w działania badawcze i innowacyjne oraz wspieranie transferu zaawansowanych technologii, inwestycji we wdrażanie technologii i infrastruktur zapewniających przystępną cenowo czystą energię, inwestycji w cyfryzację i łączność cyfrową, inwestycji w regenerację, dekontaminację i renaturalizację terenów oraz projektów zmieniających ich przeznaczenie, inwestycji we wzmacnianie gospodarki o obiegu zamkniętym, podnoszenie i zmianę kwalifikacji pracowników oraz pomoc osobom poszukującym pracy.

Fundusz sprawiedliwej transformacji nie jest jedynym sposobem finansowania przejścia do gospodarki zeroemisyjnej. Na mocy art. 10d oraz załącznika IIb do dyrektywy w sprawie unijnego systemu handlu

⁵⁸ <http://search.sejm.gov.pl/SejmSearch/ADDL.aspx?SelectResult> [dostęp 10.12.2020].

emisjami⁵⁹ utworzono **fundusz modernizacyjny** mający na celu wspieranie modernizacji systemów energetycznych, poprawę efektywności energetycznej oraz zapewnienie sprawiedliwej transformacji w regionach węglowych państw o niższym PKB w perspektywie do 2030 r. Wedle przyjętej koncepcji środki z funduszu modernizacyjnego będą przeznaczane zarówno na duże inwestycje, związane przykładowo z rozwojem energetyki jądrowej, ale również na programy finansowania, z których skorzystają małe i średnie przedsiębiorstwa oraz podmioty indywidualne. Z uwagi na fakt, że to władze samorządu województwa uchwalają przepisy antysmogowe, dążąc do ograniczenia szkodliwych emisji w regionie, należy wskazać tu na możliwość skierowania środków z **funduszu modernizacyjnego** na kontynuację programów „Czyste powietrze” oraz „Mój prąd”⁶⁰. Wydaje się, że sukces transformacji będzie zależał od kontynuacji tego typu programów, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w przygotowywanej *Strategii Energetycznej Dolnego Śląska* [...].

2.4. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE PAŃSTWA

Problematyka zrównoważonego rozwoju bezsprzecznie łączy się z tematyką polityki energetycznej, w zakresie której powinny być zapewnione właściwe warunki do jej rozwoju. Państwo kształtuje politykę energetyczną i podejmuje działania na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa gospodarczego państwa [Czech, 2016]. Działania te stanowią przedmiot współdziałania władz na poziomie ponadnarodowym, międzynarodowym oraz lokalnym [Tomaszewski, 2020]. Kluczowe pojęcie w tym kontekście stanowi bezpieczeństwo energetyczne, którego zapewnienie jest podstawowym celem działania władz publicznych. Jego ustawowa definicja⁶¹ nakazuje rozumieć je jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Natomiast regulacja zawarta w *Polityce energetycznej Polski do roku 2040*⁶² pojęcie bezpieczeństwa energetycznego identyfikuje z aktualnym i przyszłym zaspokojeniem potrzeb odbiorców na paliwo i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań odnoszących się do ochrony środowiska⁶³ wskazuje na wymóg zapewnienia odpowiedniej ilości dostaw energii elektrycznej po rozsądnych cenach przy równoczesnym zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Warto zwrócić uwagę na fakt, że prawidłowe funkcjonowanie systemu OZE w Polsce przyczynia się niewątpliwie do umocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, które jest ściśle powiązane ze sprawnym funkcjonowaniem rynku wewnętrznego energii. Bezpieczeństwo energetyczne w kontekście ponadnarodowym oznacza bezpieczeństwo dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb poszczególnych państw Unii Europejskiej i po akceptowanych przez gospodarkę cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania zasobów energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych [Długosz, 2013].

Należy również zaznaczyć, że termin *bezpieczeństwo energetyczne* pojawia się w polskim porządku prawnym [Elżanowski, 2010]. Celem polskiego Prawa energetycznego jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów

⁵⁹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 (Dz.U. UE L 76 z dnia 19 marca 2018 r., s. 3).

⁶⁰ Zob. <https://wysokienapiecie.pl/33458-fundusz-modernizacyjny-coraz-blizej/> [dostęp 10.12.2020].

⁶¹ Zob. art. 3 pkt 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zm.) zwanej dalej Prawo energetyczne lub w skrócie PE.

⁶² Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej Polski do 2040 roku (M.P. poz. 264), zwanej dalej „PEP 2040”.

⁶³ Natomiast regulacja nieobowiązującej już *Polityka energetyczna Polski do roku 2030 r.* wskazywała na wymóg zapewnienia odpowiedniej ilości dostaw energii elektrycznej po rozsądnych cenach przy równoczesnym zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Zob. załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11)

międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (art. 1 PE). Ponadto polski ustawodawca wprowadził do systemu prawnego definicję legalną bezpieczeństwa energetycznego. Zgodnie z art. 3 pkt 16 PE jest to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego zostało uznane za kluczowe dla Polski w Strategii Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej zatwierdzonej w maju 2020 roku przez Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej. Za szczególnie ważne uznaje się uniezależnienie od dostaw gazu i ropy naftowej z Federacji Rosyjskiej oraz wzmacnianie konkurencyjności produkcji energii elektrycznej w Polsce przy uwzględnieniu polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, zmierzającej do ograniczania wykorzystania węgla. W kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego wskazuje się na dużą rolę tworzenia warunków do rozwoju alternatyw dla tradycyjnych źródeł energii. Podkreśla się znaczenie rozwoju rozproszonych źródeł energii elektrycznej, w sposób zrównoważony, z dostosowaniem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego do pracy tych źródeł. Za kluczowe uznaje się również zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego. **PRZYKŁADY BARIER TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ W REGULACJACH SZCZEGÓLNYCH**

Dostosowanie prawa polskiego do prawa unijnego, m.in. w zakresie dyrektywy 2009/28/WE stanowiły asumpt do przyjęcia ustawy OZE. Polska była bowiem zobowiązana do przyjęcia ww. ustawy do dnia 5 grudnia 2010 r., a dalsza zwłoka w tym zakresie spowodowałaby nałożenie na państwo wielomilionowych kar związanych z brakiem implementacji prawa. Szersze spojrzenie na tę problematykę pozwala dostrzec inne czynniki różnorodnej natury przemawiające za przyjęciem OZE, a za najważniejsze z nich uznawano: zapewnienie zrównoważonego rozwoju źródeł odnawialnych i właściwego ich wykorzystania, zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego oraz ochrony środowiska, a także wytwarzanie innowacyjnych rozwiązań w zakresie energii elektrycznej czy ciepła⁶⁴.

Przepisy OZE, jako najważniejszej ustawy w zakresie odnawialnych źródeł energii, spowodowały wprowadzenie nowych rozwiązań prawnych oraz konieczność nowelizacji przepisów obowiązujących ustaw, m.in. Prawa energetycznego. Wprowadziła ona pojęcie odnawialnych źródeł energii, rozumiejąc je jako niekopalne źródła energii, a także prosumenta stanowiącego połączenie **“producenta” i “konsumenta”**, oznaczającego końcowego wytwórcę energii elektrycznej wyłącznie z odnawialnych źródeł energii. Definicja ta została poszerzona względem jej pierwotnego brzmienia⁶⁵.

Ponadto ustawa reguluje wiele istotnych kwestii, z których za kluczową należy uznać m.in. problematykę przyłączenia do sieci, z uwagi na zwiększenie konkurencyjności rynku energetycznego, zdefiniowanie pojęcia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci i podziału tych instalacji [Przybylska-Cząstkiewicz, 2017]. Utworzenie mikro, małych i makro instalacji ułatwiło inwestowanie w OZE i podkreśliło znaczenie funkcjonowania przedsiębiorstw w sektorze energetycznym [Dziaduszyński, Trupka, Trupkiewicz, 2018].

Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych⁶⁶ w art. 4 ustanawia dwa ograniczenia lokalizacji elektrowni wiatrowej. Pierwsze, zawarte w art. 4 ust. 1 wprowadza konieczność lokalizacji elektrowni wiatrowej w odległości równej co najmniej dziesięciokrotności jej wysokości mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli. Drugie, wskazane w art. 4 ust. 2 wprowadza obowiązek zachowania tej odległości także w odniesieniu do poszczególnych form ochrony przyrody (parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, obszary NATURA 2000 oraz leśne kompleksy promocyjne). Biorąc pod uwagę stale postępujący proces urbanizacji oraz fakt, że obszary chronione na Dolnym Śląsku stanowią

⁶⁴ Uzasadnienie do projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 9 października 2012, s. 4 i n. <http://www.sejm.gov.pl/sejm7.nsf/PrzebiegProc.xsp?nr=2604>, [dostęp: 17.12 2020].

⁶⁵ Obecnie pojęcie prosumenta oznacza odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443).

⁶⁶ Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 981 z późn. zm.);

ok. 18,6 % powierzchni województwa, to regulacja ta stanowi znaczącą blokadę rozwoju energetyki wiatrowej⁶⁷. Uwzględnić należy również, że nie na wszystkich obszarach niepodlegających wyłączeniu ustawowemu do lokalizacji elektrowni wiatrowych panują warunki sprzyjające wietrzności, co jeszcze bardziej zawęża możliwość wdrażania energii z *onshore* na Dolnym Śląsku.

Rozwój OZE stanowi jedną z najbardziej perspektywicznych kierunków rozwoju polskiej gospodarki. Ostatnie raporty NIK wskazują na kilka najważniejszych zagrożeń i potrzeb zmian w zakresie OZE, do których należy wskazać stosowanie rozwiązań o charakterze prawnym i organizacyjnym, zwiększających przewidywalność wśród inwestorów OZE, m.in. w zakresie wydawania rozporządzeń o cenach referencyjnych z odpowiednim wyprzedzeniem raz ustalanie na co najmniej roczne okresy harmonogramu aukcji⁶⁸.

SPOŁECZNOŚCI ENERGETYCZNE

Tworząc *Strategię energetyczną Dolnego Śląska* warto zwrócić uwagę na możliwości wykorzystania energetyki obywatelskiej „community energy”, której działalność pozytywnie wpływa na rozwój regionalnych i lokalnych sektorów energetycznych, daje możliwość współdziałania w zakresie wytwarzania energii, aktywizacji społeczeństwa, realizacji celów ekonomicznych, a wszystko w zgodzie z działaniami zmierzającymi do poprawy jakości środowiska.

Podstawą budowania społeczności energetycznych, zawartą w regulacjach unijnych i znajdującą swoje odzwierciedlenie w prawie krajowym, jest Dyrektywa RED II⁶⁹, która eksponuje znaczenie powstawania i funkcjonowania kooperatyw energetycznych. Inicjatywy te oparte są na współdziałaniu służącym budowaniu modelu zarządzania energią, a także wdrażaniu rozwiązań dla przyjętego modelu. Dyrektywa RED II zobowiązuje ponadto państwa członkowskie do zapewnienia społecznościom energetycznych prawa do: produkcji, zużycia, magazynowania i sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych. Ponadto przepisy dyrektywy obligują do wyposażenia kooperatyw energetycznych lub podmiotów pragnących podjąć współdziałanie w ramach takich rozwiązań organizacyjnych w narzędzia ułatwiające dostęp do informacji i finansowania. Zobowiązuje również do ustanowienia na poziomie państw członkowskich mechanizmów ich promowania i rozwoju. Spełniając ten warunek, poszczególne kraje członkowskie przyjmują w swoim ustawodawstwie właściwe formy organizacyjno-prawne dla tworzenia społeczności energetycznych. W Polsce wskazane zostały dwie zasadnicze formy współdziałania w zakresie energetyki rozproszonej i są nimi: **klastry energii oraz spółdzielnie energetyczne**.

Klastry energii

Definicja klastra energii wprowadzona została do polskiego prawa nowelizacją ustawy OZE z 2016 r.⁷⁰. Formalnie **klastry energii stanowi cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić: osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego. Porozumienie dotyczy wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Obszar działania klastra nie może przekraczać granic jednego powiatu⁷¹ lub 5 gmin⁷², który ustala się na podstawie miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców energii będących członkami tego klastra i nie może obejmować połączeń z sąsiednimi krajami**. Klastry energii reprezentuje koordynator, którym może być powołana w tym celu spółdzielnia,

⁶⁷ Urząd Marszałkowski Województwa Dolnośląskiego, *Strategia Rozwoju Województwa Dolnośląskiego 2030*, s. 10, 2018, http://www.umwd.dolnyslask.pl/fileadmin/user_upload/Rozwoj_regionalny/SRWD/projekt_strategii-/SRWD_2030_calosc_druk.pdf [dostęp: 6.12.2020].

⁶⁸ NIK, Informacja o wynikach kontroli. Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/zielona-energia-dostala-zadyski.html>, [dostęp: 17.12.2020].

⁶⁹ DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

⁷⁰ Na mocy art. 1 pkt 2 lit. g ustawy z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2016 r. poz. 925)

⁷¹ w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2019 r. poz. 511, 1571 i 1815)

⁷² w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2019 r. poz. 506, 1309, 1571, 1696 i 1815)

stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”.

Kooperacja w klastrze w założeniu ma opierać się na kooperacji działających lokalnie zróżnicowanych podmiotów zajmujących się wytwarzaniem, konsumpcją, magazynowaniem i sprzedażą: energii elektrycznej, ciepła, chłodu i energii elektrycznej w transporcie (paliw). Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym zamierza współpracować klastery energii, jest obowiązany do zawarcia z koordynatorem klastra energii umowy o świadczenie usług dystrybucji⁷³.

Klaster energii tworzony jest przez:

- **kluczowych uczestników klastra** (odbiorcy, wytwórcy, koordynator klastra),
- **podmioty gospodarcze obsługujące i wspierające** kluczowych uczestników klastra.

Dla funkcjonowania klastra konieczna jest również:

- **infrastruktura „twarda” niezbędna dla realizacji celów klastra** – infrastruktura dystrybucyjna własna lub obca – istniejąca, wykorzystywana na potrzeby klastra,
- **infrastruktura „mięka”** – zaplecze naukowe, instytucje samorządowe, agencje rozwoju gospodarczego i interesariusze.

Tworzenie kooperatyw energetycznych ma na celu uaktywnienie lokalnych społeczności w obszarze współdziałania i wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Działanie klastra ma umożliwić osiągnięcie samowystarczalności energetycznej gminy i doprowadzić do wzrostu poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Realizacja tego celu wymaga wysokonakładowych inwestycji w infrastrukturę techniczną, wytwórczą i pomiarową, a także zaangażowania kapitału prywatnego, wiedzy i działań. Stąd do prawidłowego funkcjonowania klastra niezbędna jest kooperacja jego uczestników. Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii funkcjonowanie klastrów energii oparte jest na umowie, która stanowi **cywilnoprawne porozumienie** i jest tzw. umową nienazwaną, czyli rodzajem kontraktu, który nie został uregulowany w żadnych akcie prawnym. Taki rodzaj umowy umożliwia zachowanie elastyczności i zapewnia swobodę w kształtowaniu relacji, w tym praw i obowiązków, pomiędzy uczestnikami klastra. Tworzenie się klastrów energii generuje następujące **korzyści na poziomie lokalnym i regionalnym**:

- **wzrost bezpieczeństwa energetycznego,**
- **zmniejszenie energochłonności gospodarki,**
- **tworzenie nowych miejsc pracy,**
- **zwiększenie atrakcyjności terenów inwestycyjnych poprzez zmniejszenie kosztów zaopatrzenia w energię,**
- **pobudzenie rozwoju gospodarczego,**
- **dostępność i rozwój niskoemisyjnego transportu publicznego,**
- **zmniejszenie emisji szkodliwych gazów.**

Efektywne funkcjonowanie klastrów energii zależy przede wszystkim od racjonalnego i skutecznego wykorzystania kapitału:

- materialnego, który tworzą: lokalnie dostępne surowce energetyczne, potencjał do wykorzystania odnawialnych źródeł energii, innowacyjność i przedsiębiorczość w zakresie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i zarządzania przepływem energii;
- niematerialnego, związanego z: jakością realizacji procesów i inwestycji w ramach klastrów energii, poziomem wykorzystania zasobów przez uczestników, analizą wyników, a także zarządzaniem relacjami z otoczeniem.

W 2018 r. Ministerstwo Energii (zlikwidowane w 2019 r.) opublikowało listę klastrów, które otrzymały Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii. Zostały one wyłonione w drodze konkursu, na podstawie zaprezentowanych strategii rozwoju działalności z naciskiem na lokalne potrzeby energetyczne danego terenu oraz przy wykorzystaniu lokalnego potencjału i dostępnych zasobów. Pilotażowe klastry energii na Dolnym Śląsku to:

- 1) Autonomiczny Region Energetyczny Sudety ARES,

⁷³ o której mowa w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne

- 2) Dzierżoniowski Klaster Energii,
- 3) Energetyczny Klaster Oławski EKO,
- 4) Karkonoski Klaster Energetyczny,
- 5) Południowo-Zachodni Klaster Energii,
- 6) Wałbrzyski Klaster Energetyczny
- 7) Zgorzelecki Klaster Rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii i Efektywności Energetycznej (ZKlaster).

Kluczowe cele i działania ww. klastrów dotyczą:

- poprawy jakości środowiska naturalnego i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, w tym likwidacji niskiej emisji,
- zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i samowystarczalności energetycznej,
- optymalnego wykorzystania lokalnie dostępnych zasobów energetycznych,
- rozwoju energetyki opartej na źródłach odnawialnych,
- poprawy efektywności energetycznej,
- tworzenia innowacyjnych rozwiązań w zakresie wytwarzania, magazynowania i dystrybucji energii we współpracy z podmiotami sfery badawczo-rozwojowej,
- budowy dystrybucyjnej infrastruktury energetycznej,
- realizacji inteligentnych systemów zarządzania energią, bilansujących popyt i podaż,
- wspierania rozwoju elektromobilności.
- wzrostu zatrudnienia i tworzenia nowych miejsc pracy,
- prowadzenia działań edukacyjnych i promocyjnych.

W kilku z ww. klastrów rozliczane jest wytwarzanie i zużycie energii elektrycznej, natomiast żaden z nich nie rozlicza ciepła w ramach prowadzonej przez siebie działalności.

W ramach certyfikacji nie przyznano środków finansowych dla certyfikowanych klastrów, ale przewidziano możliwość wprowadzenia konkretnych projektów klastrowych do Kontraktów Terytorialnych, czyli umów między rządem a samorządami województw w sprawie finansowania kluczowych dla danego regionu inwestycji.

Na terenie województwa dolnośląskiego powstały również klastry energii, które nie posiadają certyfikatu i są to:

- 1) Jeleniogórski Klaster Energii Odnawialnej,
- 2) Klaster Energii Odnawialnej Ziemi Łużyckiej,
- 3) Izerski Klaster Energii Odnawialnej,
- 4) Klaster Energii Odnawialnej Wzgórz Trzebnickich,
- 5) Klaster Energii Odnawialnej Wzgórz Strzelińskich,
- 6) Klaster Energii Odnawialnej Ziemi Żąbkowickiej,
- 7) Klaster Energii Zagłębia Miedziowego.

Spółdzielnia energetyczna

Spółdzielnia energetyczna stanowi obok klastra energii drugą lokalną formę kooperatywy energetycznej i energetyczna jest organizacyjno-prawną formą zrzeszenia obywateli zainteresowanych wytwarzaniem energii z odnawialnych źródeł energii. Jej celem jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego członkom spółdzielni, a podstawę funkcjonowania stanowi współpraca oparta na równych zasadach. Spółdzielnie energetyczne podobnie jak klastry energii stanowią uruchamiane lokalnie mechanizmy wsparcia produkcji energii z odnawialnych źródeł energii.

Spółdzielnia energetyczna jest spółdzielnią w rozumieniu art. 1 Prawa spółdzielczego⁷⁴ lub art. 4 ustawy o spółdzielniach rolników⁷⁵, której **przedmiotem działalności jest:**

- **wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii**

⁷⁴ Ustawa z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2020 r. poz. 275).

⁷⁵ Ustawa z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073).

– **równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła.**

Działania te prowadzone są **wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej**⁷⁶. Odesłanie do Prawa spółdzielczego oznacza, że spółdzielnia energetyczna podlega przepisom, które dotyczą wymogów założenia i rejestracji spółdzielni, zasad prowadzenia operacyjnej działalności oraz zasad tworzenia wewnętrznych regulacji⁷⁷.

Działalność spółdzielni energetycznej polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej lub ciepła, lub biogazu, może się odbywać w instalacjach OZE stanowiących własność spółdzielni energetycznej lub jej członków. Ograniczenia dla działalności spółdzielni energetycznej dotyczą:

- 1) prowadzenia działalności na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej, lub na obszarze nie więcej niż trzech tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą;
- 2) liczby członków, która powinna być mniejsza niż 1000;
- 3) w przypadku, gdy przedmiotem jej działalności jest wytwarzanie:
 - energii elektrycznej to łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii ma umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70 % potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, i nie może przekraczać 10 MW,
 - ciepła wówczas łączna moc osiągalna cieplna nie może przekraczać 30 MW,
 - biogazu to roczna wydajność wszystkich instalacji ma nie przekraczać 40 mln m³.
- 4) obszaru działalności, który może dotyczyć terenu tylko jednego operatora systemu dystrybucyjnego, a ponadto zaopatrzenia w energię elektryczną członków spółdzielni – tylko tych, których instalacje są przyłączone do sieci wskazanego wyżej operatora.

Regulacje prawne dotyczące **spółdzielni energetycznej** umożliwiają stosowanie opustów dla celów rozliczenia wytworzonej i pobranej energii elektrycznej przez członków spółdzielni, którym ustawa nadała **status prosumentów**. Ten rodzaj społeczności energetycznej został potraktowany priorytetowo, jako zasadniczy element energetyki rozproszonej i przykład zdecentralizowanej energetyki obywatelskiej. Posiada również większy zakres wsparcia instytucjonalnego ich funkcjonowania niż klastry energii. Spółdzielnie energetyczne to bardzo powszechna praktyka kooperacji na poziomie lokalnym stosowana w Niemczech, Danii, Austrii, Szwecji i Holandii.

WNIOSKI

Klastry energii i spółdzielnie energetyczne są formami organizacyjno-prawnymi określonymi w polskim systemie legislacyjnym dla funkcjonowania społeczności energetycznych i stanowią zarazem jeden z mechanizmów transformacji energetycznej, która opiera się na dekarbonizacji, digitalizacji i decentralizacji. Poniższe zestawienie przedstawia charakterystykę obu form kooperatyw energetycznych, określoną za pomocą wybranych kryteriów.

⁷⁶ art. 38e ust. 1 i art. 38f ust. 1 ustawy OZE.

⁷⁷ Spółdzielnia energetyczna może podjąć działalność po uprzednim zamieszczeniu jej danych w wykazie spółdzielni energetycznych prowadzonych przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, który został powołany ustawą z 10 lutego 2017 r. o Krajowym Ośrodku Wsparcia Rolnictwa (DZ.U. 2020 poz. 481). Spółdzielnie energetyczne, których dane zostały zamieszczone w powyższym wykazie, nabywają prawo korzystania z systemu opustów, przeznaczonego wcześniej jedynie dla prosumentów.

Tabela 2. Charakterystyka kooperatyw energetycznych

Lp.	Kryterium	Klaster energii	Spółdzielnia energetyczna
1.	Osobowość prawna	brak	obecna
2.	Uczestnicy	osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki badawcze, jednostki samorządu terytorialnego	osoby fizyczne, osoby prawne
3.	Charakter uczestnictwa	dobrowolny i otwarty	dobrowolny i otwarty
4.	Granice	rozmyte	wyraźne
5.	Swoboda kształtowania relacji	wysoka	wysoka
6.	Charakter relacji	sieć	zrzeszenie
7.	Kontraktowe mechanizmy koordynacji	umowa klastra	statut spółdzielni
8.	Reprezentacja	koordynator	organy spółdzielni
9.	Zasięg działania	5 gmin lub jeden powiat, zgodnie z miejscami przyłączenia członków	gminy wiejskie i wiejsko-miejskie, max 3 sąsiednie gminy, do 1000 członków; teren jednego operatora systemu dystrybucyjnego, zgodnie z miejscami przyłączenia członków
10.	Dystrybucja energii	tak	nie
11.	Sprzedaż energii	tak	tak
12.	Rodzaj energii	każdy	tylko OZE

Źródło: opracowanie własne IRT na podstawie opracowania zleconego w ramach prac nad Strategią Energetyczną Dolnego Śląska – kierunkami wsparcia sektora energetycznego - Rekomendacje ..., zespół pod redakcją prof. Jerzego Korczaka.

Obserwacja aktywności w zakresie tworzenia kooperatyw energetycznych w Polsce wskazuje, że:

- pomimo, że klastry energetyczne nie otrzymały dotychczas wsparcia, ich powstawanie i rozwój jest dynamiczny, natomiast spółdzielnie energetyczne, które mogą np. skorzystać z opustów, nie są tworzone,
- o rozwoju społeczności energetycznych decydują uwarunkowania społeczne - nastawienie do idei spółdzielczości w Polsce jest negatywne, co wynika z faktu, że spółdzielczość do tej pory była systemowo osłabiana, likwidowana i postrzegana jako relikty gospodarki planowanej centralnie,
- duża aktywność podmiotów gospodarczych w kreowaniu inicjatyw klastrowych wynika z zalet jakie stwarza organizacja sieciowa i rozpowszechnianie idei klasteringu.

Sformułowanie wniosków oparto również na przeprowadzonych, w ramach prac nad niniejszym *Raportem*, warsztatach zorganizowanych przez IRT i Dolnośląską Agencję Współpracy Gospodarczej, których elementem była ankieta skierowana do dolnośląskich klastrów energii. Na tej podstawie zdiagnozowano bariery i problemy ograniczające rozwój tej najpowszechniejszej obecnie formy kooperacji w zakresie energetyki rozproszonej. Wskazano również rozwiązania istniejących ograniczeń oraz instytucje lub poziom administracji publicznej odpowiedzialny za wsparcie w rozwiązaniu poszczególnych problemów.

Tabela 3. Bariery i problemy ograniczające rozwój tej najpowszechniejszej obecnie formy kooperacji w zakresie energetyki rozproszonej

LP.	BARIERY I PROBLEMY	REKOMENDACJE	POZIOM ADMINISTRACJI
1.	Brak osobowości prawnej i trudności w tworzeniu optymalnej struktury organizacyjnej klastra pozwalającej na zarządzanie klastrami i uniemożliwiające tworzenie spółek lub stowarzyszeń z udziałem jednostek samorządu terytorialnego i prywatnych przedsiębiorstw.	Zdefiniowanie możliwych form współpracy w ramach klastra energii, w stosownych aktach legislacyjnych oraz sformułowanie aktów wykonawczych w tym zakresie, m.in. umożliwiających tworzenie spółek lub stowarzyszeń z udziałem jednostek samorządu terytorialnego i prywatnych przedsiębiorstw.	krajowy
2.	Brak rozwiązań prawnych pozwalających na bilansowanie wykorzystania energii w ramach klastra oraz przejrzystych korzyści finansowych – dedykowanej taryfy i zwolnienia z opłat (na zasadach jak w przypadku spółdzielni energetycznych i prosumentów).	Stworzenie narzędzi prawnych umożliwiających klastron energii: – obniżenie kosztów dystrybucji energii i uprzywilejowany dostęp do infrastruktury przesyłowej, – dystrybucję energii w obrębie klastra, np. na podstawie kryterium odległości przesyłu energii od źródła wytwarzania do odbiorcy końcowego, – funkcjonowanie prosumenta zbiorowego i wirtualnego.	krajowy
3.	Obowiązek stosowania konkurencyjnej procedury wynikającej z Prawa Zamówień Publicznych: – przy sprzedaży energii pomiędzy członkami klastra, w szczególności pomiędzy jednostkami samorządu terytorialnego i przedsiębiorcami, – w zakresie wydatków związanych z funkcjonowaniem klastra.	Wprowadzenie rozwiązań prawnych umożliwiających członkom klastra nie stosowanie przepisów Prawa Zamówień Publicznych w odniesieniu do zadań związanych z uczestnictwem w klastrze energii, w tym: bezpośredniej sprzedaży i nabywania energii wytworzonej w ramach klastra, wydatków na funkcjonowanie klastra i kosztów związanych z jego obsługą.	krajowy
4.	Brak dedykowanych instrumentów finansowych na przygotowanie i realizację projektów, w tym dotyczących innowacji.	Uruchomienie programów dotacyjnych i pożyczkowych dla członków klastra. Przygotowanie i uruchomienie narzędzi dofinansowujących realizację inwestycji, zapewniających wykorzystanie tańszych form wsparcia niż rynkowe, obejmujące refundacje oraz umożliwiające otrzymanie gratyfikacji lub ulg. Finansowe wsparcie działalności edukacyjnej klastrów energii.	krajowy regionalny
5.	Brak odpowiednich organów administracji wspierających rozwój klastrów energii – reagujących na bieżące problemy i wypracowujących odpowiednie rozwiązania.	Utworzenie jednostki podległej odpowiednim organom administracji państwowej odpowiedzialnej za wypracowanie modelowych rozwiązań i rozwój inicjatyw klastrowych we współpracy z aktywnymi klastrami energii. Utworzenie dolnośląskiego izby gospodarczej klastrów energii mającego na celu wymianę doświadczeń oraz wiedzy i wzmocnienie współpracy pomiędzy klastrami, jako ciała doradczego dla samorządu województwa dolnośląskiego.	krajowy regionalny
6.	Brak regulacji prawnych dla innowacyjnych technologii zastępujących paliwa kopalne, w tym gazu ziemnego.	Wprowadzenie odpowiednich regulacji prawnych dla technologii wodorowych. Promowanie i wspieranie wdrażania technologii służących rozwojowi innowacji i digitalizacji w zakresie energetyki, w szczególności magazynowaniu energii oraz wykorzystywaniu jednostek hybrydowych przy zastosowaniu różnych rozwiązań.	krajowy regionalny

Źródło: opracowanie własne IRT

Kluczowe ograniczenia w rozwoju klastrów energii dotyczą aktualnie zagadnień formalno-prawnych i finansowych, w szczególności ograniczeń w obowiązujących przepisach i braku odpowiednich regulacji, a także narzędzi finansowych służących wsparciu inicjatyw podejmowanych przez klastry.

Rekomendacje dla rozwoju klastrów energii dotyczą zarówno zmian w obowiązujących aktach legislacyjnych jak i wdrożenia spójnego oraz efektywnego systemu wsparcia finansowego, które skutecznie pobudziłyby rozwój inicjatyw klastrowych. Większość rekomendacji skierowana jest do organów na poziomie krajowym, odpowiedzialnych za formułowanie zapisów aktów prawnych.

3. WNIOSKI I WYTYCZNE WYNIKAJĄCE Z UWARUNKOWAŃ PRAWNYCH, W TYM REKOMENDACJE DO ZMIAN W OBOWIĄZUJĄCYCH PRZEPISACH

WNIOSKI WYNIKAJĄCE Z OBOWIĄZUJĄCEGO PRAWA

1. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego stanowi podstawowe zadanie organów władz publicznych.
2. Dynamika zmian prawa, niejednoznaczne brzmienie przepisów oraz niejednokrotnie skomplikowany charakter procedur stanowią czynniki utrudniające funkcjonowanie systemu.
3. Długoterminowa polityka energetyczna kraju powinna być spójna i stanowić uszczegółowienie zapisów krajowego planu w zakresie energii i klimatu.
4. Import gazu ziemnego (tymczasowe źródło energii) zabezpiecza w perspektywie krótkoterminowej rozwój OZE, lecz w perspektywie długoterminowej konieczne jest inwestowanie w energetykę zeroemisyjną.
5. Brak wskazania roli samorządu terytorialnego w krajowym planie w zakresie energii i klimatu powoduje trudność w wyznaczaniu kierunków transformacji energetycznej prowadzonych na poziomie regionalnym i lokalnym.
6. Planowanie energetyczne w jednostkach samorządu terytorialnego stanowi determinantę ich rozwoju.
7. Regulacja zawarta w art. 4 ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych znacząco ogranicza obszary inwestycji w energetykę wiatrową.
8. Rozwój OZE stanowi jeden z najbardziej perspektywicznych kierunków rozwoju polskiej gospodarki.
9. „Zielone zamówienia” publiczne mogą zapewnić organom publicznym oszczędności finansowe, a towary zakupione w ten sposób pozwalają zwiększyć efektywność energetyczną przy jednoczesnym zredukowaniu emisji CO₂.
10. Ustawodawca przyznaje Prezesowi URE szereg kompetencji w sferze regulowania sektora OZE w Polsce.
11. Aukcja jest formą pomocy publicznej skierowaną do wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.
12. Aukcja musi być przyznawana na zasadach konstytuowanych w prawie wtórnym UE.

WNIOSKI DO PRZYSZŁYCH ZMIAN LEGISLACYJNYCH

1. Działania podejmowane w ramach bezpieczeństwa energetycznego powinny być ukierunkowane na zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii i racjonalne wykorzystanie dotychczas zainstalowanych mocy.
2. Niezbędne jest racjonalne i przemyślane planowanie długoterminowe polityki energetycznej, zapobiegające częstym aktualizacjom, a jednocześnie wyznaczanie odważnych celów w zakresie transformacji energetycznej.
3. Postuluje się uszczegółowienie zapisów krajowego planu w zakresie energii i klimatu w polityce energetycznej kraju, ze względu na tożsamy obszar regulacyjny, wynikający z objęcia sektora energii obowiązkiem realizacji celów klimatycznych.

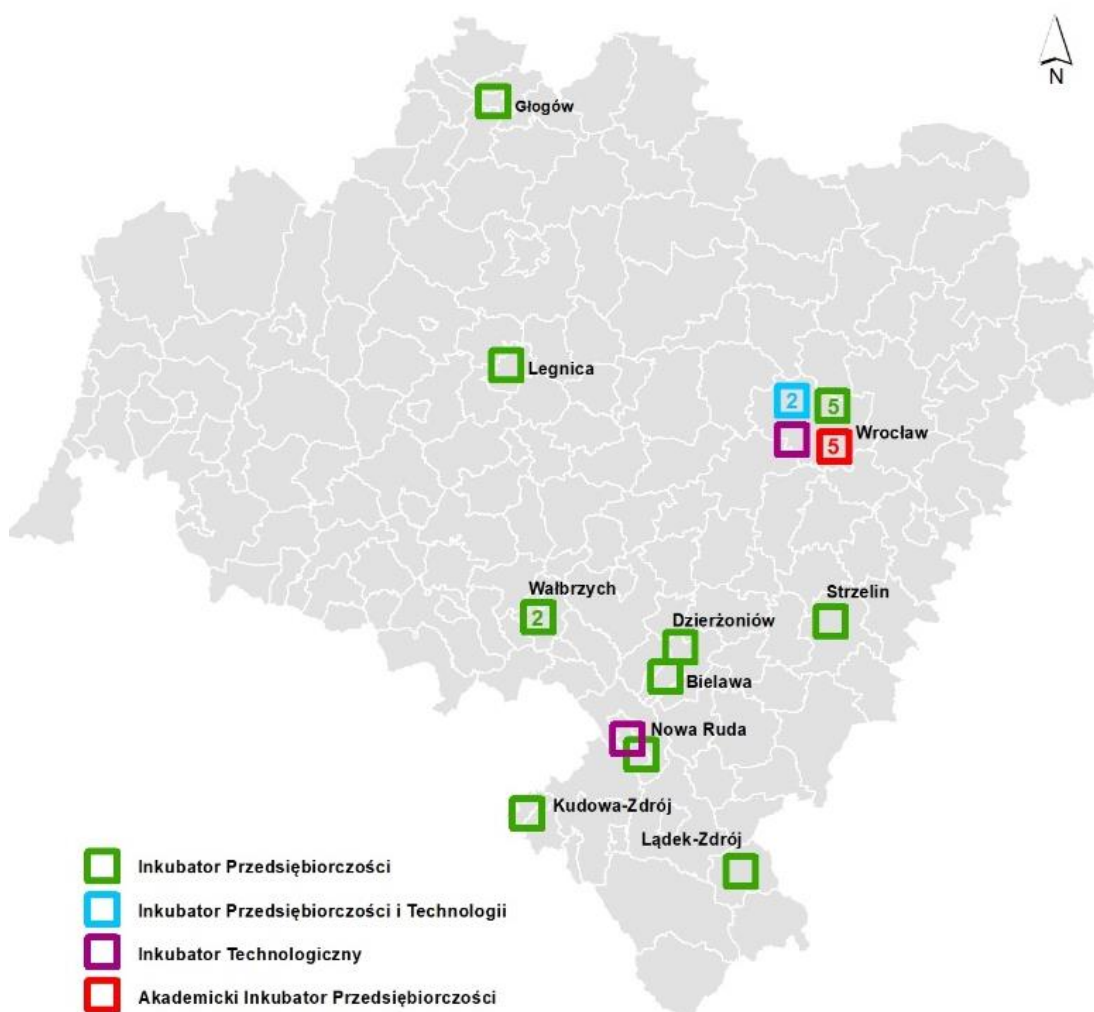
4. Odpowiedzialne określenie przez Radę Ministrów poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego stanowi cel przyspieszenia odejścia od węgla w perspektywie krótkoterminowej.
5. Konieczne jest zwiększanie niezależności organów jednostek samorządu terytorialnego w zakresie planowania energetycznego.
6. Konieczne jest silne zaakcentowanie roli samorządu w polityce energetycznej ze względu na jego znaczącą rolę w procesie transformacji energetycznej.
7. Wymagane jest wzmacnianie prosumeryzmu, którego tempo rozwoju decyduje o dekarbonizacji.
8. Zlikwidowanie bariery lokalizacji elektrowni wiatrowych zawartej w art. 4 ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych jest celem integracji prawa z polityką energetyczną, a w konsekwencji umożliwieniem rozwoju energetyki wiatrowej.
9. Ze względu na coraz powszechniejsze wykorzystywanie instrumentu umowy Corporate PPA (Power Purchase Agreement) uregulowania te powinny zostać zawarte w Prawie energetycznym lub w ustawie o OZE.

III. UWARUNKOWANIA SPOŁECZNO - GOSPODARCZE

Pomimo ciągłego i prognozowanego spadku liczby ludności w kraju, od 2014 r. stale wzrasta krajowe zużycie energii. W roku 2018 przekroczyło wartość 1 700 mln ton oleju ekwiwalentnego [toe]. Krajowa podaż energii w roku 2018 wyniosła 4491 PJ, a zużycie energii w gospodarstwach domowych (łącznie z eksploatowanymi samochodami osobowymi) osiągnęło poziom 1198 PJ. Zużycie energii w gospodarstwach domowych stanowiło 26,7% krajowej podaży energii. W przypadku nośników sieciowych gospodarstwa domowe zużywały 53,2% ciepła, 20,7% gazu ziemnego i 16,5% energii elektrycznej. Gminy, w których nastąpi wzrost liczby ludności odznaczać się będą jednocześnie największym wzrostem zapotrzebowania na energię do roku 2040. **Planując rozwój systemu zaopatrzenia w energię należy mieć na uwadze transformację energetyki przy rozwoju obszarów mieszkaniowych i terenów aktywności gospodarczej.** Wyznaczone cele przez UE w zakresie redukcji CO₂, poprawy efektywności energetycznej oraz udział OZE mają być punktem odniesienia rozbudowy sieci energetycznych.

Inkubatory przedsiębiorczości na Dolnym Śląsku zlokalizowane w większości w stolicy regionu – mieście Wrocław, skupiającym wszystkie typy inkubatorów, w tym akademickie, co jest ściśle skorelowane z funkcjonowaniem największych uczelni wyższych. Pozostałe inkubatory zlokalizowane są głównie w większych ośrodkach osadniczych (tj. Głogów, Legnica, Wałbrzych) oraz mniejszych miejscowościach w południowej części regionu.

Rysunek 1. Rozmieszczenie inkubatorów przedsiębiorczości, technologicznych i akademickich w województwie dolnośląskim [2020]

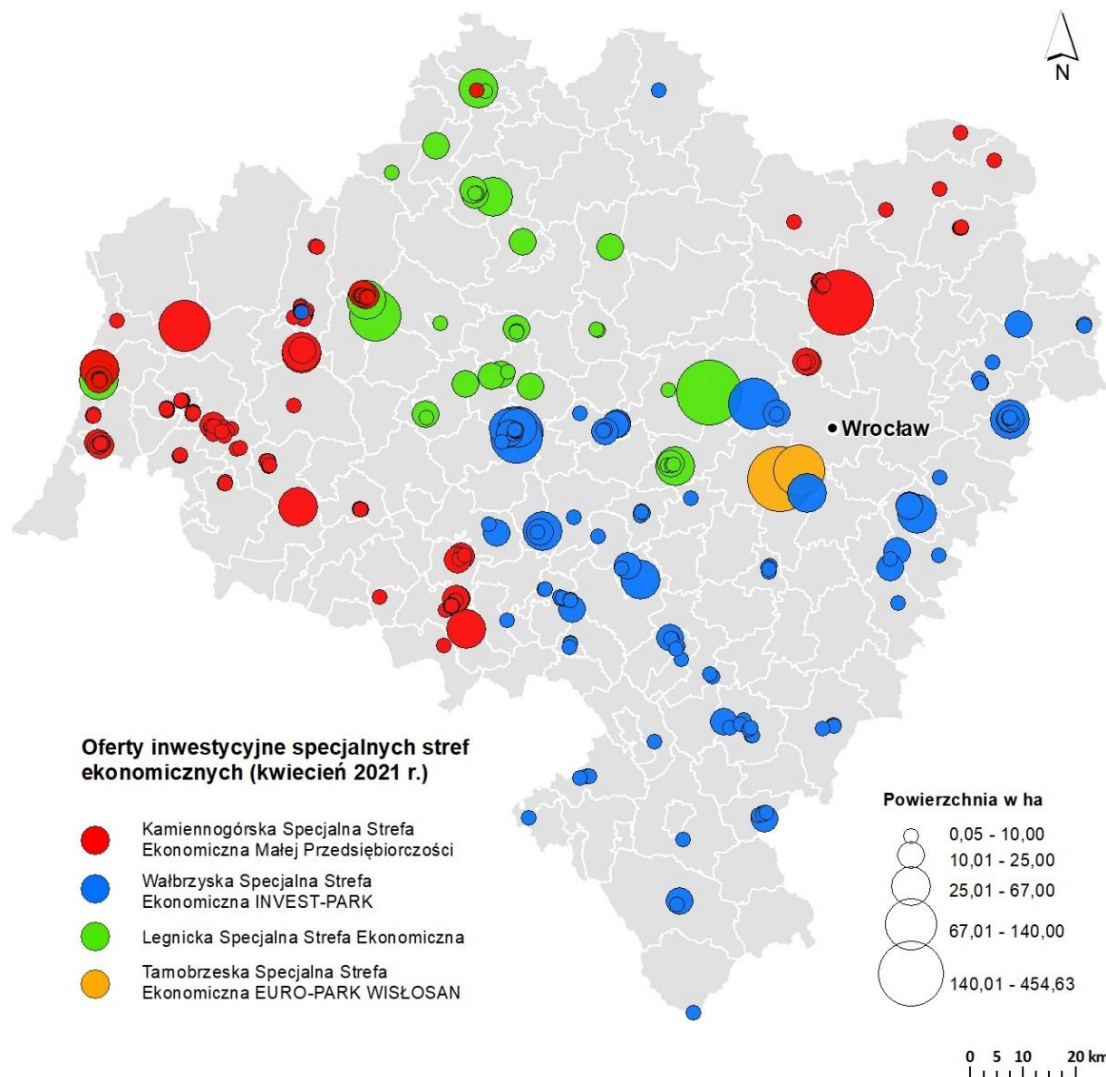


Źródło: „Raport o stanie zagospodarowania przestrzennego i rozwoju społeczno-gospodarczym województwa dolnośląskiego” (IRT, listopad 2021 r.)

Dolny Śląsk jest liderem pod względem **specjalnych stref ekonomicznych** utworzonych na jego obszarze, gdzie funkcjonują cztery specjalne strefy ekonomiczne:

- Wałbrzyska Specjalna Strefa Ekonomiczna „INVEST – PARK” (WSSE) (www.invest-park.com.pl),
- Kamiennogórska SSE Małej Przedsiębiorczości (KSSE) (www.ssemp.pl),
- Legnicka Specjalna Strefa Ekonomiczna (LSSE) (www.lsse.eu).
- Tarnobrzewska Specjalna Strefa Ekonomiczna (TSSE) (www.tsse.pl), której zarząd jest zlokalizowany poza terenem województwa dolnośląskiego.

Rysunek 2. Oferty inwestycyjne Specjalnych Stref Ekonomicznych na Dolnym Śląsku [2021]



Źródło: „Raport o stanie zagospodarowania przestrzennego i rozwoju społeczno-gospodarczym województwa dolnośląskiego” (IRT, listopad 2021 r.)

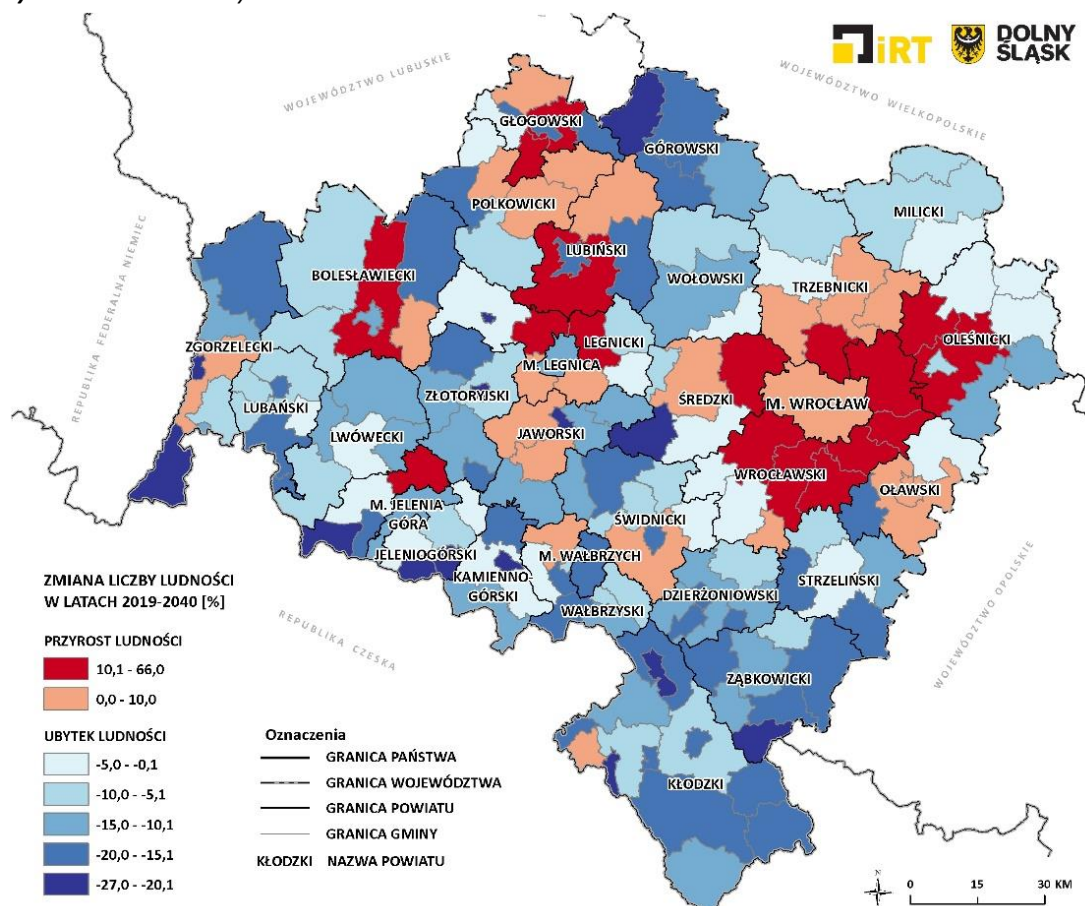
1. Potencjał społeczny

Prognoza demograficzna woj. dolnośląskiego została opracowana dla ludności faktycznie zamieszkałej w poszczególnych gminach dla czterech przekrojów czasowych: 2025, 2030, 2035 i 2040. Z analizy prognozy na lata 2019-2040 wynika, że największe ubytki w liczbie ludności zanotują gminy miejskie: Duszniki-Zdrój (spadek o 26,6%), Kamienna Góra (spadek o 25,7%), Chojnów (spadek o 25,4%), Jawor (spadek o 24,7%), Szklarska Poręba (spadek o 23,9%), Zgorzelec (spadek o 22,8%), Kowary (spadek o 22,0%), Nowa Ruda (spadek o 21,7%), Karpacz (spadek o 20,4%), Złotoryja (spadek o 20,1%), gminy

wiejskie: Niechlów (spadek o 22,1%), Udanin (spadek o 20,8%) oraz gminy miejsko-wiejskie: Złoty Stok (spadek o 21,2%), Bogatynia (spadek o 20,4%).

Natomiast największe przyrosty liczby ludności w latach 2019-2040 przewiduje się w gminach wiejskich: Czernica (wzrost o 65,9%), Długołęka (wzrost o 57,4%), Miękinia (wzrost o 53,4%), Jerzmanowa (wzrost o 40,9%), Kobierzyce (wzrost o 40%), Żórawina (wzrost o 36,9%), Lubin (wzrost o 35,0%), Oleśnica (wzrost o 29,7%), Kunice (wzrost o 27,8%), Dobroszyce (wzrost o 22,4%), Wisznia Mała (wzrost o 21,6%), Jeżów Sudecki (wzrost o 16,4%), Miłkowice (wzrost o 14,7%), Bolesławiec (wzrost o 12,7%), Głogów (wzrost o 12,6%) oraz w gminach miejsko-wiejskich: Siechnice (wzrost o 43,6%), Kąty Wrocławskie (wzrost o 36,6%).

Rysunek 3. Zmiana liczby ludności w latach 2019-2040



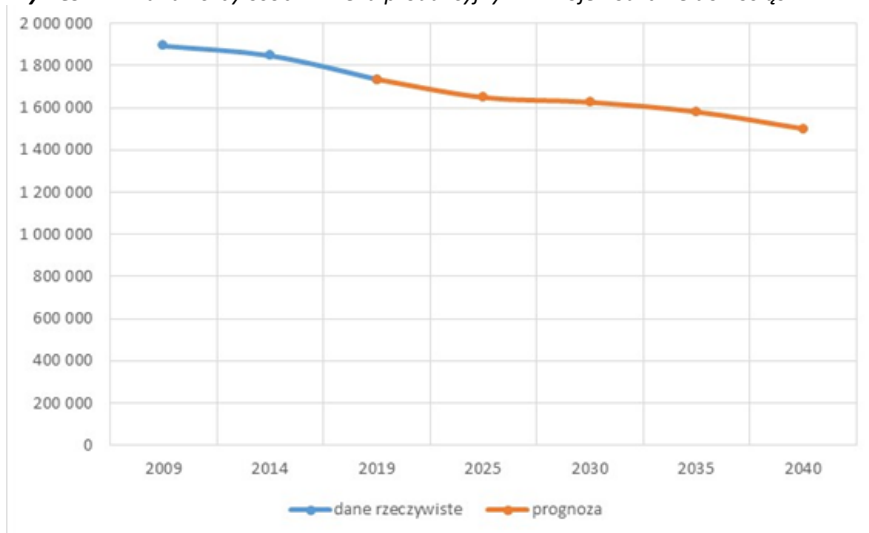
2. Potencjał gospodarczy

Rozwój działalności gospodarczej jest jednym z istotnych elementów wpływających na zapotrzebowanie energetyczne. Przyszłe nowe obszary działalności będą wymagały odpowiedniego zasilania energetycznego. Prognoza zmiany udziału ludności w wieku produkcyjnym w liczbie ludności ogółem w latach 2019-2030 wykazała, iż w prawie wszystkich gminach województwa dolnośląskiego ma nastąpić spadek wartości tego wskaźnika. Największe zmiany w tym zakresie mają mieć miejsce w gminach wiejskich: Zagrodno (spadek o 7,1%), Ciepłowody (spadek o 6,8%), Dobromierz (spadek o 6,6%), Jordanów Śląski (spadek o 6,4%), Nowa Ruda (spadek o 6,3%), Stoszowice (spadek o 6,2%), w gminie miejskiej: Chojnów (spadek o 6,8%) oraz w gminach miejsko-wiejskich: Wleń (spadek o 6,7%) i Przemków (spadek o 6,1%). Jedyną jednostką, w której prognozuje się wzrost udziału ludności w wieku produkcyjnym w liczbie ludności ogółem w latach 2019-2030, jest gmina wiejska Jerzmanowa (wzrost o 0,5%).

Do oszacowania przyszłej liczby pracujących ogółem w gminach wykorzystano wyniki Prognozy demograficznej dla gmin województwa dolnośląskiego do 2040 roku (Górecka, Szmytkie 2020) oraz

predykcję trendów obrazujących zmiany liczby podmiotów gospodarczych. W zakresie zmian liczby osób w wieku produkcyjnym założono stałe zmniejszanie się udziału tej grupy wieku (z 1,7 mln w 2019 r. do 1,5 mln w 2040 r.), zgodnie z oczekiwanymi trendami demograficznymi (Wykres 1).

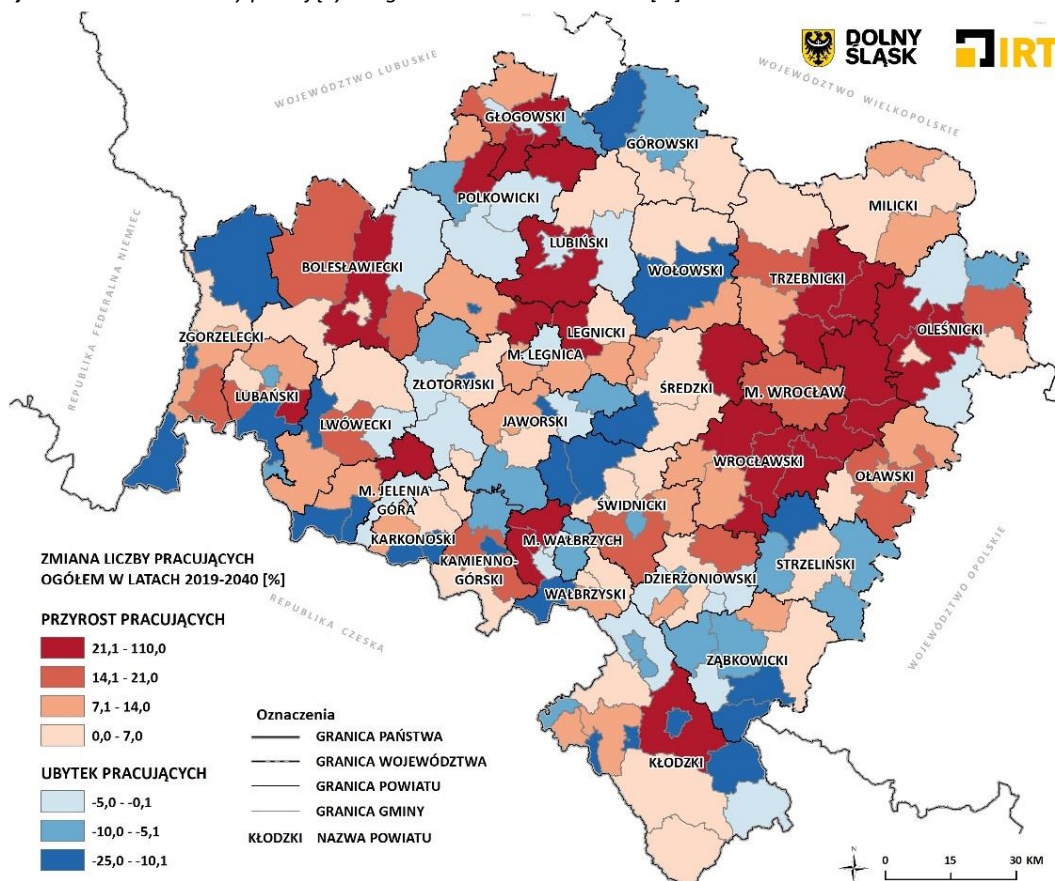
Wykres 1. Zmiana liczby osób w wieku produkcyjnym w województwie dolnośląskim



Źródło: Prognoza demograficzna dla gmin województwa dolnośląskiego do 2040 roku (Górecka, Szmytkie 2020)

Analiza zmian liczby pracujących ogółem w latach 2019-2030 oraz 2019-2040[%] zakłada dalszą koncentrację liczby pracujących w strefach podmiejskich, co szczególnie mocno można zaobserwować w obrębie gmin skoncentrowanych wokół Wrocławia. O ile maksymalne przyrosty pracujących w 2030 roku mogą wynieść 70%, o tyle w 2040 roku prognoza przewiduje przyrosty już do 110%. W 2030 roku maksymalne spadki liczby pracujących w gminach mają wynieść -11% natomiast w 2040 roku już -25%.

Rysunek 4. Zmiana liczby pracujących ogółem w latach 2019-2040 [%]



Na terenie Dolnego Śląska zlokalizowane są 23 przedsiębiorstwa, które po spełnieniu wymogów określonych w ustawie o odnawialnych źródłach energii otrzymały status „odbiorcy przemysłowego”. Są oni uprawnieni do otrzymywania niższej ceny energii elektrycznej od sprzedawców energii w porównaniu do odbiorców końcowych niebędących odbiorcami przemysłowymi, a w przypadku "dużych odbiorców" uzyskują oni możliwość samodzielnego kształtowania polityki w zakresie uzyskiwania i przedstawienia do umarzania świadectw pochodzenia. Wsparcie związane z uzyskaniem statusu odbiorcy przemysłowego stanowi metodę pozyskiwania oszczędności dla odbiorców, dla których koszty energii elektrycznej stanowią istotną składową kosztów prowadzenia działalności.

Tabela 4. Odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii

L.p.	Nazwa przedsiębiorstwa	Ilość energii zakupionej na własny użytek, od której rozliczany jest obowiązek w roku jego realizacji	Współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej	Adres
1.	PCC Rokita S.A.	15%	>40%	56-120 Brzeg Dolny ul. Sienkiewicza 4
2.	KGHM Polska Miedź S.A.	80%	3 - 20%	59-301 Lubin ul. M. Skłodowskiej-Curie 48
3.	CAST S.A.	60%	>20 - 40%	58-160 Świebodzice ul. Ciernie 18B
4.	EPLAST Sp. z o.o.	60%	>20 - 40%	50-148 Wrocław ul. Wita Stwosza 16
5.	Masfrost Ziębice Sp. z o.o.	60%	>20 - 40%	57-220 Ziębice ul. Nadrzeczna 1A
6.	NIDA Sp. z o.o. Sp.	60%	>20 - 40%	58-160 Świebodzice ul. Sikorskiego 38
7.	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe DEFALIN Group S.A.	60%	>20 - 40%	58-160 Świebodzice ul. Towarowa 16
8.	Wepa Piechowice Sp. z o.o.	60%	>20 - 40%	58-573 Piechowice ul. Pakoszowska 1B
9.	Cedo Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	55-080 Kąty Wrocławskie ul. Nowowiejska 32
10.	Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa "ARMAKAN" - PVC Kiebus Krzysztof	80%	3 - 20%	56-400 Oleśnica ul. Wądoły 20
11.	Gerresheimer Bolesławiec S.A.	80%	3 - 20%	59-700 Bolesławiec ul. Bolesława Chrobrego 15
12.	Hutmen S.A.	80%	3 - 20%	53-234 Wrocław ul. Grabiszyńska 241
13.	Industrie Maurizio Peruzzo Comfort Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	58-100 Świdnica ul. Inżynierska 15-17
14.	Kopalnie Surowców Skalnych w Bartnicy Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	57-451 Świerki Bartnica 70
15.	Multilayer Pipe Company Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	57-100 Strzelin Pęcz 59
16.	Nowy Łąd S.A.	80%	3 - 20%	59-600 Lwówek Śląski Niwnice
17.	Odlewnia "Świdnica" Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	58-100 Świdnica ul. Kliczkowska 53

18.	P.H.U.P. "METAL-PLAST" Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	58-160 Świebodzice ul. Ciernie 157B
19.	PCC MCAA Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	56-120 Brzeg Dolny ul. Sienkiewicza 4
20.	Pittsburgh Glass Works (Poland) Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	55-300 Środa Śląska ul. Szklana 1
21.	Poland Smelting Technologies "POLST" Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	58-306 Wałbrzych ul. Jachimowicza 2
22.	Strzeblowskie Kopalnie Surowców Mineralnych Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	55-050 Sobótka ul. Torowa 1
23.	VERPA Folie Wrocław Sp. z o.o.	80%	3 - 20%	55-330 Miękinia Krępiec ul. Wrocławska 66

Źródło: opracowanie własne ITR na podstawie „INFORMACJI PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (NR 64/2021) W SPRAWIE WYKAZU ODBIORCÓW PRZEMYSŁOWYCH, KTÓRZY ZŁOŻYLI OŚWIADCZENIE, O KTÓRYM MOWA W ART. 52 UST. 3 USTAWY O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII”

Transformacja energetyki, która jest jednym z narzędzi osiągnięcia neutralności klimatycznej UE do 2050 roku, wymaga poszukiwania technologii przełomowych w zakresie wykorzystania energii jak i poszukiwania nowych jej źródeł. Rozwój nowych technologii wymusi zmiany w obszarach zatrudnienia oraz wymogi związane z nowymi kwalifikacjami. Spadek liczby ludności powoduje również spadek liczby osób w wieku produkcyjnym co może spowodować problemy z zatrudnieniem w nowych obszarach działalności gospodarczej.

Powstanie nowych ośrodków działalności gospodarczej np. „Dolin wodorowych” będzie wymagać zasilania w energię. Nowe obszary działalności gospodarczej będą wymagać nie tylko nowych mocy energetycznych, ale również wybudowania sieci przesyłowych. Następnym istotnym elementem systemu energetycznego będą magazyny energii. UE zakłada, że istotnym elementem gromadzenia i przechowywania energii będzie wodór. Planuje się budowę elektrolizerów o mocy 40 GW do roku 2030. Ponadto założony dla UE cel redukcji CO₂ o 55% wymusi stosowanie OZE. Zaletą OZE jest możliwość budowy źródeł energii obok miejsc jej wykorzystania. Przewidywany wzrost popytu na energię czy miejsc magazynowania energii (np. dla wodoru będą kawerny solne) powinien uwzględniać lokalizację nowych miejsc koncentracji działalności gospodarczej.

3. Ubóstwo energetyczne

Jednym z głównych wyzwań dla UE, określonych w dokumentach Komisji Europejskiej, jest ubóstwo energetyczne. Szacuje się, że w 2018 r. około 34 mln Europejczyków nie mogło sobie pozwolić na odpowiednie ogrzewanie swoich domów. Wynika to z połączenia niskich dochodów, wysokich wydatków na energię w stosunku do dochodów własnych oraz słabej efektywności energetycznej, zwłaszcza w odniesieniu do parametrów użytkowych budynków. Jak wynika z opracowań KE⁷⁸, od dziesięcioleci UE boryka się z wyzwaniem dotyczącym dostępności mieszkań, a alarmująca liczba Europejczyków nie może pozwolić sobie na czynsz lub pokrycie podstawowych kosztów mieszkaniowych. Biorąc pod uwagę szeroki zakres czynników społeczno-ekonomicznych związanych z ogólnym ubóstwem oraz wyzwania związane z systemami praw mieszkaniowych, kwestia ubóstwa energetycznego wymaga wieloaspektowego podejścia.

Transformacja energetyczna jest zarówno wyzwaniem, jak i szansą dla gospodarstw domowych w UE w nadchodzących latach. Jak wskazuje analiza KE, przedstawiająca jej długoterminową wizję strategiczną, wydatki związane z energią na gospodarstwo domowe mogą dalej rosnąć w wartościach bezwzględnych do 2030 r. Oczekuje się, że wzrostowy trend wydatków związanych z energią, jako odsetka dochodu, osiągnie szczyt około 2025 - 2030 r. Po tym czasie przewiduje się, że udział ten się zmniejszy, ponieważ

⁷⁸ SWD(2020)960 Dokument roboczy KE. Wytyczne KE na temat ubóstwa energetycznego towarzyszące dokumentowi. Zalecenie Komisji w sprawie ubóstwa energetycznego.

korzyści z transformacji energetycznej zostaną w pełni zrealizowane. Jednocześnie transformacja energetyczna, której podstawą jest zasada „efektywność energetyczna przede wszystkim” oraz ramy prawne i finansowe ustanowione w celu jej ułatwienia, pomogą zapewnić sprawiedliwy podział kosztów. Transformacja zapewni również ubogim energetycznie gospodarstwom domowym łatwiejszy dostęp do niedrogich energooszczędnych budynków oraz do tańszej energii z odnawialnych źródeł energii, ponieważ umożliwi obywatelom i konsumentom stanie się aktywnymi uczestnikami transformacji.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE nakłada na państwa członkowskie obowiązek podjęcia odpowiednich środków w celu rozwiązania problemu ubóstwa energetycznego wszędzie tam, gdzie jest ono zidentyfikowane, również w jego szerszym kontekście. Ponadto państwa członkowskie zobowiązane są do ochrony ubogich obywateli, w szczególności do podjęcia środków w celu ochrony osób dotkniętych ubóstwem energetycznym. Powiązanym dokumentem do ww. dyrektywy, są rekomendacje Komisji Europejskiej w sprawie ubóstwa energetycznego⁷⁹, w którym określone zostały wskaźniki ubóstwa energetycznego. Mają one pomóc przy ocenie krajowych poziomów ubóstwa energetycznego w państwach członkowskich. W tym celu KE przedstawiła państwom członkowskim wytyczne opracowane na poziomie UE. Na tej podstawie państwa członkowskie mogą uszczegółowić zaproponowane wskaźniki (jakościowe i ilościowe) w oparciu o analizę potencjalnych czynników ubóstwa energetycznego na poziomie krajowym. Podane wskaźniki można podzielić na cztery grupy:

- 1) wskaźniki porównujące wydatki na energię z dochodami: określają ilościowo ubóstwo energetyczne poprzez porównanie kwoty, jaką gospodarstwa domowe wydają na energię z ich dochodami (np. odsetek lub liczba gospodarstw domowych wydających więcej na energię niż odsetek pozostałych gospodarstw domowych korzystających z krajowych usług energetycznych);
- 2) wskaźniki oparte na samoocenie: gospodarstwa domowe są bezpośrednio pytane, w jakim stopniu czują, że stać ich na energię (np. możliwość utrzymania dostatecznego ciepła w domu zimą i wystarczającego chłodu latem);
- 3) wskaźniki oparte na pomiarze bezpośrednim: wskaźniki te mierzą zmienne fizyczne określenie adekwatności usług energetycznych (np. temperatura w pomieszczeniach);
- 4) wskaźniki pośrednie: mierzą ubóstwo energetyczne za pomocą powiązanych czynników, takich jak: zaległości w opłatach za media, liczbę odłączeń i jakość energetyczną mieszkań.

W dokumencie wymienia się również:

- 1) wskaźniki skoncentrowane na przystępności cenowej usług energetycznych, takie jak:
 - odsetek ludności zagrożonej ubóstwem, która nie jest w stanie odpowiednio ogrzać domu,
 - odsetek ludności zagrożonej ubóstwem, z zaległościami w opłacaniu rachunków za media,
 - wydatki na energię elektryczną, gaz i inne paliwa jako odsetek wszystkich wydatków gospodarstwa domowego.
- 2) wskaźniki uzupełniające:
 - ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych,
 - ceny gazu dla odbiorców domowych,
 - odsetek ludności zagrożonej ubóstwem wraz z wystąpieniem zjawisk związanych z: zaciekami, wilgocią lub butwieniem/zgnilizną w mieszkaniu
 - zużycie energii końcowej na m² w sektorze mieszkaniowym, skorygowane klimatycznie ze względu na położenie geograficzne (baza danych projektu Odyssee-MURE)

⁷⁹ Brussels, 14.10.2020 C(2020) 9600 final, ANNEX to the COMMISSION RECOMMENDATION on energy poverty, SWD(2020) 960 final

Pod koniec 2016 r., w odpowiedzi na wyzwanie jakim jest ubóstwo energetyczne oraz ze względu na stosunkowo ograniczoną liczbę polityk i działań na poziomie Unii Europejskiej (UE) i państw członkowskich, powołano Europejskie Obserwatorium Ubóstwa Energetycznego (EPOV). Wyzwania, przed którymi stanął wówczas EPOV były ogromne: brakowało porozumienia co do wskaźników, które można by wykorzystać do rozwiązania tego problemu, dane dotyczące ubóstwa energetycznego były wyspecjalizowane i trudno dostępne, a także liczne inicjatywy skupiające się na projekcie (od skali lokalnej po międzynarodową) były niepowiązane i słabo widoczne. Po przeprowadzeniu szeroko zakrojonych konsultacji z zainteresowanymi stronami i ekspertami, a także zebraniu danych i informacji, EPOV zdefiniował zestaw wskaźników, które zapewniają kompleksowy, szczegółowy i miarodajny przegląd struktury i charakteru ubóstwa energetycznego oraz przestrzenne i czasowe zróżnicowanie problemu. Ponadto EPOV opracował i opublikował największą bazę danych dotyczących ubóstwa energetycznego (dedykowany portal <https://www.energypoverty.eu>), w tym publikacje, środki i zasoby szkoleniowe. Przy współpracy z interesariuszami sformułowane zostały także polityki miejskie obejmujące ten problem, oferując jednocześnie pomoc techniczną odpowiednim organom rządowym i specjalistycznym instytucjom. We współpracy z powiększającym się gronem ekspertów w dziedzinie ubóstwa energetycznego, EPOV aktywnie działa w kierunku stworzenia zarówno bazy wiedzy jak i zestawu narzędzi wspomagających podejmowanie decyzji w celu rozwiązania tego problemu.

Wyniki wielu analiz i gromadzenia danych podjętych przez EPOV przedstawione zostały w raporcie KE – „Third pan-EU energy poverty report of the EU” Energy Poverty Observatory.

Obecnie problem ubóstwa energetycznego jest wyraźnie podkreślany w dyrektywach UE i politykach państw członkowskich, stopniowo stając się częścią programów samorządowych. Tę zmianę można przypisać różnym czynnikom: rosnącemu znaczeniu energii i klimatu, obawom wynikającym z konsekwencji liberalizacji rynku energii w UE. Ponadto wielu interesariuszy - w tym organizacje pozarządowe, stowarzyszenia regionalne i grupy biznesowe - opowiada się za integracją wymiaru społecznego, mieszkaniowego i infrastrukturalnego w tworzeniu polityki energetycznej.

Europejski Zielony Ład (European Green Deal), który powstał jako plan działania mający na celu przede wszystkim przekształcenie gospodarki UE i osiągnięcie w 2050 r. zerowego poziomu emisji gazów cieplarnianych netto, zawiera założenia, które dotyczą m.in. poprawy jakości życia. Jednym z celów wyznaczonych przez KE w ramach Zielonego Ładu jest wzmocnienie pozycji konsumentów i pomoc dla krajów UE w przeciwdziałaniu ubóstwu energetycznemu.

Jednym z działań prowadzonych w ramach Europejskiego Zielonego Ładu jest ogłoszona w komunikacie COM(202) 662 final z dnia 14.10.2020 r. Fala renowacji na potrzeby Europy, która obejmuje m.in. ekologizację budynków, tworzenie miejsc pracy, poprawę jakości życia. Wśród wymienionych obszarów zainteresowań, w kontekście renowacji budynków, jest rozwiązanie problemu ubóstwa energetycznego i budynków o najgorszej charakterystyce. Uznaje się, że wykorzystanie renowacji stanowić będzie dźwignię do rozwiązania problemu ubóstwa energetycznego. Wskazuje się również na znaczenie ukierunkowanych rozwiązań finansowych dla ubogich gospodarstw. W dokumencie podkreśla się, że walka z ubóstwem energetycznym jest pilnym zadaniem UE i jej państw członkowskich, a kryzys związany z COVID-19 spowodował wzrost znaczenia stanu budynków, w szczególności zamieszkiwanych, intensywnie użytkowanych w czasie pandemii.

W Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. wymaga się od krajów członkowskich przygotowania zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK), w których należy oszacować liczbę gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym, z uwzględnieniem niezbędnych usług energetycznych dla gospodarstw domowych, potrzebnych do zagwarantowania podstawowego poziomu życia w warunkach danego kraju. Należy także mieć na uwadze istniejące polityki socjalne i polityki w innych istotnych dziedzinach oraz orientacyjne wytyczne Komisji, dotyczące odpowiednich wskaźników ubóstwa energetycznego. Jeżeli w przeprowadzonej ocenie (z wykorzystaniem sprawdzalnych danych) państwo członkowskie stwierdzi, że liczba gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym jest wysoka, to definiuje

w krajowym planie cel dotyczący zmniejszenia ubóstwa energetycznego oraz przedstawia środki służące zwalczaniu ubóstwa energetycznego, w tym środki z zakresu polityki społecznej i inne odpowiednie programy krajowe.

W Polsce **ubóstwo energetyczne zostało dotychczas zdefiniowane jedynie w przepisach o dodatku osłonowym⁸⁰** dotyczących wypłat, które mają pomóc gospodarstwom domowym w pokryciu części kosztów energii oraz żywności. Na poziomie rządowym nie dedykuje się temu problemowi osobnych dokumentów oraz nie określa się wskaźników pozwalających na ocenę jego skali, pomimo tego, że państwa członkowskie UE są zobowiązane do oceny skali ubóstwa energetycznego w danym kraju. W Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 ubóstwo energetyczne jest jednym z celów w ramach wymiaru „wewnętrzny rynek energii”. Określone dla niniejszego celu priorytetowe kierunki przewidują **stworzenie kompleksowej polityki państwa dotyczącej problemu ubóstwa energetycznego**. W dokumencie przewidziano dedykowane instrumenty i środki poprawy efektywności energetycznej uwzględniające działania skierowane do gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym. Natomiast w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) ograniczanie ubóstwa energetycznego wiąże się szczególnie z działaniami dotyczącymi transformacji energetycznej. Przyjmuje się osiągnięcie redukcji zjawiska ubóstwa energetycznego do poziomu max. 6% gospodarstw domowych w 2030 r. Ocenia się, że powszechna termomodernizacja budynków mieszkalnych oraz zapewnienie efektywnego i ekologicznego dostępu do ciepła będzie miała wpływ na zmniejszenie ubóstwa energetycznego. Powiązane działania dotyczą także rozwoju ciepłownictwa i kogeneracji i dotyczy również ograniczania niskiej emisji. W PEP2040 wskazuje się konieczność zapewnienia wsparcia finansowego i dedykowanych programów dotyczących zwiększania efektywności energetycznej. Przedstawiona w PEP2040 wartość bazowa poziomu ubóstwa energetycznego w Polsce wg danych GUS wynosiła w 2018 r. 9,4%.

Ubóstwo energetyczne jest tematem opracowań wykonywanych przez niezależną fundację naukową, Instytut Badań Strukturalnych (IBS), prowadzącą badania w obszarach: rynku pracy, polityki rodzinnej, finansów publicznych oraz energii i klimatu. W badaniach IBS temat ten jest analizowany od 2015 r.

W publikacjach udostępnianych przez IBS przyjmuje się, że **gospodarstwo domowe jest ubogie energetycznie, jeżeli ma trudności w zaspokojeniu swoich potrzeb energetycznych z powodu niskich: dochodów, efektywności energetycznej zamieszkiwanych budynków i posiadanych urządzeń, a także nieefektywnego korzystania z energii i urządzeń przez gospodarstwa domowe**. Potrzeby energetyczne to czynności wykorzystujące energię ciepłą i elektryczną, w tym: ogrzewania mieszkania, podgrzewania wody, oświetlenia, przygotowywania posiłków i korzystania z podstawowych sprzętów RTV i AGD. Jeżeli koszt zaspokojenia ww. potrzeb przekracza możliwości finansowe gospodarstwa domowego i konieczne jest ich ograniczenie kosztem np. żywności, leków lub edukacji, świadczy to o ubóstwie energetycznym.

Problem ubóstwa energetycznego uznaje się za ważny z powodów:

- **wpływu na obniżenie jakości życia i stanu zdrowia osób nim dotkniętych (ryzyko powstania chorób układu oddechowego, ruchowego i krążenia),**
- **wpływu na wzrost szkodliwych emisji, w tym smogu – gospodarstwa ubogie energetycznie częściej korzystają z niesprawnych urządzeń grzewczych i paliw niskiej jakości,**
- **zagrożenia wzrostem skali tego problemu, w wyniku wzrostu kosztów ogrzewania, w związku z wdrażaniem uchwał antysmogowych i koniecznością zmiany źródeł ogrzewania.**

Ocenę ubóstwa energetycznego w Polsce wykonano w wielu badaniach Instytutu Badań Strukturalnych⁸¹ na podstawie metodologii ułatwiającej mapowanie ubóstwa i planowania polityki wsparcia, z zastosowaniem wielowymiarowych wskaźników. Podstawą identyfikacji ubóstwa energetycznego było jednocześnie spełnienie dwóch kryteriów [str.17]:

⁸⁰ Art. 5gb.1. ustawa z dnia 17 grudnia 2021 r. o dodatku osłonowym (Dz.U. z 2022 r. poz.1 ze zmianami)

⁸¹ J. Sokołowski, P. Lewandowski, A. Kiełczewska, S. Bouzarovski, Pomiar ubóstwa energetycznego w Polsce z użyciem wielowymiarowego wskaźnika ubóstwa energetycznego, IBS Working Paper 07/2019

- wysokich hipotetycznych wydatków na energię, umożliwiających zaspokojenie niezbędnych potrzeb energetycznych,
- niskich dochodów.

Podstawą do określenia ww. wskaźników był angielski wskaźnik „Low Income High Costs” (LIHS), dostosowany do krajowych warunków i dostępności danych w Polsce. Brane były również pod uwagę rekomendacje Europejskiego Obserwatorium Ubóstwa Energetycznego.

Według danych publikowanych przez IBS w Raporcie z 2018 r.⁸² w ubóstwie energetycznym żyje w Polsce 4,6 mln osób (1,3 mln gospodarstw domowych), co stanowiło 12,2% mieszkańców kraju. Ubóstwo energetyczne jedynie częściowo pokrywa się z ubóstwem dochodowym, o czym świadczy fakt, że 5,6% mieszkańców Polski (2,1 mln osób) to ubodzy energetycznie, którzy nie są ubodzy dochodowo. Problem dotyczy w większości mieszkańców wsi (66%) oraz małych miast (12%). Wynika to ze względnie niższych dochodów oraz zamieszkiwania domów jednorodzinnych, często o dużej powierzchni mieszkalnej i niskiej efektywności energetycznej. Istotnym czynnikiem jest również brak dostępu do sieci ciepłowniczej i gazowej. Z wyników badań wynika, że na ubóstwo energetyczne w największym stopniu narażeni są rolnicy, stanowią 33% osób ubogich energetycznie. Emeryci i renciści stanowią 25% osób żyjących w ubóstwie energetycznym. Do grupy, gdzie często występuje ubóstwo energetyczne należą również gospodarstwa domowe otrzymujące wsparcie socjalne oraz pracownicy fizyczni. Najwięcej osób ubogich energetycznie zajmuje budynki jednorodzinne, wybudowane w okresie przedwojennym oraz z lat 1981-1995. W przypadku budynków wielorodzinnych również zachodzą ścisłe zależności pomiędzy wiekiem budynku a ubóstwem energetycznym jego mieszkańców – im starszy budynek, tym wyższy odsetek osób ubogich energetycznie. W budynkach wybudowanych przed 1946 r., w 2016 r. zamieszkiwało prawie 40% wszystkich ubogich energetycznie mieszkańców budynków wielorodzinnych.

Ubóstwo energetyczne wiąże się często z wykorzystywaniem sposobów na zapewnienie potrzeb energetycznych, które nie uwzględniają zasad ochrony zdrowia, przyrody czy klimatu. Wiąże się z tym wykorzystywanie gorszej jakości i tańszego paliwa, pozyskiwanie drewna z lasu lub skrajnie palenie śmieciami. Ponadto należy zaznaczyć, że większość ubogich energetycznie wykorzystuje instalacje na paliwa stałe jako podstawowe urządzenie grzewcze (w 2015 r. odsetek takich gospodarstw, wśród gospodarstw ubogich energetycznie, wynosił 70%). Dodatkowo stan techniczny, a co za tym idzie – efektywność energetyczna budynków zamieszkiwanych przez osoby ubogie energetycznie jest gorszy niż ogólny stan budynków w kraju (58% budynków nie jest ocieplonych wcale lub częściowo).

Analizy IBS, oparte na wynikach przeprowadzonego przez GUS Badania Budżetów Gospodarstw Domowych (BBGD) za 2016 r.⁸³, wskazują że **stopa ubóstwa energetycznego** w gospodarstwach domowych zamieszkujących domy jednorodzinne w województwie dolnośląskim wynosiła **12,4% (35 113 gospodarstw domowych)**. W 2016 r. zaobserwowano, że na Dolnym Śląsku ubóstwa energetycznego doświadczają w głównej mierze **gospodarstwa domowe z większą liczbą osób** (5 i więcej) oraz **jednoosobowe** (po 23%), co odbiega nieco od danych ogólnopolskich wskazujących, że gospodarstwa domowe jednoosobowe stanowią jedynie 14%, a 5-cio i więcej osobowe – 33%. Biorąc pod uwagę główne źródło utrzymania, największą grupą ubogich energetycznie dolnośląskim są **osoby utrzymujące się z emerytury (30%)**. Warto zwrócić uwagę, że **77% budynków jednorodzinnych zamieszkiwanych przez ubogich energetycznie** w regionie stanowi **zabudowę przedwojenną**. Dolny Śląsk na tle innych województw wyraźnie wyróżnia się tym wskaźnikiem. Charakterystyczna jest również większa od średniej dla Polski powierzchnia użytkowa budynku zajmowanego przez gospodarstwo domowe ubogie energetycznie w przeliczeniu na osobę. W województwie dolnośląskim wynosi ona 50 m² (42 m² dla kraju). Z danych wynika również, że 25% ubogich energetycznie gospodarstw na Dolnym Śląsku posiada podłączenie gazowe. Jednocześnie dane dla kraju wskazują, że problem ubóstwa w 2015 r. dotyczył mieszkańców obiektów, gdzie głównym nośnikiem energii wykorzystywanym do ogrzewania był przede wszystkim węgiel kamienny (71,8%) oraz drewno opałowe (19,3%), a gaz ziemny stanowił jedynie 4,5%.

⁸² J. Rutkowski, K. Sałach, A. Szpor, K. Ziółkowska, Jak ograniczyć skalę ubóstwa energetycznego w Polsce?, IBS Policy Paper 1/2018

⁸³ P. Lewandowski, A. Kiełczewska, K. Ziółkowska, Zjawisko ubóstwa energetycznego w Polsce, w tym ze szczególnym uwzględnieniem zamieszkujących w domach jednorodzinnych, IBS Research Report 02/2018

Ryzyko wystąpienia ubóstwa energetycznego na terenie województwa dolnośląskiego zostało ocenione w badaniach IBS, za pomocą wielowymiarowego wskaźnika, na poziomie 12% gospodarstw domowych i jest jednym z najwyższych w kraju ze względu na istniejącą strukturę zabudowy, w której przeważają starsze budynki o dużej powierzchni użytkowej, bez termomodernizacji. W opracowaniach publikowanych przez IBS proponuje się **instrumenty, których zastosowanie wpłynęłoby na zmniejszenie ubóstwa energetycznego**. Wśród nich wymienia się:

- **zasilek celowy** dedykowany ubogim energetycznie (przyznawany na pokrycie części kosztów ogrzewania),
- **doradztwo i drobne usprawnienia** sprzyjające oszczędzaniu energii (wsparcie doradców, obejmujące również informowanie o możliwościach uzyskania wsparcia)
- **termomodernizację** wraz z profesjonalnym doradztwem technicznym.

Podkreśla się **konieczność wypracowania mechanizmu identyfikacji gospodarstw domowych ubogich energetycznie**, tak aby docelowo kierować niezbędną pomocą, co wymaga współpracy z jednostkami zajmującymi się pomocą społeczną na poziomie lokalnym, a także profesjonalnej oceny stanu budynków. Aby zmniejszyć skalę ubóstwa energetycznego w Polsce, potrzebne są nowe, skuteczne i celowane instrumenty polityki publicznej.

Ze względu na pandemię COVID-19 relacja pomiędzy warunkami mieszkaniowymi a zdrowiem publicznym staje się jeszcze ważniejsza⁸⁴,

Najważniejsze wnioski i rekomendacje wynikające z analiz IBS⁸⁵:

- ubóstwo energetyczne staje się priorytetowym problemem dla polityki publicznej w krajach UE i ujęte zostało w dokumentach unijnych,
- warunki życia osób ubogich energetycznie w Polsce są złe, a ryzyko jego wystąpienia w województwie dolnośląskim ocenia się jako wysokie,
- poprawa warunków mieszkaniowych, która będzie miała wpływ na ograniczenie zużycia energii oraz emisji i przeciwdziałanie pogorszeniu jakości życia, jest jednym z warunków sprawiedliwej transformacji sektora energetycznego w kraju,
- konieczne jest zdefiniowanie ubóstwa energetycznego na poziomie polityki krajowej (ogólniej) i dla potrzeb lokalnej administracji (bardziej szczegółowo), co usprawni proces oceny problemu i planowania polityk,
- niezbędne jest określenie wskaźników do identyfikacji ubogich energetycznie gospodarstw domowych, w tym kryteriów związanych ze stanem budynków, przy czym należy mieć na uwadze regionalną specyfikę ubóstwa energetycznego,
- konieczne jest stworzenie instrumentów polityki publicznej przeciwdziałające pogłębianiu się ubóstwa energetycznego, które przede wszystkim będą miały na celu poprawę efektywności energetycznej zamieszkiwanych obiektów lub będą stanowiły formę wsparcia – transfery finansowe umożliwiające podniesienie standardu życia i ograniczenie kosztów ogrzewania w przypadku wymiany źródła ciepła,
- konieczne jest ujęcie ubóstwa energetycznego w polityce rewitalizacji, która obejmuje negatywne zjawiska społeczne, środowiskowe, przestrzenno-funkcjonalne i techniczne,
- ograniczanie skali ubóstwa energetycznego, w uzasadnionych ekonomicznie lokalizacjach, poprzez podłączanie do sieci ciepłowniczej lub gazowej budynków wielorodzinnych.

Zapewnienie warunków do trwałego i zrównoważonego rozwoju społecznego i gospodarczego oraz ochrona środowiska naturalnego zostały uznane⁸⁶ za najważniejsze interesy narodowe w dziedzinie bezpieczeństwa narodowego. Jednym z jego elementów jest zdrowie, a działania gwarantowane w tym zakresie przez Rząd Polski mają w założeniu zwiększyć poziom bezpieczeństwa zdrowotnego obywateli.

⁸⁴ J. Sokołowski, J. Frankowski, Jak poprawić jakość życia osób ubogich energetycznie?, IBS Policy Paper 1/2021

⁸⁵ J. Sokołowski, A. Kiełczewska, P. Lewandowski, Definiowanie i pomiar ubóstwa energetycznego w Polsce, IBS Research Report 01/2019.

⁸⁶ Strategia Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej zatwierdzona w dniu 12 maja 2020 r. przez Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej

W tym kontekście ubóstwo energetyczne należy uznać za jedno z istotnych zagrożeń dla zapewnienia bezpieczeństwa obywateli.

4. Trendy cen energii i prognozy do 2030 r.⁸⁷

Koszty paliw, energii elektrycznej i ciepła decydują o dochodach rozporządzanych gospodarstw domowych oraz konkurencyjności przedsiębiorstw i całej krajowej gospodarki. Każdy wzrost cen energii elektrycznej i ciepła oraz kosztów zaopatrzenia w te nośniki (koszy dystrybucji, podatki, opłaty) powoduje zaniepokojenie odbiorców. Obserwowany w ostatnich latach wzrost cen hurtowych energii w Polsce (obecnie jedno z najwyższych w Unii Europejskiej) przez pewien czas nie był niepokojący jedynie dla wytwórców energii. Jednak w sytuacji, gdy wszyscy europejscy sąsiedzi mają niższe ceny, import energii uderza także w krajowy sektor wytwarzania. Ma to miejsce nawet, gdy import energii elektrycznej do Polski jest ograniczony limitami infrastruktury przesyłowej. Aktualnym wyzwaniem stojącym przed Polską jest szybkie dostosowanie się do nowych wymagań środowiskowych i koniecznością realizacji kosztownych programów inwestycyjnych w krótkim okresie.

Na bazie dotychczasowych (2010-2020) trendów cen energii elektrycznej i ciepła sformułowano scenariusze kształtowania się tych cen w nadchodzącej dekadzie. Zastosowano spójne podejście metodyczne do jednoczesnego opracowywania prognoz cen hurtowych energii elektrycznej, taryf dla różnych grup odbiorów końcowych energii elektrycznej oraz ciepła. Przy czym o ile prognozy hurtowe cen energii elektrycznej są rzadkością w Polsce (brak publicznie dostępnych prognoz), o tyle prognozy cen i kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło odbiorców końcowych w ogóle nie były dostępne.

Na koszty energii dla odbiorców wpływa wiele czynników, ale fundamentalne znacznie ma tzw. „miks” energetyczny źródeł wytwarzających energię elektryczną i ciepło. Dodatkowo znaczenie mają także struktura inwestycji w nowe i efektywne źródła oraz tempo odchodzenia od źródeł nieefektywnych, a zwłaszcza tych, które najbardziej niekorzystnie wpływają na środowisko. Szczegółowej analizie zostały poddane „miksi” energetyczne proponowane na 2030 rok w Polityce Energetycznej Polski (PEP⁸⁸) oraz w Krajowym Planie działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK⁸⁹). Struktura źródeł wytwórczych w tych dokumentach nie zawsze i nie w pełni odpowiada polityce UE.

Wyniki analiz prowadzą do wniosku, że niestety w najbliższych latach będzie wzrost zarówno cen energii elektrycznej jak i ciepła. Wynika to przede wszystkim z braku wcześniejszych inwestycji w nowoczesne, niskoemisyjne źródła energii w poprzednich latach. Nadchodząca dekada w Polsce to okres dalej systematycznie rosnących kosztów: energii, dystrybucji i zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną. W latach 2021-2030 należy liczyć się ze wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej z 317 zł/MWh do 367 zł/MWh (bez inflacji), czyli o 12%⁹⁰. Równocześnie wzrosną koszty dystrybucji, w ciągu dekady średnie ceny dystrybucji energii wzrosną o 9% (bez inflacji). Wzrost łącznych kosztów zaopatrzenia w energię dotyczy nie tylko tradycyjnie najbardziej narażonych małych i średnich przedsiębiorstw (MŚP) korzystających najczęściej z taryf C⁹¹, ale także przemysłowych odbiorców energii oraz gospodarstw domowych.

⁸⁷ Na postawie „Analizy trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2020

⁸⁸ Projekt dokumentu Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. zaktualizowany przez Ministerstwo Energii w listopadzie 2019 r. <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>

⁸⁹ Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich dnia 18 grudnia 2019 roku. <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>

⁹⁰ Wyniki analiz w Raporcie dotyczące wysokości średniego kosztu wytwarzania jednej megawatogodziny (MWh) w latach odpowiednio 2021 i 2030 potwierdzają wcześniejsze trendy wcześniejszych prognoz autorów opracowanie IEO „Średniookresowa prognoza cen energii do 2040 roku”, ale z uwagi na uwzględnienie spadku zapotrzebowania na energię spowodowanego pandemią COVID-19 oraz przyspieszeniem inwestycji w OZE w efekcie wsparcia instrumentami Europejskiego Zielonego Ładu, obecna prognoza (‘2020) daje nieco niższe wzrosty kosztów niż poprzednia (‘2019) .

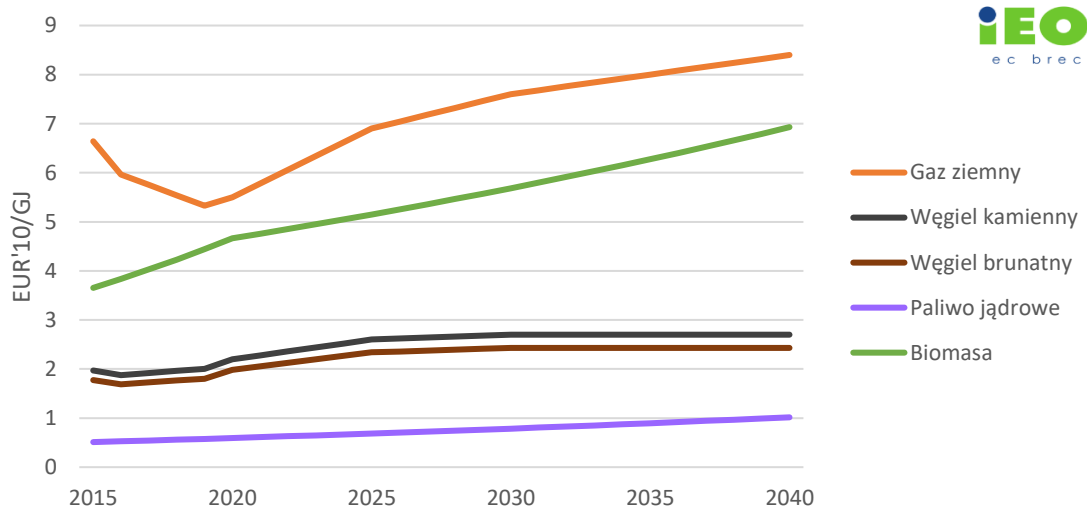
⁹¹ Objasnienia taryf znajdują się w rozdziale 1.3.1 Grupy taryfowe dla odbiorców energii

Jeszcze bardziej narażeni na wzrost cen będą odbiorcy ciepła. Do 2030 roku wzrost kosztów i cen wytwarzania ciepła w ciepłowniach węglowych wyniesie co najmniej 27% (bez inflacji). Nie przewiduje się natomiast istotnego wzrostu kosztów za przesył ciepła. Skutecznym instrumentem stabilizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło lub ograniczenia ich wzrostu przy realizacji inwestycji OZE zapewniających funkcjonowanie i niskie koszty operacyjne wytwarzania ciepła także po 2030 roku są dotacje. Za uzasadniony i dopuszczalny należy uznać poziom dotacji w wysokości 30% nakładów inwestycyjnych przyznawanych w celu uzyskania przez ciepłownię statusu efektywnego systemu ciepłowniczego w oparciu o zeroemisyjne OZE.

Koszty nośników energii

Prognozę cen nośników energii (w przeliczeniu na Euro, w cenach stałych z 2017 roku), przyjęto na podstawie danych zawartych w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu KPEiK⁹² (gaz ziemny, węgiel brunatny, węgiel kamienny) z grudnia 2019 roku oraz IEO⁹³ (scenariusz cenowy dla paliw z biomasy).

Wykres 2. Prognoza cen paliw na cele energetyczne (ceny stałe bez uwzględnienia inflacji)



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

4.1. ENERGIA ELEKTRYCZNA- METODYKA TWORZENIA SCENARIUSZY KOSZTÓW

4.1.1. Budowa modelu

Do opracowania prognozy cen energii elektrycznej użyto autorskiego długoterminowego modelu Instytutu Energetyki Odnawialnej. Wykorzystany model obliczeniowy opiera się na kosztach wytwarzania energii elektrycznej dla każdego roku. Wyznaczany jest średni koszt produkcji energii elektrycznej dla każdej z technologii wchodzących do „miksu” energetycznego oraz sumaryczny – dla całego systemu elektroenergetycznego.

Do podstawowych założeń służących do obliczenia kosztów generacji zalicza się:

- nakłady inwestycyjne związane z mocami wprowadzanymi do systemu,
- koszty operacyjne stałe, związane z bieżącą eksploatacją jednostek wytwórczych,
- koszty operacyjne zmienne związane ze zużyciem paliw oraz kosztami uprawnień do emisji CO₂,
- koszty kapitału oraz założenia finansowe,
- założenia techniczne i eksploatacyjne, wynikające z pracy źródeł w zbilansowanym systemie elektroenergetycznym.

⁹² Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich dnia 18 grudnia 2019 roku. <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>

⁹³ Instytut Energetyki Odnawialnej, „Średniookresowa prognoza cen energii do 2040 roku”, październik 2020

Wynikowy średni koszt generacji energii elektrycznej dodatkowo zostaje powiększony przez uśrednioną marżę wszystkich przedsiębiorstw wytwórczych, co pozwala na dalsze kalkulacje cen hurtowych i detalicznych. Wszystkie obliczenia wykonano, a ich wyniki zaprezentowano w cenach stałych (bez inflacji) – PLN’2019, chyba że podano inaczej.

4.1.2. Założenia finansowe i eksploatacyjne do modelu prognostycznego

Wartości średnioważonego kosztu kapitału WACC⁹⁴ dla inwestycji zróżnicowano technologicznie i przyjęto na podstawie sytuacji gospodarczo-politycznej w kraju, prowadzonej polityki energetycznej (w szczególności wysokości ryzyka regulacyjnego podnoszącego koszty kapitału dla OZE). W przeciwieństwie do UE, energetyka odnawialna w Polsce (główny obszar inwestycji do 2030 roku w energetyce) przez gwałtownie zmieniające się zasady subsydiów i sprzedaży energii oraz otwarte dotowanie paliw kopalnych (rynek mocy, kogeneracja, subsydia do węgla, odchodzenia od zasady „zanieczyszczający płaci”) nadal stanowi wysokie ryzyko dla inwestorów, za wyjątkiem fotowoltaiki. W krajach członkowskich UE wskaźnik WACC dla OZE wynosi 4-6%. W związku z zakładanym przez rząd, potwierdzonym dużą aktywnością inwestorów, dynamicznym rozwojem fotowoltaiki w Polsce założono umiarkowany poziom WACC dla tej technologii na poziomie 5%. Pozostałe technologie energetyczne narażone są na wyższe ryzyko inwestycyjne, wyższe koszty finansowania (oprocentowania) dłużnego i wyższe oczekiwania co do stopy zwrotu kapitału własnego.

Przyjęto założenia dotyczące ciągłego zwiększania sprawności nowobudowanych źródeł energii, w szczególności OZE, co przekłada się na rosnący w czasie tzw. współczynnik wykorzystania mocy (WWM) w szczególności dla instalacji odnawialnych źródeł energii.

Tabela 5. Parametry finansowe i eksploatacyjne dla poszczególnych technologii pozyskiwania energii

Technologia	Sprawność (%)	WACC (%)	Czas eksploatacji (lata)
Węgiel kamienny	36	10	50
Węgiel brunatny	34	10	50
Gaz ziemny	50	10	30
Energia jądrowa	30	12	50
Biomasa	25	10	20
Elektrownie wodne	-	10	60
Turbiny wiatrowe lądowe	-	10	25
Turbiny wiatrowe morskie	-	10	25
Fotowoltaika	-	5	25
Elektrownie przemysłowe	25	10	40
Węgiel kamienny - kogeneracja	30	10	40
Gaz ziemny - kogeneracja	40	10	30
Biomasa - kogeneracja	25	10	30

Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

⁹⁴ WACC – *Weighted Average Cost of Capital* - średni ważony koszt kapitału własnego (inwestora) i kredytu bankowego. Odpowiada na pytanie, ile wynosi minimalna wymagana stopa zwrotu, przy której opłaca się realizować inwestycję:

$$WACC = k_w r_w + k_k r_k$$

k_w - udział kapitału własnego, r_w - koszt kapitału własnego

k_k - udział kredytu bankowego, r_k - koszt kredytu bankowego

4.2. TARYFY NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNA – ZAŁOŻENIA DO TWORZENIA SCENARIUSZY KOSZTÓW ENERGII DLA ODBIORCÓW KOŃCOWYCH

4.2.1. Grupy taryfowe dla odbiorców energii

Koszty jednostkowe zaopatrzenia w energię odbiorców końcowych zależą przede wszystkim od zakwalifikowania do odpowiedniej grupy taryfowej oraz od pozycji negocjacyjnej wobec sprzedawcy energii (a ta często zależy od wielkości zużycia energii i kompetencji odbiorcy).

Grupy taryfowe (A, B, C, G) ustalane są w zależności od napięcia w miejscu dostarczania:

- A – napięcie wysokie (110kV i wyżej)
- B – napięcie średnie - głównie duże przedsiębiorstwa, które mają ceny energii negocjowane
- C – napięcie niskie (<1 kV) – gł. MŚP, rolnicy, ceny według stawek sprzedawcy
- G – dla gospodarstw domowych (formalnie bez względu na napięcie- odstępstwo, ale w praktyce niskie napięcie), zatwierdzane przez URE

Dodatkowo można wyróżnić grupę taryfową R – bez układu pomiarowo-rozliczeniowego (rozliczenie ryczałtowe).

Najwięcej odbiorców korzysta z grup taryfowych G oraz C. Wszyscy odbiorcy płacą za energię łącznie z dostawą, ale różnice (w tym zwolnienia z niektórych pozycji kosztów) mogą być znaczące. Analiza trendów cen energii płaconych przez odbiorców końcowych (a tym bardziej prognozy tych cen) jest znacznie bardziej złożonym od prognoz cen hurtowych energii, gdyż jest uzależniona od szeregu dodatkowych pozycji na rachunkach, na których tzw. energia czynna (zakupiona na rynku hurtowym i dostarczona z narzutem spółki obrotu) jest tylko jedna z wielu.

4.2.2. Struktura kosztów dla odbiorców energii elektrycznej i kluczowe pozycje kosztowe

Z punktu widzenia oceny wysokości kosztu zaopatrzenia odbiorcy w energię elektryczną istotne jest wyodrębnienie pozycji na fakturze / rachunku zależnych od:

- ilości pobranej energii [zł/MWh],
- wysokości mocy umownej określonej w umowie łączącej strony [zł/MW] oraz
- czasu [zł/m-c]⁹⁵.

Tabela 6. Podział kategorii kosztów energii dla odbiorców końcowych (taryf) na zależne od wielkości zużycie energii i tzw. koszty stałe

Składniki kosztów	Jednostki	
	Grupy taryfowe A, B, C	Grupa taryfowa G
Cena energii	zł/MWh	zł/MWh
Stawka sieciowa zmienna	zł/MWh	zł/MWh
Stawka opłaty jakościowej	zł/MWh	zł/MWh
Stawka opłaty OZE	zł/MWh	zł/MWh
Stawka opłaty kogeneracyjnej	zł/MWh	zł/MWh
Stawka opłaty mocowej	zł/MWh	zł/m-c*
Stawka opłaty przejściowej	zł/MW/m-c	zł/m-c*
Stawka sieciowa stała	zł/MW/m-c	zł/m-c
Stawka opłaty abonamentowej	zł/m-c	zł/m-c
Opłata handlowa	zł/m-c	zł/m-c

Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

⁹⁵ Miano zł/m-c* oznacza zróżnicowanie wysokości stawki miesięcznej od wielkości zużycia energii zdefiniowanych przepisem przedziałach zużycia.

Dodatkowo, istotną pozycją kosztową dla odbiorców (nie wymienionych w tabeli), którzy nie są odbiorcami w gospodarstwach domowych, a zamawiają moc umowną większą niż 40 kW może być koszt związany z przekroczeniem poziomu mocy umownej lub ponadnormatywnym poborem energii biernej.

Najważniejszą pozycją kosztową dla odbiorców energii, poza ceną energii są koszty sieciowe (nazywane kosztami dystrybucji), które składają się z dwóch pozycji uzależnionych zarówno od zużycia energii jak i naliczanych niezależnie od zużycia (koszty stałe). W kalkulowaniu taryf zgodnie z przepisami określonymi w Rozporządzeniu⁹⁶ wyodrębniona stawka opłaty abonamentowej pokrywa część kosztów stanowiących podstawę kalkulowania stawki sieciowej stałej, natomiast wysokość stawki sieciowej zmiennej, wbrew jej nazwie jest efektem uwzględnienia w jej kalkulowaniu określonej części kosztów stałych. Prognozy taryf dla odbiorców końcowych, a w szczególności kosztów i opłat sieciowych można analizować zatem tylko z punktu widzenia kosztów spółek dystrybucyjnych, które podlegają w pełni taryfowaniu.

4.2.3. Założenia metodyczne dla analiz i prognoz taryf (sieciowych) na energię elektryczną

Co do zasady, na koszt dystrybucji w danym roku składają się:

- a) konsekwencje kosztowe majątku sieciowego (na które składa się koszt amortyzacji i gwarantowany zwrot z kapitału wliczany do taryfy);
- b) koszty operacyjne obsługi majątku sieciowego;
- c) koszt różnic bilansowych;
- d) podatki i opłaty od majątku sieciowego;
- e) pozycje wchodzące w skład taryf OSD⁹⁷ na mocy prawa, ale nie stanowiące źródła pokrywania kosztów dystrybucji jako takiej (opłaty: jakościowa, OZE, kogeneracyjna, przejściowa, mocowa), będące w swej istocie bezpośrednią konsekwencją realizowanej polityki energetycznej;

Określenie proporcji wzajemnego udziału ww. pozycji w koszcie dystrybucji ogółem jest jedną z kluczowych operacji w budowaniu prognozy ze względu na zróżnicowanie procesów powodujących zmiany tych pozycji w przyszłości. Dla jej określenia pomocna może być analiza wielkości historycznych, ze względu na następujące założenia:

Ad a) koszty majątkowe nie podlegają bieżącej fluktuacji, powinny rosnąć wraz z wielkością dostawy energii do odbiorców końcowych; odstępstwem od tej reguły mógłby być ew. odpis wartości majątku sieciowego w straty, ale taki proces w okresie sprawozdawczym (minionej dekady) dotknął jedynie segment wytwarzania energii, więc dla prognozy „cen dystrybucji” nie ma zastosowania;

Ad b) koszty operacyjne obsługi majątku sieciowego mogą rosnąć proporcjonalnie do dynamiki wynagrodzeń ;

Ad c) koszt różnic bilansowych może się zmieniać w funkcji wzrostu ceny hurtowej (cena zakupu) oraz odwrotnie proporcjonalnie do wzrostu udziału OZE (wolumen zakupu);

Ad d) koszty podatków i opłat lokalnych są zależne od wzrostu majątku (wielkości dostawy) oraz inflacji;

Ad e) koszty polityki energetycznej zależą od doraźnych decyzji o ich wprowadzaniu oraz dynamiki procesów które mają finansować i odmiennie od pozycji przedstawionych powyżej, ze względu na ich socjalizację (wszyscy odbiorcy ponoszą je w jednakowym stopniu), ma charakter zmiany addytywnej a nie proporcjonalnej do kosztów sieciowych;

Taryfa sieciowa wyznacza koszt fizycznego dostarczenia energii elektrycznej do odbiorcy końcowego. Do analizy trendów zmian taryf sieciowych istotne jest zrozumienie, które koszty przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną są pokrywane z poszczególnych stawek sieciowych. Pozwala to,

⁹⁶ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną Dz.U. 2019 poz. 503
<http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190000503>

⁹⁷ OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego – Przedsiębiorstwo zajmujące się utrzymaniem infrastruktury sieciowej i dystrybucją energii elektrycznej

w zależności od spodziewanych procesów gospodarczych przewidzieć kierunek i natężenie zmian taryf sieciowych jako całości.

Wymaga odnotowania fakt, że w kalkulowaniu taryf zgodnie z przepisami określonymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne wyodrębniona stawka opłaty abonamentowej pokrywa część kosztów stanowiących podstawę kalkulowania stawki sieciowej stałej, natomiast wysokość stawki sieciowej zmiennej, wbrew jej nazwie, jest efektem uwzględnienia w jej kalkulowaniu także określonej części kosztów stałych.

Co więcej, zasady kalkulacji stawek opłat w taryfie przedsiębiorstwa sieciowego, wspólne dla wszystkich przedsiębiorstw na poziomie przepisu, materializują się w ich taryfach w sposób wzajemnie zróżnicowany, co powoduje, że ewentualne prognozowanie zmian wysokości poszczególnych pozycji taryfowych napotyka na dodatkowe ryzyko. W konsekwencji, prognozę trendów zmian taryf sieciowych można w sposób względnie racjonalny prowadzić wyłącznie na poziomie ogólnosektorowym (cały sektor energetyczny).

Orientacyjna struktura udziału ww. agregatów, w łącznym koszcie pokrywanym przez taryfy określona na podstawie danych historycznych z lat 2010-2020, przedstawia się następująco (Tabela 7):

Tabela 7. Struktura udziału kosztów w przekazaniu energii pokrywanych przez taryfy dystrybucyjne (szacunek IEO)

	[%]
Koszty majątku	35
OMC (koszty obsługi i serwisu)	45
Różnice bilansowe	10
Podatki i opłaty lokalne	6
Koszty polityki energetycznej	4

Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

W związku z powyższym, analizę trendów taryf sieciowych dla energii elektrycznej oparto na predykcji zmian ww. agregatów kosztowych.

Koszty majątku sieciowego, podobnie jak utrzymania tego majątku, zależą bezpośrednio od prognozy zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną. Można w tym zakresie rozważać trzy scenariusze:

- A) Scenariusz pasywnego inwestowania w sieć, nadążanie za rosnącym zapotrzebowaniem, pokrywanym z rozbudowywanych w systemie tradycyjnym źródeł wytwórczych (scentralizowane, wielkoskalowe elektrownie węglowe, w ten scenariusz wpisują się także elektrownie wiatrowe off-shore oraz elektrownie jądrowe), w dalszej części tekstu scenariusz ten nazwano „ceteris paribus” (jedyną zmienną jest wzrost zapotrzebowania);
- B) Scenariusz usystematyzowanego rozwoju wytwórczych zasobów rozproszonych w miejsce spadającego udziału generacji scentralizowanej w pokrywaniu zapotrzebowania, w tym wdrożenie działań na rzecz ograniczenia zmienności dobowej i sezonowej poziomu mocy. Przy takim scenariuszu ogólne zapotrzebowanie na nowe aktywa przesyłowe i dystrybucyjne będzie mniejsze niż w scenariuszu „ceteris paribus”, zmieni się charakter niezbędnych inwestycji przy łącznym spadku niezbędnych nakładów;
- C) Scenariusz chaotycznego rozwoju, podzielony na dwa podscenariusze:
 - C1) odgórnie stymulowanej dalszej rozbudowy zasobu scentralizowanego oraz – równoległe – wymuszanego oddolnie dostosowywania sieci do wymagań uczestników rynku energii inwestujących w zasoby rozproszone, oraz
 - C2) uwiądu inwestycyjnego, wymuszonego np. politycznie uwarunkowanym poszukiwaniem oszczędności celem ograniczenia wzrostu rachunków za energię.

Realizacja każdego z przedstawionych powyżej scenariuszy rozwoju majątku sieciowego związana jest z określonymi konsekwencjami w obszarze pozostałych, wcześniej wskazanych „agregatów”:

Ad A):

Rozwój majątku sieciowego, podążający za rozbudową scentralizowanych źródeł wytwórczych, niesie ze sobą:

- wzrost cen energii ze względu na:
 - I. konieczność ponoszenia opłat za emisję lub
 - II. konieczność sfinansowania inwestycji w EJ oraz
- proporcjonalny wzrost wolumenu różnic bilansowych, a tym samym wzrost kosztów różnicy bilansowej;
- proporcjonalny wzrost kosztów obsługi majątku sieciowego (koszty obsługi i serwisu), dodatkowo potęgowany wzrostem wynagrodzeń;
- proporcjonalny wzrost kosztów podatkowych, dla których podstawą jest wartość majątku sieciowego lub zajmowana powierzchnia gruntu.

Ad B):

Rozwój zasobu rozproszonego prowadzi do:

- spadku dynamiki cen energii względem modelu „ceteris paribus”,
- spadku dynamiki wzrostu wolumenu różnic bilansowych,
- spadku dynamiki wzrostu wartości aktywów sieciowych,
- spadku kosztów obsługi majątku sieciowego
- spadku kosztów podatkowych.

Ad C1):

Rozwój chaotyczny prowadzić będzie do

- wzrostu cen energii
- wzrostu wartości aktywów sieciowych przy ograniczonym wzroście ich wykorzystania,
- wzrostu kosztów operacyjnych obsługi majątku sieciowego,
- względnej stabilizacji różnic bilansowych,
- wzrostu opłat i podatków lokalnych

Ad C2):

Uwład inwestycyjny prowadzić będzie do dramatycznego wzrostu wolumenu i kosztów różnic bilansowych przy względnej stabilizacji pozostałych pozycji kosztowych, ale za cenę wzrostu kosztów energii niedostarczonej.

Całkowicie odrębną pozycją kosztową w analizie trendów zmian kosztu zaopatrzenia w energię elektryczną, wspólną dla wszystkich przedstawionych powyżej scenariuszy, są pozycje określone jako konsekwencje polityki energetycznej tj. wielkości jedynie przypisane do taryf sieciowych a nie znajdujące bezpośredniego odniesienia do działalności sieciowej. W ich przypadku OSD odgrywają rolę jedynie quasi poborcy podatkowego. Ich ew. zmiany będą efektem doraźnych decyzji politycznych determinujących kierunki polityki energetycznej oraz odzwierciedlających uwarunkowania społeczne.

Niezależnie od przedstawionych powyżej uwarunkowań wzajemnych, każdy z ww. „agregatów” cechuje własna dynamika zmian uwarunkowana czynnikami zewnętrznymi. W szczególności:

- koszty majątkowe nie podlegają bieżącej fluktuacji, powinny monotonicznie rosnąć, nadążnie za wielkością dostawy energii do odbiorców końcowych; odstępstwem od tej reguły mógłby być ew. odpis wartości majątku sieciowego w straty, ale taki proces w okresie sprawozdawczym (minionej dekady) dotknął jedynie segment wytwarzania energii, więc dla prognozy „cen dystrybucji” nie ma zastosowania;
- koszty operacyjne obsługi majątku sieciowego mogą rosnąć proporcjonalnie do dynamiki wynagrodzeń
- koszt różnic bilansowych może się zmieniać w funkcji wzrostu ceny hurtowej (cena zakupu) oraz odwrotnie proporcjonalnie do wzrostu udziału OZE (wolumen zakupu)
- koszty podatków i opłat lokalnych są zależne od wzrostu majątku (wielkości dostawy) oraz inflacji

- koszty polityki energetycznej zależą od doraźnych decyzji o ich wprowadzaniu oraz dynamiki procesów które mają finansować i odmiennie od pozycji przedstawionych powyżej, ze względu na ich socjalizację (wszyscy odbiorcy ponoszą je w jednakowym stopniu), ma charakter zmiany addytywnej a nie proporcjonalnej.

W konsekwencji, analiza trendów zmian taryf sieciowych jako części składowej kosztu zaopatrzenia gospodarki w energię elektryczną powinna być zrealizowana odrębnie dla poszczególnych ramowych scenariuszy rozwoju sytuacji w sektorze elektroenergetycznym, rozumianych jako warianty dynamiki wzrostu zapotrzebowania na energię finalną oraz warianty modelu rozwoju sektora elektroenergetycznego w funkcji podstawowych zmiennych opisujących poszczególne „agregaty”.

4.3. ZAOPATRZENIE W CIEPŁO - PODSTAWY KSZTAŁTOWANIA TARYF I PROGNOZOWANIA CEN CIEPŁA

4.3.1. Specyfika kształtowania kosztów ciepła dla odbiorców

Ciepłownictwo jako dział energetyki zajmuje się dostarczaniem ciepła do odbiorców w postaci czynnika grzewczego (najczęściej wody). Swoją definicją obejmuje sektor indywidualny jak i systemowy. Ciepłownictwo indywidualne dotyczy odbiorców ciepła wyposażonych w indywidualne systemy grzewcze np. kocioł gazowy lub węglowy dwufunkcyjny, przygotowujący ciepłą wodę na potrzeby ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) oraz centralnego ogrzewania (c.o.). Ciepłownictwo systemowe zaś dotyczy centralnych systemów ciepłowniczych, które zaopatrują zarówno odbiorców zbiorowych, indywidualnych, biznesowych oraz przemysłowych w ciepło wykorzystywane na potrzeby ciepłej wody użytkowej, centralnego ogrzewania, procesów technologicznych czy wentylacji.

Analiza trendów cen ciepła i prognoz koncentruje się na ciepłownictwie systemowym, a w szczególności analizach i prognozach cen w ciepłowniach podlegających obowiązkowi koncesjonowania i taryfowania. Takim obowiązkom podlegają ciepłownie o mocy cieplnej w źródle powyżej 5 MW. Analizie poddano sektor ciepłownictwa systemowego, który w Polsce odpowiada za ok. 24% krajowego zużycia ciepła, z czego 17% stanowią gospodarstwa domowe, 5% przemysł i budownictwo oraz 2% handel, usługi i inne.⁹⁸

W skład systemów ciepłowniczych wchodzi:

- producenci ciepła (ciepłownie, elektrociepłownie i źródła wytwarzania ciepła),
- sieci ciepłownicze, którymi ciepło w postaci gorącej wody jako czynnika przesyłane jest do odbiorców,
- węzły cieplne, w których następuje odbiór ciepła od sieci ciepłowniczej i przekazanie tej energii do systemów odbiorcy

Ciepłownie systemowe tworzą swoiste naturalne monopole ze względu na ograniczenie sieci ciepłowniczej do terenu miasta lub aglomeracji. Mając na myśli rynek ciepła, obecnie niemożliwe jest utworzenie jednolitego rynku (przykładem rynku energii elektrycznej lub gazu), na którym wystąpiłaby konkurencja między podmiotami ze względu na znacznie zróżnicowanie choćby w kosztach produkcji ciepła w zależności od umiejscowienia zakładu ciepłowniczego, wykorzystywanych paliw, dostępności paliw w danym obszarze⁹⁹. Proces taryfowania odbywa się indywidualnie dla każdej ciepłowni i dla każdej z grup odbiorców w lokalnej (miejskiej) sieci ciepłowniczej i dlatego, w przeciwieństwie do taryf na energię elektryczną (w tym „obszarowych” taryf dystrybucyjnych) proces kształtowania cen ciepła ma charakter lokalny. Czynniki takie jak lokalizacja, struktura sieci, odbiorców, źródeł ciepła czy wykorzystanie poszczególnych paliw mają silny wpływ na koszt wytworzenia i dostarczenia czynnika grzewczego.

⁹⁸ Ciepłownictwo w Polsce. Edycja 2019, *Forum Energii*, 2019.

⁹⁹ Jacek Kamiński, Adrianna Malik. *Analiza krajowego sektora ciepłowniczego – stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju*, 2016.

4.3.2. Podstawy kształtowania taryf na ciepło

Zgodnie z art. 23. Ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE odpowiada za równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła, a do jego zakresu działań należy zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf ciepła. Taryfa jest to zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców. Taryfy na ciepło są kalkulowane przez przedsiębiorstwa w taki sposób, aby zapewniały one pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału. Jednocześnie, muszą one brać pod uwagę ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Informacje, które przedsiębiorcy wnioskujący o zatwierdzenie taryfy dla ciepła są zobowiązani przedstawić Prezesowi URE¹⁰⁰, to m.in:

- charakterystyka działalności gospodarczej przedsiębiorstwa,
- planowana ilość sprzedaży ciepła w poszczególnych grupach taryfowych,
- wyliczenie planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła,
- uzasadnienie i udokumentowanie przyjętego poziomu poszczególnych pozycji planowanych kosztów, m.in. kosztów amortyzacji, kosztów zakupu paliw, wynagrodzeń, kosztów remontów, kosztów emisji CO₂
- wyliczenie wielkości zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność energetyczną zgodnie z modelem przedstawianym przez Prezesa URE¹⁰¹.

Taryfy dla ciepła składają się z następujących elementów:

- a) objaśnienia pojęć i skrótów używanych w taryfie.
Jest to sekcja wyjaśniająca podstawowe pojęcia używane w dokumencie taryfy, np. sieć ciepłownicza, węzeł cieplny, odbiorca;
- b) zakres działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło.
W tej części podawane są informacje dotyczące koncesji, którymi dysponuje przedsiębiorstwo, np. wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucja ciepła, obrót;
- c) podział odbiorców na grupy taryfowe.
Jest to rozdział, w którym wyróżnione są grupy taryfowe odbiorców ciepła danego przedsiębiorstwa wraz z opisem tego podziału. Zazwyczaj dotyczy to sytuacji, w których przedsiębiorstwo dysponuje więcej niż jednym źródłem ciepła (np. kotłownia węglowa i kotłownia olejowa) i ze względu na różnice w kosztach eksploatacji tych źródeł konieczne jest zróżnicowanie cen i stawek opłat dla odbiorców zasilanych z różnych instalacji. Innym częstym przykładem wyróżniającego się odbiorcy, dla którego przewidziana jest indywidualna stawka taryfowa, jest zakład przemysłowy, który pobiera ciepło na potrzeby technologiczne;
- d) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat.
W tej części prezentowane są ustalone ceny i opłaty dla poszczególnych grup odbiorców, w podziale na ceny w zakresie wytwarzania ciepła oraz stawki opłat w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła. Obejmują one:
 - ceny za zamówioną moc cieplną (zł/MW)
 - ceny ciepła (zł/GJ),
 - ceny nośnika ciepła (zł/m³),
 - stawkę opłaty stałej za usługi przesyłowe (zł/MW/rok),
 - stawkę opłaty zmiennej (zł/GJ).Dodatkowo, zawarte są w tej części także stawki opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej, np. opłata podana w jednostce zł/mb przyłącza w zależności od jego średnicy;
- e) zasady ustalania stawek opłat, warunki stosowania stawek opłat oraz zasady wprowadzania zmian.

¹⁰⁰ Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla przedsiębiorców wnioskujących o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. URE, październik 2020

¹⁰¹ Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 34/2018 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2018-2020

Są to końcowe składowe dokumentu taryfowego, w których wyjaśnione jest według jakich zasad ustalane są opłaty (Ustawa – prawo energetyczne), jakie są warunki stosowania opłat (odpowiednie parametry jakościowe nośnika) oraz informacja nt. obowiązkowego powiadomienia odbiorców w przypadku zmian cen/opłat w taryfie.

W związku z tym, że polskie ciepłownictwo zainwestowało w ostatniej dekadzie w (preizolowane) sieci ciepłownicze, a nie inwestowało wystarczająco aktywnie w nowoczesne, niskoemisyjne źródła ciepła, o kosztach ciepła dla odbiorców w nadchodzącej dekadzie zadecydują inwestycje w niskoemisyjne i zeroemisyjne źródła ciepła, które przełożą się na opłaty za ciepło i taryfy.

4.3.3. Metoda prognozowania cen ciepła

Lokalna specyfika systemów ciepłowniczych, ich zróżnicowanie regionalne i pod względem wielkości, różne ścieżki modernizacji systemów ciepłowniczych, zróżnicowane procesy inwestycyjne i indywidualny sposób kształtowania taryf, w szczególności w okresie gwałtownych zmian regulacyjnych (m.in. w efekcie wdrażania polityki klimatycznej UE i przepisów związanych z ograniczaniem szkodliwych emisji do atmosfery) jakie czeka polskie ciepłownictwo w latach 2021-2030, uniemożliwiają zastosowanie tej samej metody prognozowania cen ciepła jaka została zastosowana w przypadku prognoz cen energii elektrycznej. Nie ma prostej możliwości uwzględniania kosztów wszystkich krajowych źródeł wytwórczych ciepła i przewidywania sposobów ich indywidualnej modernizacji w celu prognozowania cen ciepła dla całego kraju.

Dlatego, w celu prognozowania cen ciepła zastosowano metodę analiz przyszłych kosztów ciepła w poddanej racjonalnym ekonomicznie procesom modernizacji i dostosowania do przepisów środowiskowych referencyjnej ciepłowni (reprezentatywnej dla kraju). Do oceny kosztów ciepła wykorzystano metodę wyznaczania uśrednionego kosztu ciepła w kolejnych latach – tzw. metodę uśrednionego kosztu ciepła (**LCOH** – *levelised cost of heat*). Uśredniony koszt ciepła to wartość bieżąca netto kosztu jednostki ciepła w całym okresie funkcjonowania instalacji. Jest to wartość zdyskontowana wszystkich kosztów poniesionych w całkowitym czasie eksploatacji instalacji (inwestycyjnych i operacyjnych), podzielona przez całkowitą zdyskontowaną ilość ciepła wytworzonego przez instalację.¹⁰²

$$LCoH = \frac{I_0 - S_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \frac{PLN}{GJ}$$

gdzie:

I_0 – nakład inwestycyjny [PLN]

S_0 – wysokość dotacji [PLN]

C_t – koszty O&M [PLN/rok]

T – projektowany czas pracy instalacji [lata]

E_t – referencyjna wartość produkcji energii [GJ/rok]

r – stopa dyskonta[%]

Podstawowym założeniem tej metody jest konieczność przeprowadzenia inwestycji w najbliższym czasie. Konkluzje dotyczące BAT (*Best Available Techniques* – najlepszych dostępnych technologii) ogłoszone przez Komisję Europejską dotyczą dużych źródeł spalania, zaostrożające (oraz wprowadzające nowe) wymagania emisyjne, obejmują duże źródła spalania pow. 50 MW. Wejdą one w życie w 2021 r, przy czym możliwe jest korzystanie z derogacji przez starsze jednostki do końca 2022 roku. Mniejsze jednostki (od 1 do 50 MW) są zaś objęte tzw. dyrektywą MCP¹⁰³ (*medium combustion plants* – jednostki średniego

¹⁰² Li, H., Song, J., Sun, Q. *et al.* A dynamic price model based on levelized cost for district heating. *Energ. Ecol. Environ.* **4**, 15–25 (2019)

¹⁰³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

spalania). Od 2025 roku jednostki od 5 do 50 MW nie będą mogły przekraczać dopuszczalnych wielkości emisji.

Dodatkowo, Dyrektywa w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych (tzw. Dyrektywa RED II¹⁰⁴) wymusza na Państwach Członkowskich UE (a Państwa Członkowskie na przedsiębiorstwach ciepłowniczych) już od 2021 roku wymagany coroczny wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego w wysokości 1,3 pkt procentowego.

Tak kształtująca się przyszłość jest wyzwaniem szczególności dla małych i średnich przedsiębiorstw ciepłowniczych. Oparte na węglu będą musiały w krótkiej przyszłości nie tylko zredukować swoje poziomy emisji, ale także zwiększyć udział wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Jest jednak możliwy wybór takiej ścieżki modernizacji lokalnych systemów ciepłowniczych i nowych inwestycji w OZE, która zapewni realizację przepisów środowiskowych i nie podniesie cen ciepła systemowego. Wiele wskazuje jednak na to, że z uwagi na ograniczone możliwości finansowe przedsiębiorstw ciepłowniczych i ryzyko odchodzenia odbiorców ciepła i ich przechodzenia na indywidualne ogrzewanie, inwestycje w OZE w ciepłowniach miejskich powinny być wspierane ze środków publicznych. Takie możliwości daje Europejski Zielony Ład i tzw. „zielona taksonomia” (kryteria wydatkowania środków publicznych na zielone inwestycje) oraz już teraz w praktyce realizują krajowe fundusze ekologiczne typu NFOŚiGW (np. Program „Ciepłownictwo powiatowe”).

4.4. TRENDY ENERGII CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK HURTOWY

4.4.1. Charakterystyka rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna, jak każdy inny produkt sprzedawana jest w dwóch głównych sektorach – hurtowym oraz detalicznym. Sektor hurtowy obejmuje transakcje wytwórców (elektrownie), a detaliczny transakcje odbiorców końcowych (gospodarstwa domowe, przedsiębiorców). Trendy w obu sektorach różnią się między sobą, dlatego należy analizować je oddzielnie.

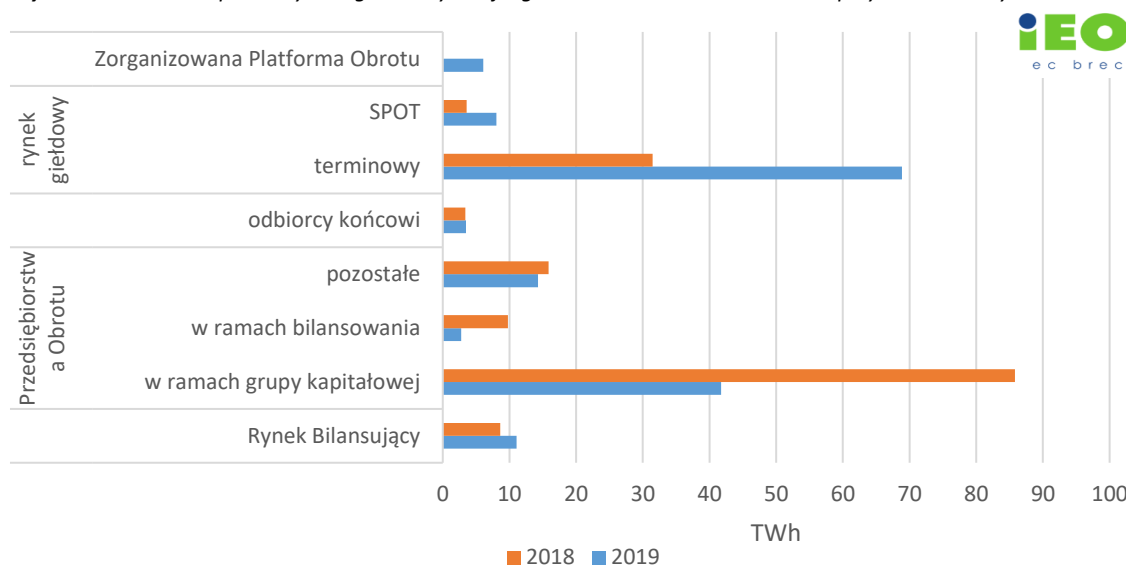
Elektrownie zawodowe mają do dyspozycji najwięcej kierunków sprzedaży energii:

- rynek bilansujący,
- przedsiębiorstwa obrotu, w tym:
 - w ramach grupy kapitałowej,
 - w ramach bilansowania energii;
- rynek giełdowy, w tym:
 - terminowy,
 - SPOT (realizowana na giełdzie natychmiastowo umowa kupna-sprzedaży).
- zorganizowana platforma obrotu.

Jak podaje Agencja Rynku Energii (**Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**), 50% energii wyprodukowanej przez elektrownie ciepłowne w 2019 zostało sprzedanej przez rynek giełdowy.

¹⁰⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

Wykres 3. Struktura sprzedaży energii elektrycznej wg kierunków w elektrowniach ciepłych zawodowych¹⁰⁵



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

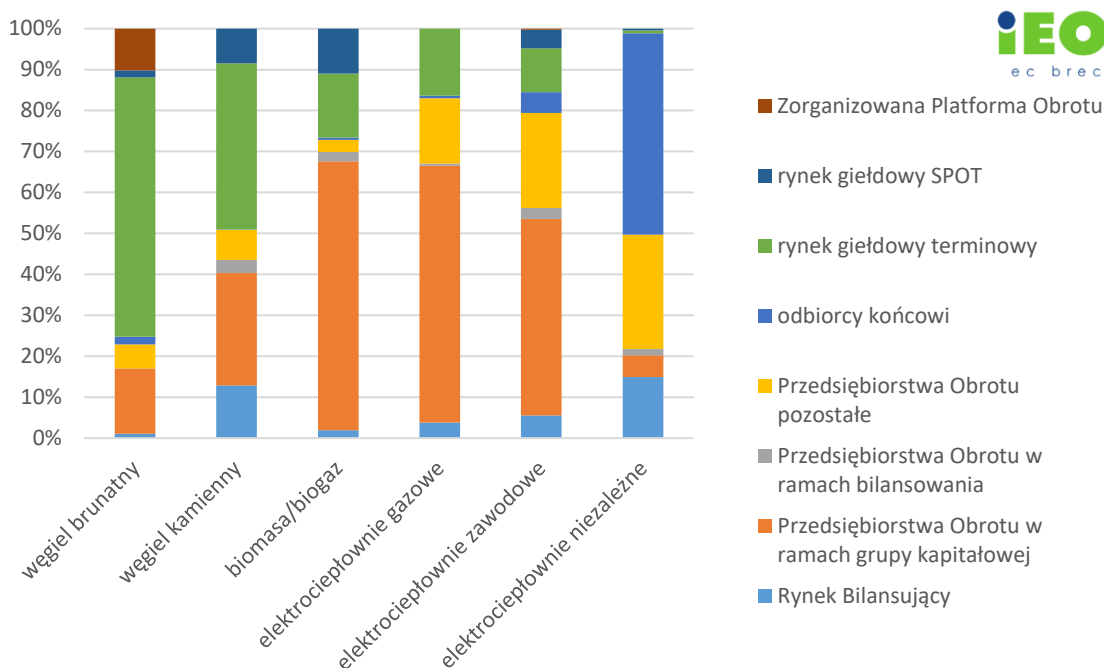
Oznacza to wzrost z 23% w 2018 - wynika to z wprowadzonego podwyższonego obliga giełdowego¹⁰⁶. Zmiana ta nie wpłynęła znacząco na ceny energii. Mimo niepewnego losu obliga na lata przyszłe, analiza kontraktów rynku giełdowego pozwala na najbardziej wiarygodne określenie trendów cen hurtowych. Jedyną licencjonowaną giełdą towarową w Polsce, jest Towarowa Giełda Energii. Największymi rynkami są Rynek Towarowy Terminowy oraz Rynek Dnia Następnego.

Wytwórcy działający w różnych technologiach w różny sposób sprzedają energię przez siebie produkowaną. Elektrociepłownie gazowe, podobnie jak pozostałe elektrociepłownie w mniejszym stopniu korzystają z giełdy energii. Dodatkowo, wolumen sprzedaży jest znacznie niższy od elektrowni węglowych. Z tego powodu nie wpływają w znaczący sposób na trendy cen hurtowych. Wraz z powstawaniem nowych bloków gazowych i redukcji produkcji węglowej staną się kolejnymi podmiotami wpływającymi na sytuację giełdową.

¹⁰⁵ ARE, Katalog Elektrowni i Elektrociepłowni Zawodowych <https://www.are.waw.pl/sklep/details.xhtml?poz=531>

¹⁰⁶ Dz.U. 2018 poz. 2348 Ustawa z dnia 9 listopada 2018 r

Wykres 4. Struktura sprzedaży wytwórców w 2019



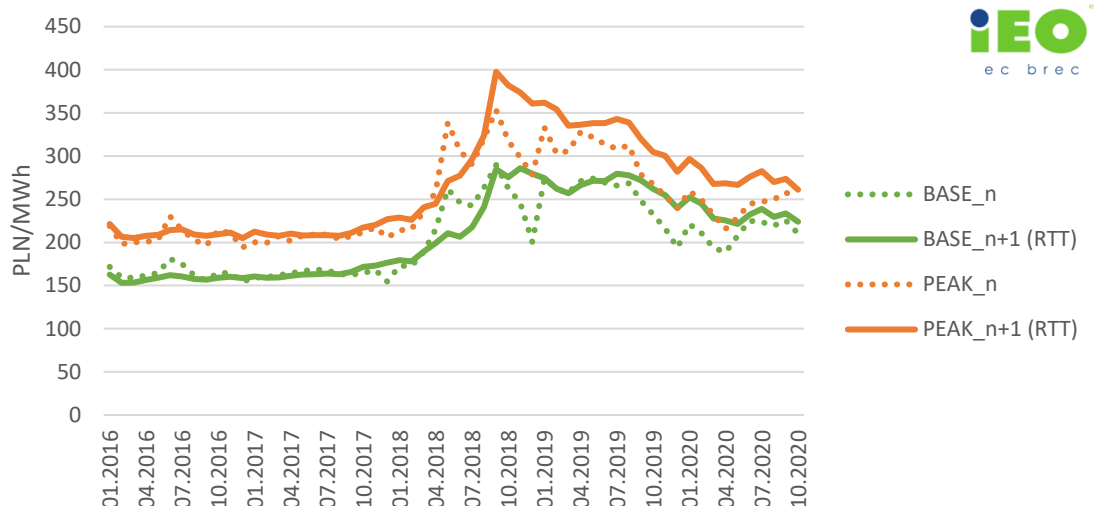
Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

4.4.2. Trendy cen energii - rynek towarowy terminowy

Kontrakty na Rynku Terminowym zawierane są na dostawę energii na okres roku, kwartału, miesiąca lub tygodnia z wyprzedzeniem co najwyżej 3 lat. Najważniejszymi instrumentami są BASE (dostawa przez całą dobę) oraz PEAK5 (dostawa w godzinach 7:00 – 22:00). Zdecydowana większość transakcji na giełdzie dotyczy zakupu energii z dostawą w najbliższym roku kalendarzowym (n+1). Z tego powodu najlepszymi indykatorami Rynku Towarowego Terminowego są indeksy BASE_{n+1} oraz PEAK5_{n+1}. Na tym rynku uczestniczą przede wszystkim elektrownie ciepłowne oraz wodne. Tylko one są w stanie przewidzieć swoją produkcję z wymaganym wyprzedzeniem (źródła sterowalne).

Średnioważone miesięczne indeksy BASE oraz PEAK5 utrzymywały się na podobnym poziomie do końca 2017 (Wykres 5). W 2018 zaobserwowano bardzo przyspieszony wzrost cen sięgający nawet 90% r/r. Dodatkowo, wolumen był bardzo wysoki, co oznaczało ogromną wartość obrotu na giełdzie. Załamanie przyszło w IV kwartale 2018. Od tamtej pory oba indeksy były w trendzie spadkowym, przy czym rok 2020, mimo pandemii koronawirusa przyniósł względną stabilizację indeksów.

Wykres 5. Średnioważone miesięczne indeksy Rynku Terminowego Towarowego¹⁰⁷



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

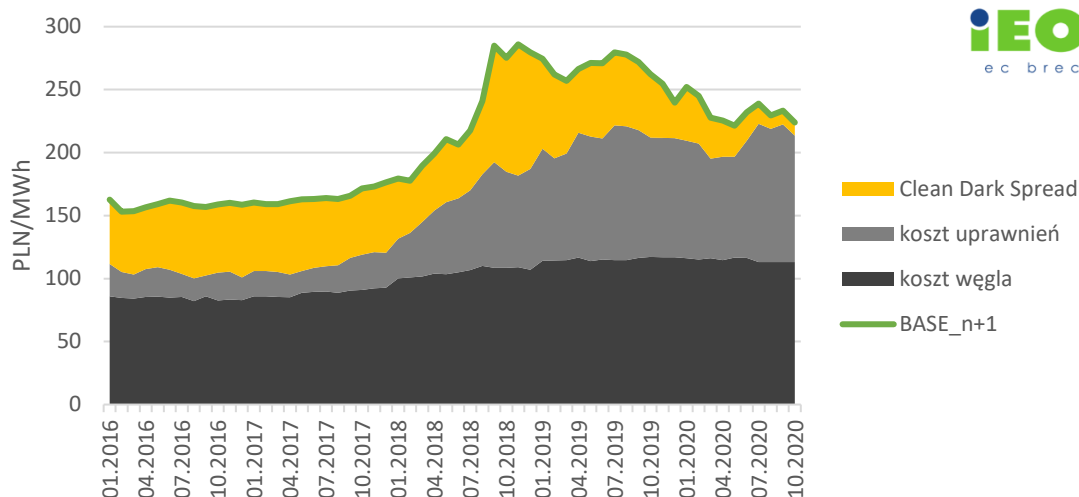
Większość wolumenu energii na Rynku Towarowym Terminowym (RTT) oferują elektrownie węglowe – dlatego możliwe jest, stosując pewne założenia, oszacowanie wpływu danych czynników na wysokość indeksów (Wykres 6). Za długoterminowym trendem wzrostowym stoi stale rosnący koszt węgla. Polskie górnictwo jest niekonkurencyjne, a drogie paliwo do elektrowni węglowych oznacza malejącą konkurencyjność energii elektrycznej z niego otrzymywanej. Drugim decydującym czynnikiem jest koszt uprawnień do emisji. Ich gwałtowny wzrost w 2018 roku napędził skok cen na Rynku Towarowym Terminowym do około 24 €/t, a stabilizacja cen uprawnień przyczyniła się do ich późniejszego spadku. W styczniu 2021 roku cena tony CO₂ osiągnęła ok. 34 €/t.

Odejmując od ceny energii koszt węgla oraz koszt uprawnień do emisji otrzymujemy tzw. Clean Dark Spread (CDS). Może on być interpretowany jako marża wytwórcy, z której musi opłacić koszty operacyjne oraz koszty wynikające z poniesionych lub planowanych inwestycji. Przed 2018 CDS utrzymywał się na poziomie ok. 50 PLN/MWh. W 2018 roku, po początkowym uszczupleniu do 30 PLN/MWh wzrósł do nawet 100 PLN/MWh. W roku 2019 CDS wykazał trend spadkowy, jeszcze przed uderzeniem pandemii. W 2020 spadkowa tendencja nasiliła się, obniżając CDS do ok. 10 PLN/MWh. Tak niski poziom może być spowodowany końcem korelacji cen uprawnień do emisji i cen energii elektrycznej („magazynowane” uprawnienia, kupione po niższej cenie niż na bieżąco), wpływami z Rynku Mocy (dodatkowy przychód pozarynkowy) oraz przejściem kupujących na inne rynki (spadek popytu).

Nie jest oczekiwany natomiast spadek CDS głęboko poniżej zera. Póki węgiel stanowi główne źródło wytwórcze w Polsce, suma kosztu uprawnień oraz kosztu węgla (koszty zmienne) będzie stanowić minimum cenowe na Rynku Towarowym Terminowym. Jednoznaczny, wzrostowy trend cenowy uprawnień oraz węgla energetycznego przekłada się na nieunikniony wzrost cen w najbliższych latach.

¹⁰⁷ TGE, dostęp 11.2020 <https://tge.pl/dane-statystyczne>

Wykres 6. Clean Dark Spread dla indeksu BASE_n+1¹⁰⁸



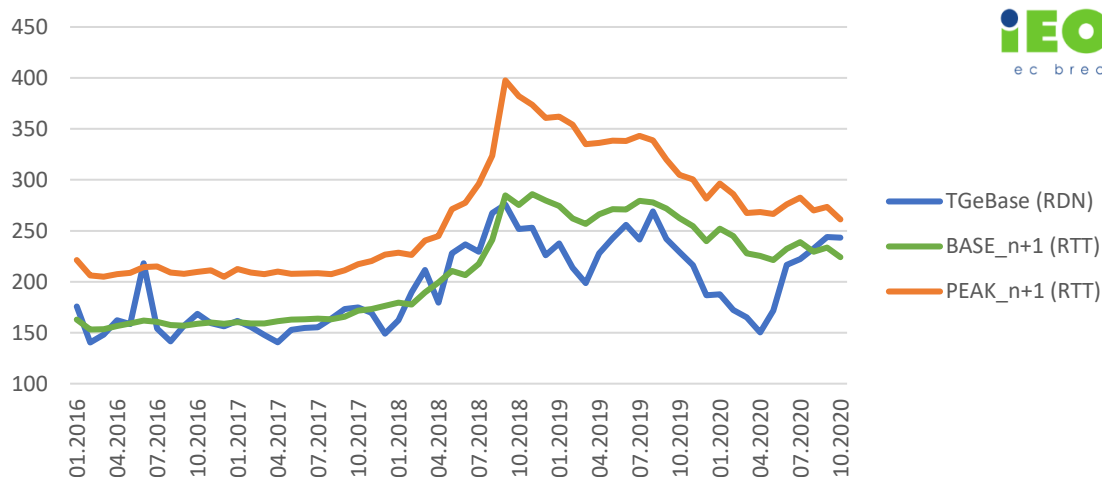
Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

4.4.2. Trendy cen energii - Rynek Dnia Następnego

Rynek Dnia Następnego (RDN) charakteryzuje się znacznie wyższą zmiennością. Transakcje zawierane są na dzień przed dostawą, a cena określana jest na każdą godzinę doby. Wyraźne jest skorelowanie cen z zapotrzebowaniem na moc. Na tym rynku uczestniczą zarówno elektrownie ciepłe (niewielki wolumen) jak i odnawialne – przede wszystkim elektrownie wiatrowe lądowe. Ważny jest również udział importu. Energetyka wiatrowa obecnie ma najniższy średni koszt generacji – z tego powodu Rynek Dnia Następnego oferuje niskie ceny. Podstawowym indeksem Rynku Dnia Następnego jest TGeBase – używany m.in. przy rozliczaniu aukcji na energię z OZE.

W ostatnich latach nastąpiło względnie trwałe oderwanie trendów i wysokości cen na Rynku Dnia Następnego (TGeBase) i Rynku Terminowym (RTT).

Wykres 7. Średnioważone indeksy RDN i RTT



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Przyczynami tego stanu może być zwiększony wolumen sprzedaży w 2018 (spowodowany wzrostem cen uprawnień do emisji), który wymusił niższy popyt w 2019. W roku 2020 sytuacja powtórzyła się – tym razem z powodu nagłego spadku popytu w II kwartale. Odbicie w III i IV kwartale 2020, mimo spadków na RTT oraz rosnący wolumen obrotu na RDN wskazuje na kontynuację znaczenia rynków „spotowych” w Polsce.

¹⁰⁸ Opracowanie własne na podstawie TGE, EEX, ARP

4.5. ANALIZA TRENDÓW TARYF NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ DLA ODBIORCÓW KOŃCOWYCH

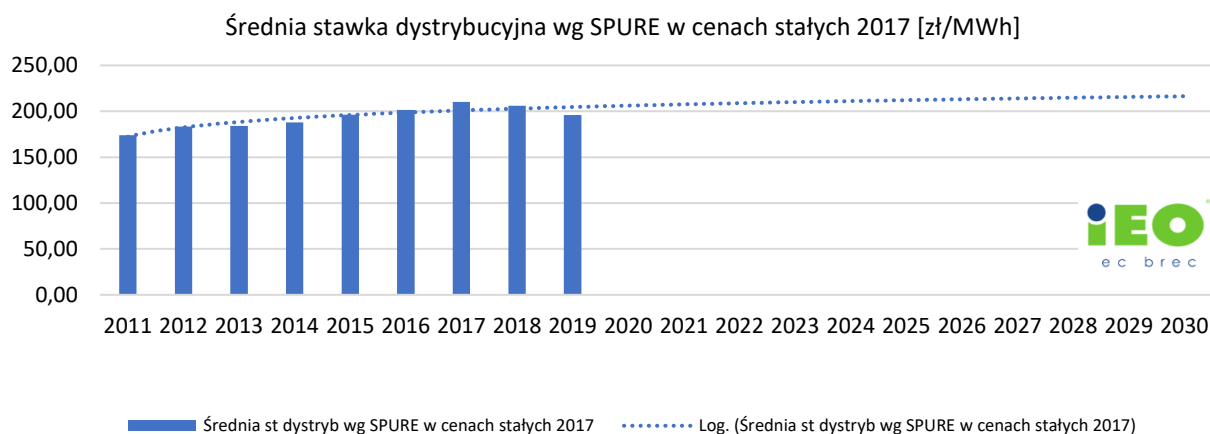
Analizę trendów taryf sieciowych dla energii elektrycznej przeprowadzono na podstawie danych dostępnych w Sprawozdaniach Prezesa URE odnośnie „średniej ceny dystrybucji”. Ze względu na:

- złożony charakter poszczególnych pozycji w taryfach sieciowych przedsiębiorstw energetycznych, zależnych od zużycia energii, mocy umownej oraz czasu,
- wzajemne zróżnicowanie wyników kalkulacji taryf dla poszczególnych – analogicznych – grup odbiorców w taryfach różnych przedsiębiorstw energetycznych,
- brak dostępu do danych źródłowych, objętych tajemnicą postępowań taryfowych, uniemożliwiający samodzielną kalkulację wielkości uśrednionych.

Wartość średnia publikowana przez Prezesa URE wydaje się bardziej reprezentatywna niż informacje zbierane od poszczególnych przedsiębiorstw, energetycznych i odbiorczych, w ramach działalności statystycznej GUS/ARE/EUROSTAT

Zestawienie wartości średnich stawek dystrybucji ze sprawozdań Prezesa URE (SPURE) za lata 2012 – 2019 oraz ich zmienność stawek dystrybucji zilustrowano na wykresie nr 8.

Wykres 8. Zmienność stawek dystrybucji wraz z ekstrapolacją



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Pomijając 2019 rok (gdzie miało miejsce administracyjne mrożenie cen energii), widoczny jest trend wzrostowy, obrazujący wzrost kosztu jednostkowego fizycznej dostawy energii elektrycznej. Niezależnie od współbieżnych zmian ceny energii, uzasadniający pogląd, że w warunkach *ceteris paribus* (przy pozostałych warunkach) oczekiwać należy utrzymania się w horyzoncie 2023 r. logarytmicznego trendu wzrostowego jednostkowego kosztu dostawy energii elektrycznej.

4.6. ANALIZA TRENDÓW CEN CIEPŁA W POLSKIM CIEPŁOWNICTWIE SYSTEMOWYM

Co roku, Urząd Regulacji Energetyki przeprowadza badania sektora ciepłownictwa systemowego pt. „Energetyka ciepła w liczbach”, dzięki którym można w pewien sposób dokonać analizy obecnej sytuacji w ciepłownictwie, spojrzeć, na przeszłość oraz zidentyfikować działania, które są niezbędne dla lepszej przyszłości.

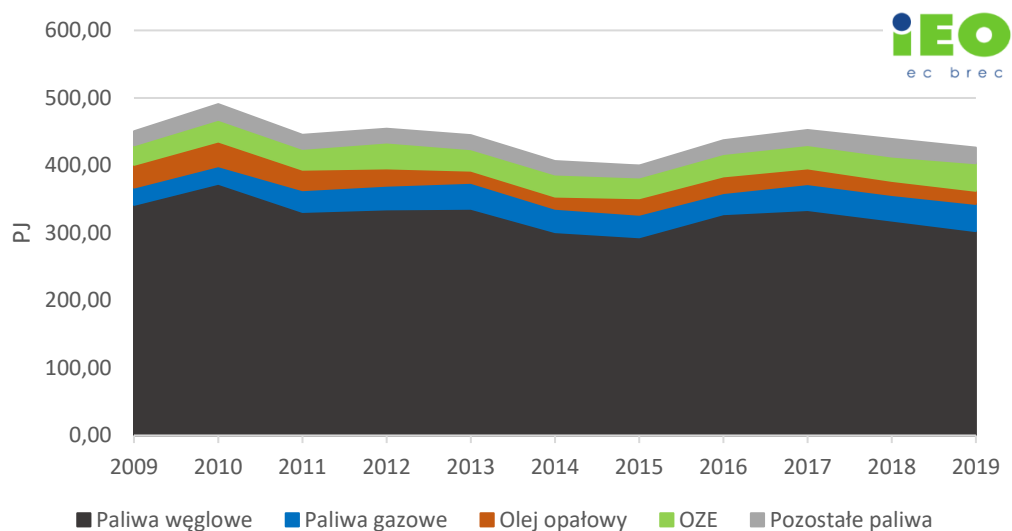
Niestety, miniona dekada nie przyniosła znaczących pozytywnych zmian w ciepłownictwie systemowym. Jest to w pewnej mierze wynik braku jasnej strategii państwa co do rozwoju tej branży. Ostatnim oficjalnym i obowiązującym dokumentem jest bowiem Polityka Energetyczna Państwa z 2009 roku.

Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (tj. przedsiębiorstw, które posiadają koncesję na wytwarzanie, przesył oraz dystrybucję i obrót ciepłem) spadła z 509 w 2009 roku do 396 na koniec roku 2019. Co roku spadek ten wynosi ok. 8 - 10 przedsiębiorstw, głównie w wyniku przekształceń

organizacyjnych oraz własnościowych, w postaci wykupu lokalnych, powiatowych, samorządowych przedsiębiorstw energetyki ciepłej przez większe grupy energetyczne.

Spada również moc ciepłownicza zainstalowana w źródłach z ok. 60 tys. MW w roku 2009 do 53 tys. MW w roku 2019., przy jednocześnie praktycznie niezmiennym poziomie mocy zamówionej. Świadczyć to może o wyłączeniu względnie większych kotłów ciepłowniczych na rzecz kotłów o niższej mocy (5-10 MW) w celu docelowej pracy przy wyższym poziomie obciążenia, a zatem wyższej sprawności oraz zwiększeniu elastyczności systemu.

Wykres 9. Zużycie paliw do produkcji ciepła w ciepłownictwie systemowym

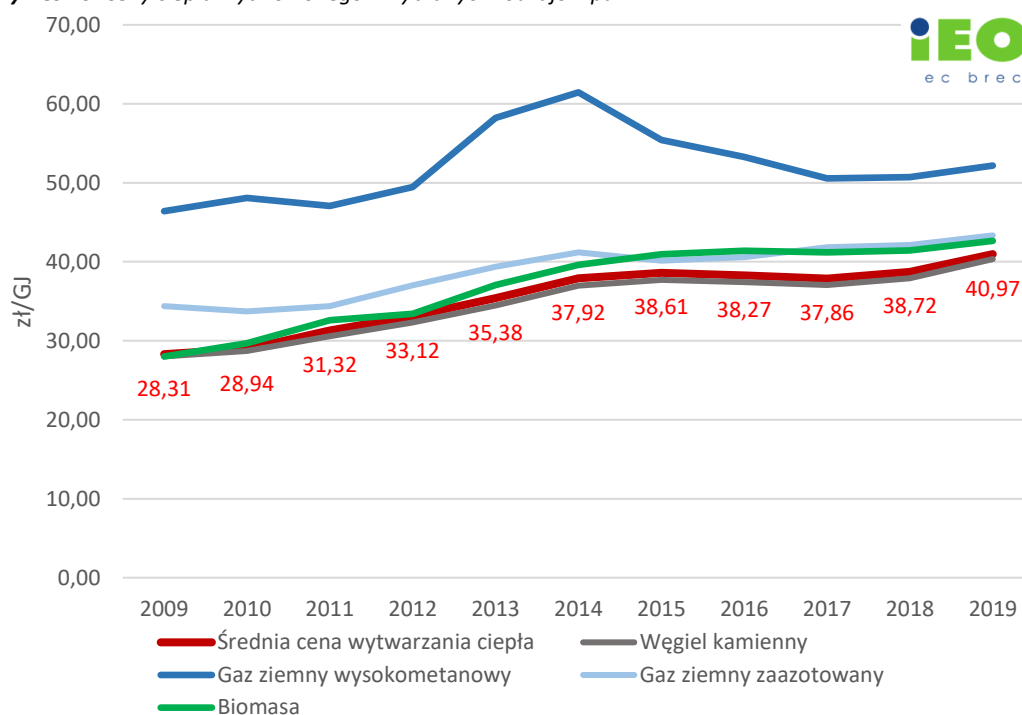


Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Można zauważyć, że całkowite zużycie paliw w przedsiębiorstwach ciepłowniczych wahało się od ok. 400 do 500 PJ rocznie, wynosząc w 2019 roku 426 PJ. Istotne jest natomiast to, że struktura paliwowa tego zużycia nie zmieniła się. W roku 2009 paliwa węglowe stanowiły 76% wszystkich wykorzystywanych paliw do produkcji ciepła, olej opałowy 8%, paliwa gazowe 8%, OZE 6% zaś pozostałe paliwa 5%. Przez 10 lat nie nastąpiła znaczna zmiana, jednak istotnym faktem jest zmniejszenie udziału paliw węglowych do 71% oraz wzrost paliw gazowych i OZE do 9%. Odnawialne źródła energii oznaczają w tym przypadku praktycznie wyłącznie spalanie biomasy, gdyż w Polsce źródła takie jak kolektory słoneczne czy elektroogrzewnictwo zasilane energią elektryczną z OZE nie jest obecnie wdrażane na dużą skalę w ciepłownictwie systemowym.

Poniżej zaprezentowano jak kształtowały się ceny wytwarzania ciepła z poszczególnych paliw.

Wykres 10. Ceny ciepła wytworzonego z wybranych rodzajów paliw



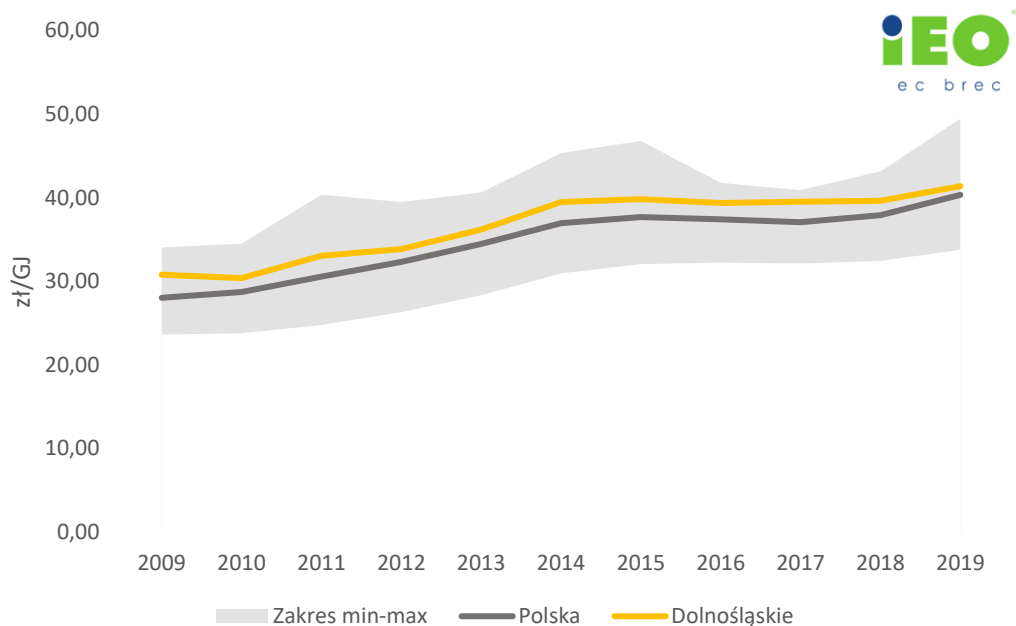
Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Powyższy wykres przedstawia ceny wytworzenia ciepła z poszczególnych rodzajów paliw. Są one liczone jako ilorazy sum przychodów wytwórców ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła oraz sumy wolumenu sprzedanego ciepła wytworzonego z poszczególnych rodzajów paliw. Sukcesywnie od 2009 (przy wyhamowaniu w latach 2015-2017) widać postępujący wzrost cen ciepła z gazu ziemnego zaazotowanego, biomasy oraz węgla kamiennego. Średnia cena wytwarzania ciepła w Polsce jest niemal identyczna jak cena energii z węgla kamiennego ze względu na znaczny udział tego surowca w procesie wytwarzania ciepła. Współczynnik korelacji liniowej Pearsona wynosi dla par powyższych paliw ponad 95%.

Inna sytuacja jest natomiast w przypadku gazu ziemnego wysokometanowego. Jest on w dużej mierze importowany do naszego kraju, dlatego cena produkcji ciepła przy jego wykorzystaniu jest mocno zależna od jego ceny zależnej od kontraktów międzynarodowych. Gaz ziemny zaazotowany jest natomiast wydobywany głównie w naszym kraju i dlatego jest silniej skorelowany z innymi paliwami.

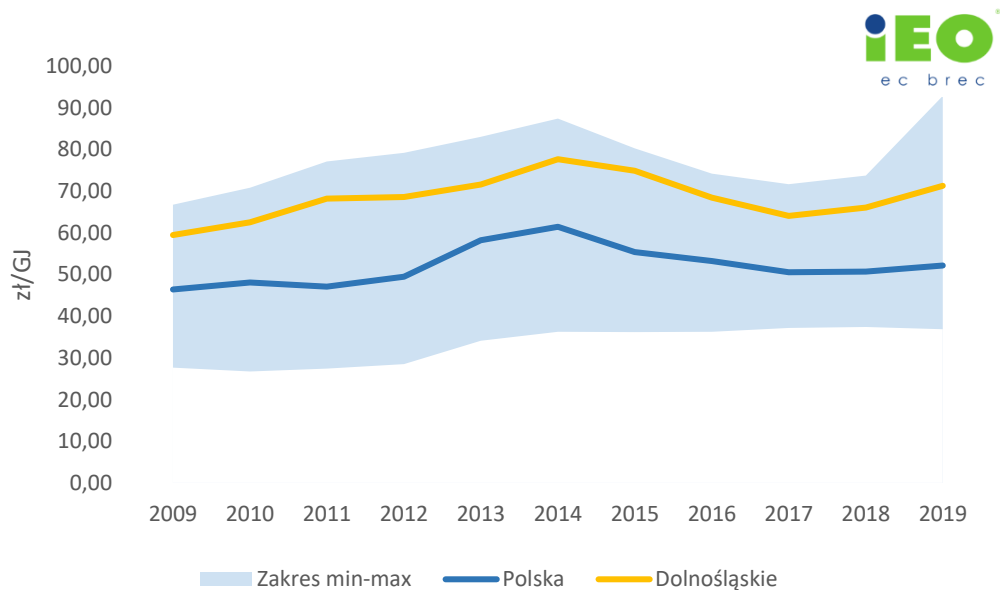
Przez ostatnie 10 lat średnia cena wytwarzania ciepła (biorąc pod uwagę wszystkie źródła energii) wzrosła w Polsce z 28,31 zł/GJ do 40,97 zł/GJ, co oznacza wzrost o 44,7%, zaś skumulowany współczynnik inflacji między tymi latami wynosi jedynie 21,02%. Powyższe ceny dotyczą jednak skali całego kraju. Na poniższych wykresach zaprezentowano trendy średnich kosztów ciepła wytwarzanego z różnych źródeł (paliw), ale na tle ich zmienności we wszystkich województwach, z wyróżnieniem województwa dolnośląskiego jako porównawczego na tle średniej krajowej.

Wykres 11. Zakres średnich cen ciepła wytworzonego z węgla kamiennego na tle województw



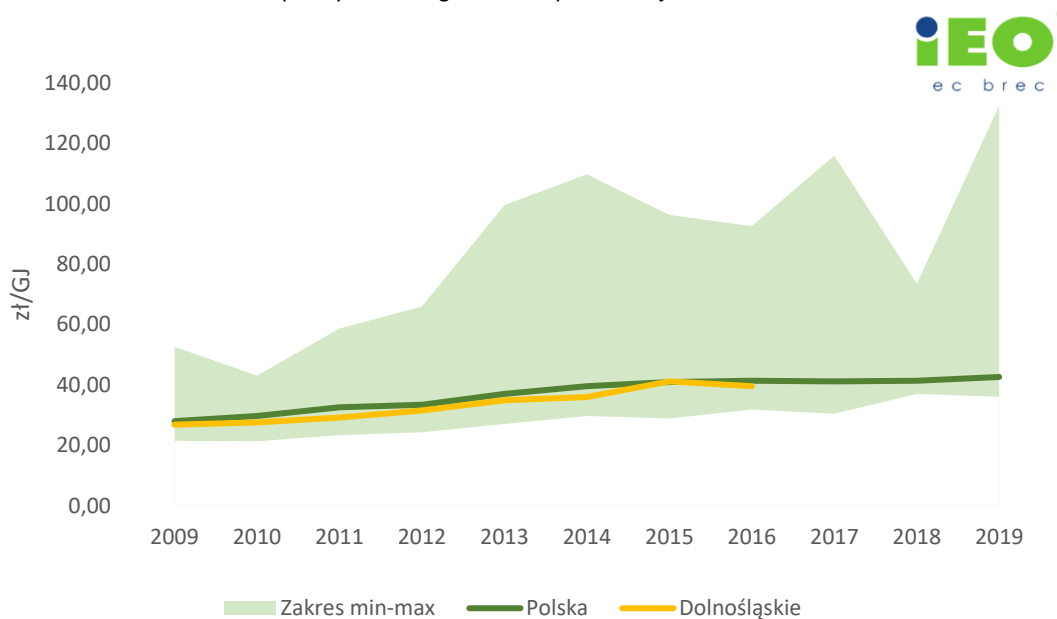
Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Wykres 12. Zakres średnich cen ciepła wytworzonego z gazu ziemnego wysokometanowego na tle województw



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Wykres 13. Zakres średnich cen ciepła wytworzonego z biomasy na tle województw



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Na powyższych trzech wykresach zaprezentowano średnie ceny wytwarzania ciepła w latach 2009-2019 z następujących paliw:

- węgla kamiennego,
- gazu ziemnego wysokometanowego,
- biomasy

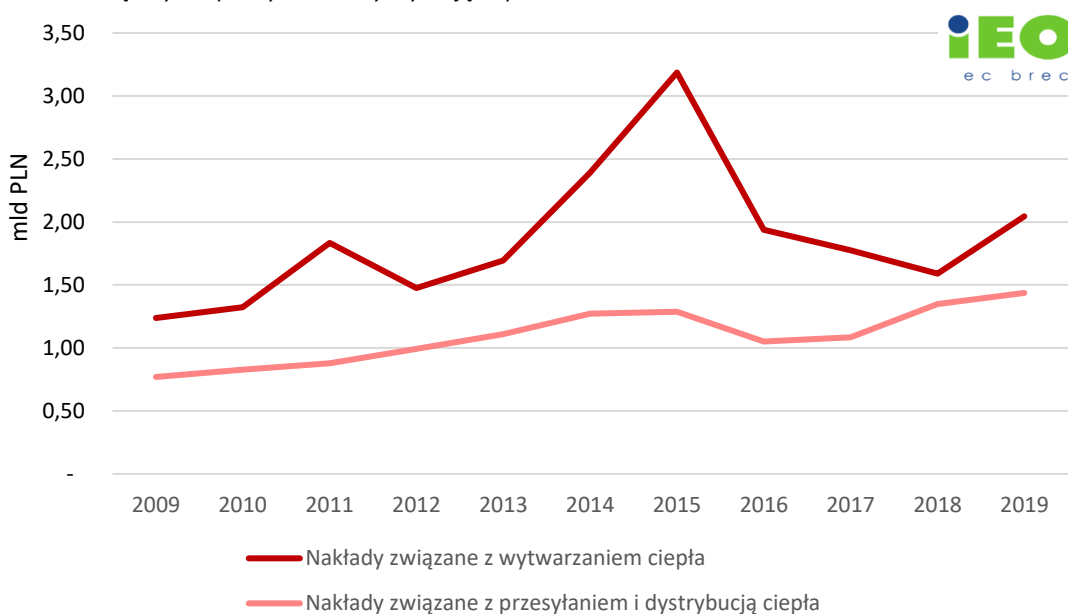
Dla węgla kamiennego średnia cena wytwarzania przy pomocy tego paliwa wpasowuje się po środku zakresu min-max dla województw. Od 2009 do 2019 nastąpił wzrost średniej ceny dla węgla od 28,02 zł/GJ do 40,34 zł/GJ (+43%). Ceny ciepła wytwarzanego z węgla kamiennego w województwie dolnośląskim były wyższe o ok. 6% powyżej średniej dla całego kraju.

Sytuacja dla gazu ziemnego wysokometanowego jest nieco bardziej zróżnicowana. W przypadku uśrednionym cena ta wzrosła nieznacznie z 46,41 zł/GJ do 52,17 zł/GJ (+12%) w latach 2009-2019, jednak jest to paliwo silnie zależne od sytuacji rynkowej. Dla wysokich cen gazu, które miały miejsce w latach 2013-2014 ceny wytwarzania ciepła z tego surowca miały swoje maksimum dla minionej dekady i średnia wynosiła ok. 61 zł/GJ. Dla gazu wysokometanowego sytuacja w różnych województwach kraju była bardziej zróżnicowana niż dla węgla kamiennego – zakres cen w roku 2019 wynosił od 36,89 zł/GJ do 92,85 zł/GJ. Województwo dolnośląskie znajduje się znacznie powyżej średniej – ceny ciepła wytwarzanego z gazu ziemnego były wyższe o ok. 31% od średniej dla całego kraju.

Najciekawszy przypadek dotyczy ciepła wytwarzanego z biomasy, która okazuje się paliwem wysoce ryzykownym w ciepłownictwie. Średnia cena była wysoce skorelowana z cenami węgla i nastąpił jej wzrost w podobnym wymiarze jak dla węgla kamiennego – z 28,01 zł/GJ do 42,65 zł/GJ. Cena średnia była przez całą dekadę mocno skorelowana z ceną minimalną i blisko się jej trzymająca, natomiast jeśli chodzi o zróżnicowanie ceny maksymalnej, a tym samym całego zakresu – tutaj mamy do czynienia z mocno odstającymi ciepłowniami, gdyż od 2013 roku zdarzały się województwa, w których ciepło wyprodukowane z biomasy było droższe od średniej ceny o nawet 50 zł/GJ. Ceny ciepła wytwarzanego z biomasy dla województwa dolnośląskiego pokrywały się ze średnią krajową (w latach 2016-2019 brak danych).

Dla ostatecznej ceny ciepła dla odbiorców znaczenie ma nie tylko cena samego ciepła, ale także koszt jego dostarczenia do odbiorcy, a zatem dystrybucji. Wartości tych opłat zawarte są w taryfach i w znacznej części zależą od skali inwestycji (amortyzacji). W ostatniej dekadzie inwestowano zarówno w źródła ciepła (zwłaszcza w I połowie dekady 2010-2015) jak i w sieci ciepłownicze oraz dystrybucję.

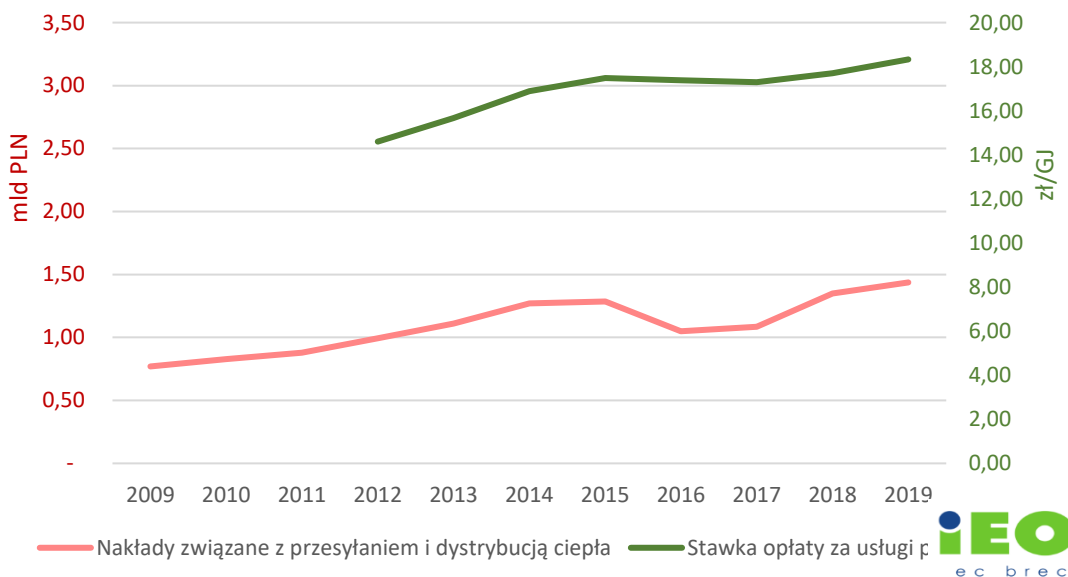
Wykres 14. Porównanie nakładów inwestycyjnych w ciepłownictwie systemowym związanych z wytwarzaniem ciepła oraz związanych z przesyłaniem i dystrybucją ciepła w latach 2009-2019



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Jest w tym jednak zasadnicza różnica. Inwestycje w sieci ciepłownicze pochłonęły kapitał na rozbudowę sieci i poprawę efektywności energetycznej poprzez ograniczenie strat (sieci preizolowane). Nakłady związane z wytwarzaniem ciepła natomiast w większości zostały przeznaczone na odbudowę starego majątku wytwórczego, a zatem remonty i utrzymanie istniejących starych źródeł węglowych. W efekcie znaczące nakłady w sieci ciepłownicze prowadziły do przesyłania nimi wysokoemisyjnego i droższego ciepła z paliw kopalnych, co w sumie prowadzi w kolejnych latach do wzrostu kosztów ciepła dostarczanego do odbiorców.

Wykres 15. Nakłady związane z przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz stawka za usługi przesyłowe w latach 2009-2019.



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Średnia krajowa stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła od 14,6 zł/GJ w 2012 roku do 18,33 zł/GJ w roku 2019. Nakłady związane z przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz wartości stawki opłaty za usługi przesyłowe w latach „n+1” są silnie skorelowane, zaś współczynnik korelacji liniowej Pearsona wynosi 82%

(dla porównania, w roku „n” jest to 72%). W najbliższych latach spodziewane jest utrzymanie stawki przesyłowej na podobnym poziomie (ok. 19 zł/GJ).

Ciepłownictwo praktycznie nie inwestowało w bezemisyjne źródła ciepła, w tym w kolektory słoneczne, zielone elektroogrzewnictwo, wykorzystanie ciepła odpadowego jako magazynów ciepła, inwestycje u odbiorców ciepła itd. Stagnacja inwestycyjna w ciepłownictwie nie będzie kontynuowana na taką samą skalę w następnej dekadzie. Dlatego coraz więcej przedsiębiorstw ciepłowniczych szuka rozwiązań, które będą niezbędne do dalszego funkcjonowania w zaostrzonym rygorze emisyjnym oraz wzrastających cenach uprawnień do emisji.

Ciepłownictwo w UE i w Polsce musi wejść w fazę niespotykanej wcześniej transformacji technologicznej idącej w kierunku szybkiego zwiększania udziałów niskoemisyjnych, a przede wszystkim zeroemisyjnych źródeł ciepła, obniżania zapotrzebowania na ciepło wraz z obniżaniem temperatury czynnika grzewczego oraz stopniowym zmniejszaniu ciepła wytwarzanego w procesach spalania paliw. Szybki i od początku 2021 roku wymagany przez dyrektywę RED II¹⁰⁹ wzrost udziałów ciepła z OZE nie będzie oparty wyłącznie na tych samych co dotychczas rozwiązaniach technologicznych. Ciepłownictwo będzie musiało coraz częściej sięgać po nowe technologie, także te dotychczas w Polsce niestosowane, a nawet nieznane jak elektroogrzewnictwo oparte na niezbilansowanej energii wiatrowej (okresy z ujemnymi cenami energii) z możliwością magazynowania w gorącej wodzie. Nie jest możliwe zatem prognozowanie cen ciepła w oparciu o historyczne trendy i wartości, gdyż sama struktura paliwowa musi ulec znacznej zmianie.

4.7. PROGNOZA CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA LATA 2021-2030 (konstrukcja scenariuszy)

Miks mocy

Punktem wyjściowym prognozy jest projekt Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) z 18.12.2019. Dokument ten zawiera informacje dotyczące planowanego miksu energetycznego Polski wraz z założeniami technicznymi i eksploatacyjnymi pozwalającymi na niezależne użycie w różnych modelach prognostycznych. Użyto scenariusza na rzecz energii i klimatu (PEK)¹¹⁰, który jest zgodny z formalnymi wymogami Komisji Europejskiej, a jego określenie było de facto najważniejszym elementem KPEiK.

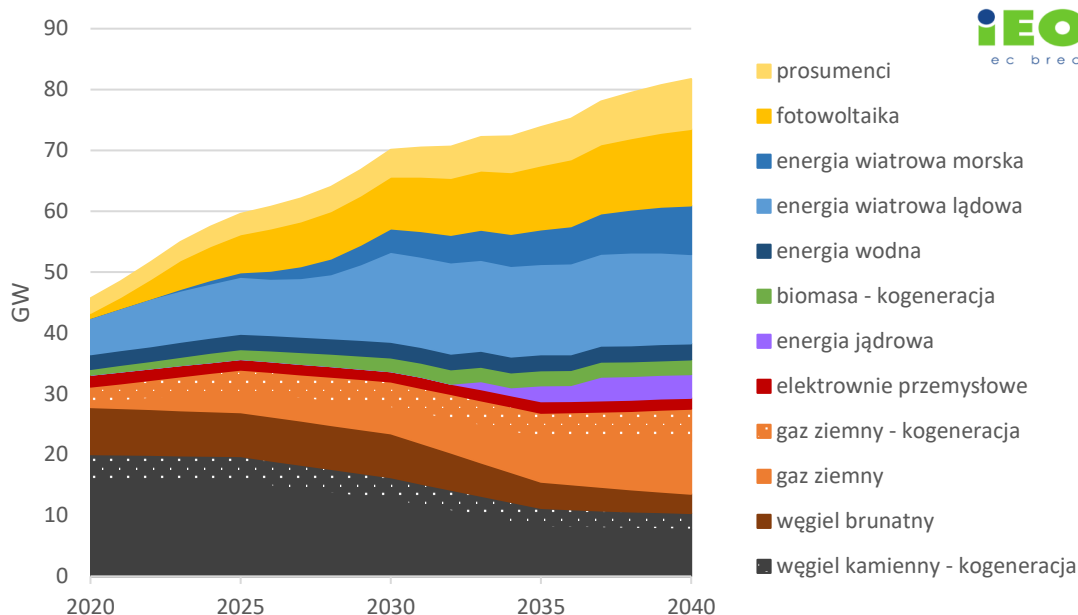
Inkorporacja scenariusza PEK do modelu prognostycznego została poddana weryfikacji na podstawie danych historycznych z lat 2010-2020 i korektę założeń na lata 2020-2025. Korektę oparto o wyniki ostatnich aukcji na energię z OZE oraz sygnały rynkowe (zaczęte procesy deweloperskie) określone przez IEO. Wynikiem działań był autorski miks energetyczny, który – zdaniem IEO – lepiej odzwierciedla bieżącą sytuację w sektorze wytwarzania elektroenergetyki. Będzie on podstawą dalszej analizy scenariuszowej (wykres 16)

¹⁰⁹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

¹¹⁰ PEK – scenariusz polityki energetyczno-klimatycznej. Ocena skutków planowanych polityk i środków Załącznik nr 2 do Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030

<https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>

Wykres 16. Struktura mocy wytwórczych



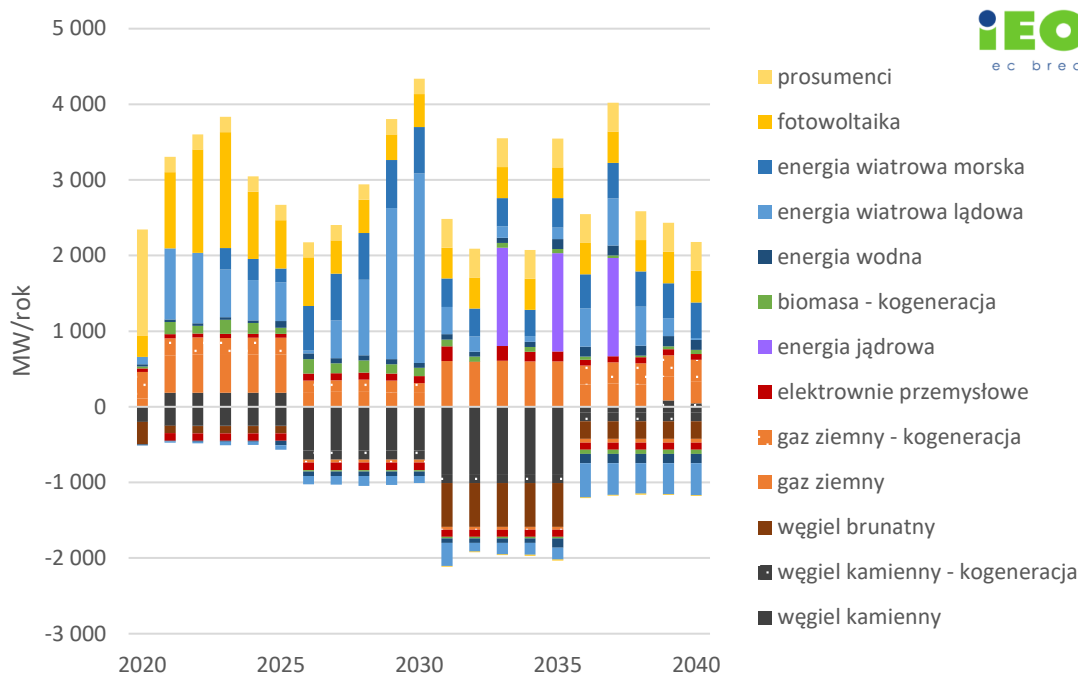
Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Struktura mocy wytwórczych dyktuje bilans wyłączeń i nowych mocy (Wykres 16). Bilans obrazuje skalę zachodzącej transformacji energetycznej, która obejmuje nie tylko procesy inwestycyjne, ale też likwidacje. Do 2040 roku zostanie wyłączonych 9,7 GW elektrowni i elektrociepłowni opalanych węglem kamiennym oraz 4,5 GW elektrowni opalanych węglem brunatnym. Gaz staje się tzw. paliwem „przejściowym” przy wzroście o 10,6 GW do 2040. Kontrowersyjnym od strony kosztowej, ale kluczowym elementem miksu mocy jest również zakładane przez rząd wprowadzenie elektrowni jądrowej – w sumie 3,9 GW do 2040.

Przedstawiony bilans uwzględnia bardzo szybkie tempo rozwoju instalacji fotowoltaicznych (przyrost 9,7 GW w latach 2021-2030) oraz wiatrowych lądowych (8,84 GW do 2030). Założenia te zgodne są z wynikami aukcji OZE i obserwowanymi trendami w zakresie energetyki odnawialnej. Oznacza to, że skorygowany i zaktualizowany do 2030 roku bilans nowych mocy „odnawialnych” jest niezgodny z KPEiK. Dane dotyczące energetyki konwencjonalnej wprowadzono do modelu kosztowego bez żadnych korekt w stosunku do KPEiK.

Należy jednak zaznaczyć, że poniższy bilans nowych mocy i odstawień (Wykres 17) nie jest w pełni rzeczywistym harmonogramem, lecz założonym planem koniecznym do osiągnięcia przez polski system stanu opisanego w KPEiK, z ww. korektami. Najbardziej wątpliwe założenia (w szczególności dotyczące budowy elektrowni jądrowej) nie mają znacznego przełożenia na wyniki prognozy do 2030r., a nawet do 2035r.

Wykres 17. Bilans wyłączeń i nowych mocy wprowadzanych do krajowego systemu elektroenergetycznego



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

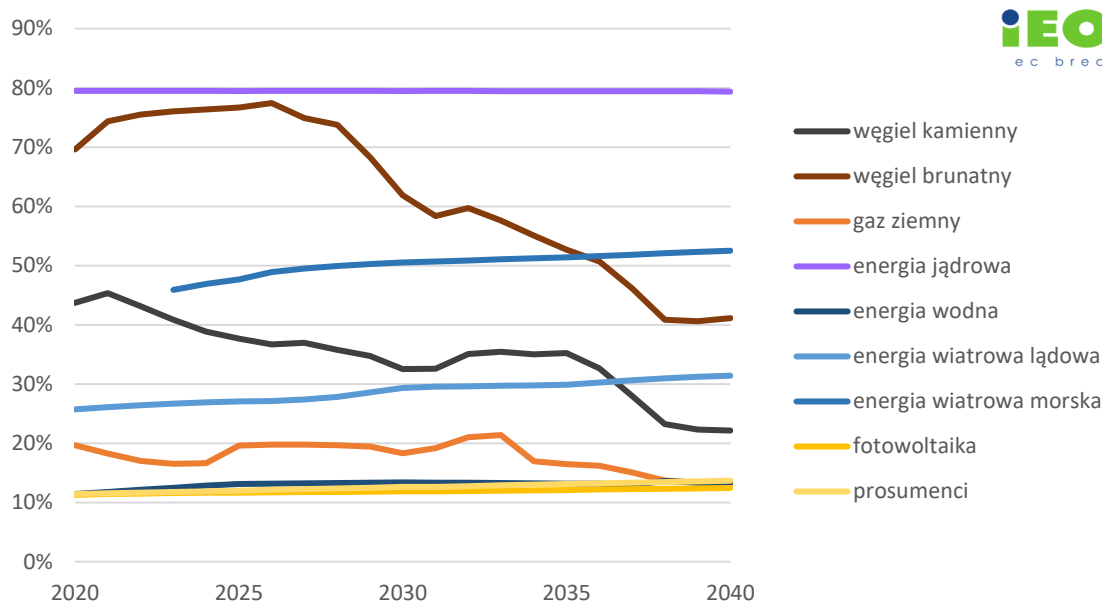
MIKS ENERGETYCZNY

Miks energii określający wolumeny energii wyprodukowanej w poszczególnych latach w Polsce w podziale na technologie wytwórcze został stworzony przy użyciu „miksu mocy” opisanego w poprzednim podrozdziale i założeń dotyczących współczynników wykorzystania mocy (wykres 18).

Autorzy KPEiK zakładają stały w długim okresie współczynnik wykorzystania mocy dla źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Jest to niezgodne z obserwowanym rozwojem technologicznym, dlatego wprowadzając aktualne prognozy dla nowych instalacji możliwa jest kolejna korekta założeń.

Współczynniki wykorzystania mocy węglowych gwałtownie spadają, mimo ciągle rosnącego zapotrzebowania. Inwestycje w technologie odnawialne ograniczają wykorzystanie istniejących zasobów konwencjonalnych, ograniczając opłacalność ich operowania na warunkach rynkowych. Po 2037 zostaną one utrzymane jako jedynie źródła podszczytowe i szczytowe. Konieczne dla ich dalszego funkcjonowania będzie ich subsydiowanie

Wykres 18. Współczynniki wykorzystania mocy w systemie elektroenergetycznym dla danych technologii

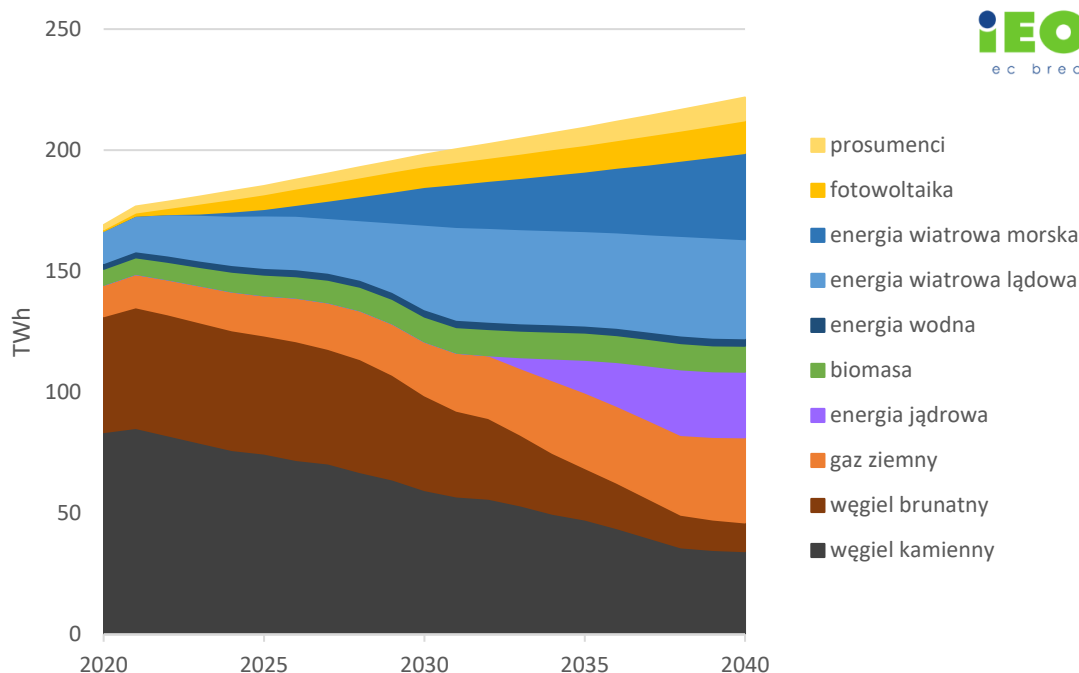


Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Dodatkowo, IEO w cenowym modelu prognostycznym uwzględnia rozwój instalacji prosumenckich (segment pominięty w KPEiK) i zakłada scenariusz aktywnego rozwój tego sektora, który ograniczy zużycie energii elektrycznej z Krajowego Systemu Energetycznego (co za tym idzie zakładanej w KPEiK produkcji krajowej) o 4,4 TWh rocznie do 2030. Aby zbilansować prognozowane zapotrzebowanie dodatkowo ograniczono współczynnik wykorzystania dla elektrowni węglowych do 2030.

Scenariusz ewolucji miksu energii prowadzi do znaczącej dywersyfikacji i dekarbonizacji miksu energetycznego (wykres 19). Skok zapotrzebowania na energię w 2021 roku spowodowany jest spadkiem zużycia w pierwszej połowie 2020 wynikającego z pandemii koronawirusa.

Wykres 19. Struktura wytwarzania energii



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

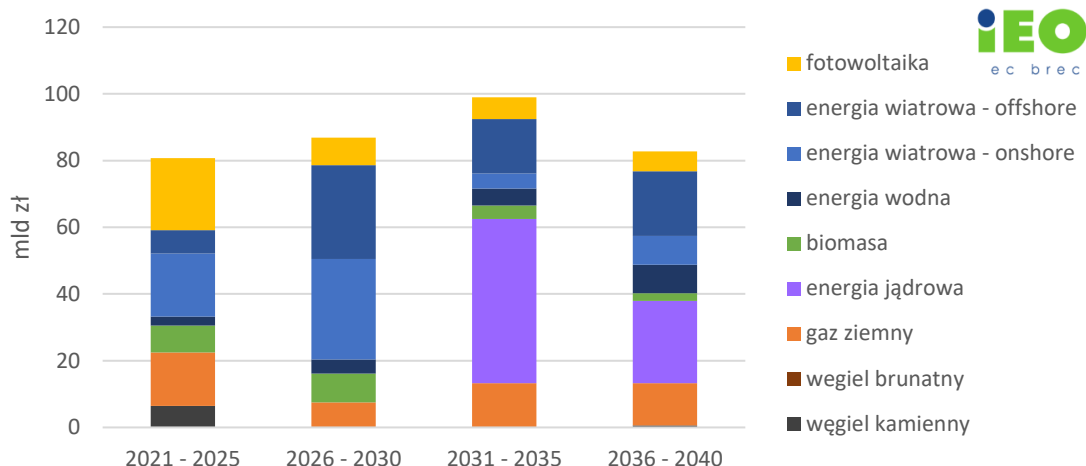
W 2040 węgiel będzie pokrywał 21% zapotrzebowania na energię elektryczną, za nim energia wiatrowa lądowa – 18% oraz energia wiatrowa morska – 16%. Energetyka gazowa będzie odpowiedzialna za 16% generacji, energetyka jądrowa 12%. Fotowoltaika (łącznie z prosumentami) będzie stanowić 10,5% produkcji krajowej. Ponad to energetyka wodna będzie stanowić 1,5 % a biomasa 5%.

4.8. WYNIKI PROGNOZY

4.8.1. Nakłady inwestycyjne

Przedstawiony harmonogram nowych inwestycji przekłada się na znaczące nakłady w sektorze elektroenergetyki sięgające ponad 80 mld zł w okresach pięcioletnich. Instalacje fotowoltaiczne zawodowe będą wymagały nakładów wynoszące ok. 21 mld zł w najbliższych pięciu latach, przy nakładach energetyki wiatrowej wynoszących ok. 26 mld zł. W drugiej połowie dekad energetyka wiatrowa zdominuje strukturę nakładów – będzie odpowiadać za 2/3 wszystkich inwestycji. W następnej dekadzie największym przedsięwzięciem ma być powstanie elektrowni atomowej, której koszt jest szacowany na 74 mld zł.

Wykres 20. Nakłady inwestycyjne w okresach pięcioletnich

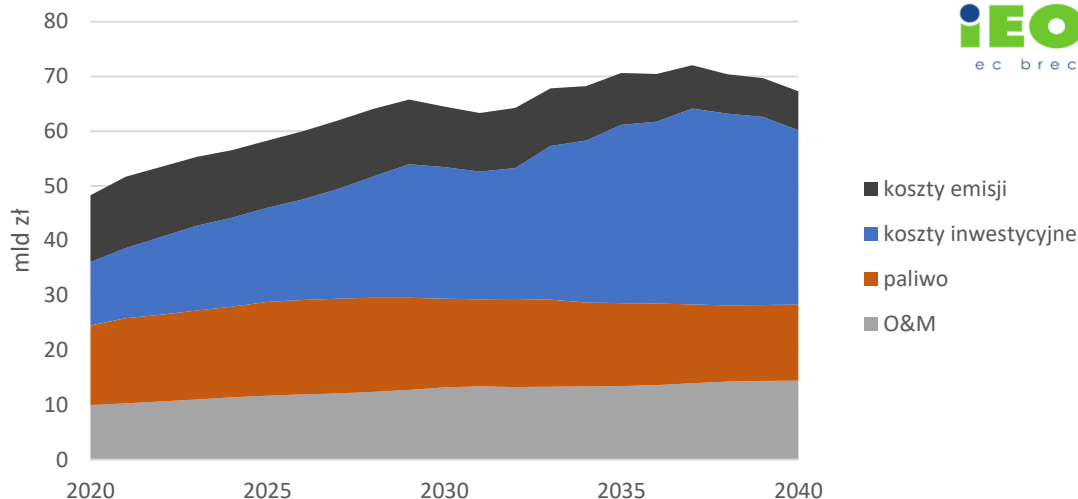


Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

4.8.2. Koszty generacji

Koszty wytwarzania energii elektrycznej obejmują tylko instalacje energetyki zawodowej tj. wyłączając prosumentów, którzy oddziałują na Krajowy System Energetyczny od strony zmniejszani popytu. Przedstawiony „miks” energetyczny wymaga znacznych nakładów, - skutkuje to rosnącym udziałem nakładów inwestycyjnych w koszcie całkowitym. Dodatkowo przedstawiony „miks” energetyczny pozwala jednak ograniczyć koszt paliwa i uprawnień do emisji. Do 2040 oczekiwany jest spadek kosztów emisji o 41% i spadek kosztów paliwa o 4% w porównaniu do 2020. Koszty operacyjne stopniowo rosną, głównie z powodu ciągle powiększanej mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Wykres 21. Sumaryczne koszty wytwarzania energii elektrycznej

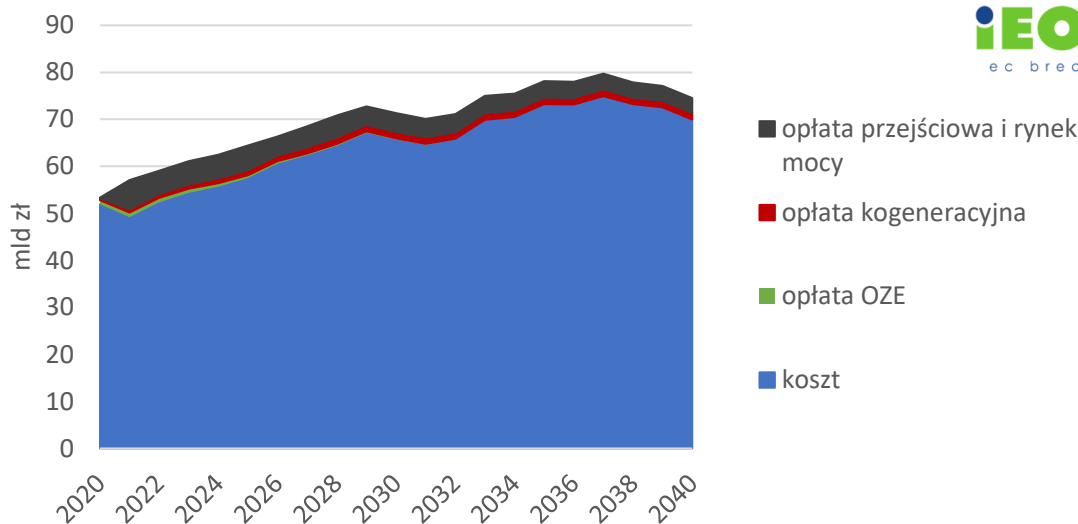


Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

4.8.3. Prognoza cen

Sumaryczne koszty generacji energii pozwalają na obliczenie jednostkowego kosztu energii, który uwzględnia rosnące zapotrzebowanie na energię (jego wzrost wynika z rozwoju gospodarczego). W oparciu o znajomość kosztu jednostkowego wytworzenia energii możliwe jest oszacowanie cen hurtowych, które są związane z jednostkowym kosztem generacji. Przyjęta metodologia zakłada, że koszty wytwarzania (powiększone o stałą marżę) zostają pomniejszone o pozarynkowe przychody wytwórców energii (tzw. parapodatki-opłaty w rachunkach za dostawę energii elektrycznej) oraz rozłożone na wolumen sprzedaży energii elektrycznej. Najważniejszym czynnikiem, zmieniającym przebieg cen hurtowych względem jednostkowych kosztów jest rynek mocy i system aukcji OZE (Wykres 20).

Wykres 22. Koszt wytwarzania energii elektrycznej

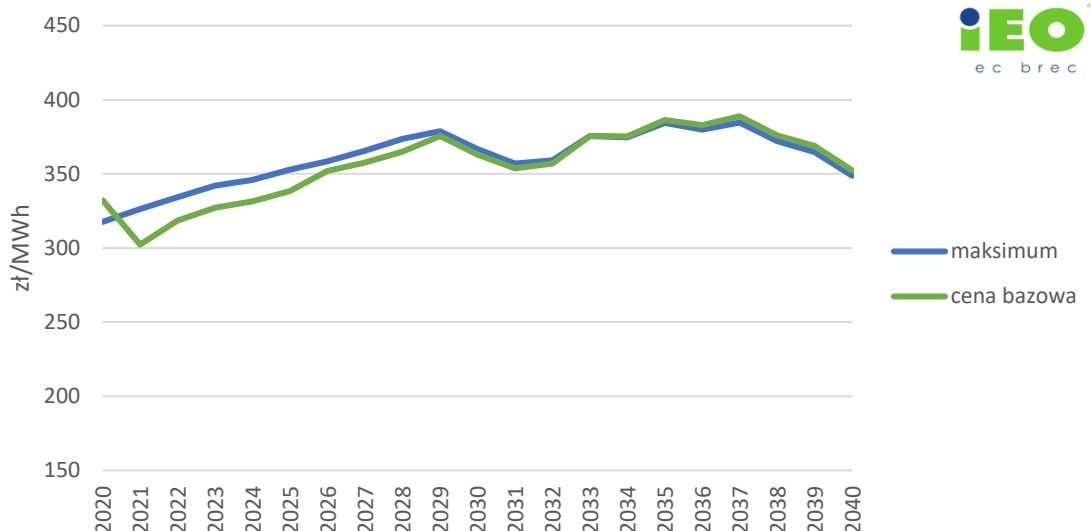


Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Oba te systemy wsparcia, zarówno istniejących elektrowni węglowych (rynek mocy) jak i nowododanych elektrowni OZE stanowią dodatkowy przychód dla jednostek wytwórczych – przez co (przy założeniu doskonałej konkurencji) wpływają na obniżanie ceny energii na rynku. Implementacja do modelu kosztowego założeń dotyczących kosztów odzyskiwanych przez wytwórców energii z rynku mocy i aukcji OZE umożliwia prognozę cen hurtowych. Ta z kolei może służyć jako podstawa do ścieżki cenowej i oszacowania indeksów na Rynku Terminowym Towarowym TGE.

Średnie koszty energii jak i ceny hurtowe wykazują wzrost w następnym dziesięcioleciu (ok. 12%). W tym okresie ceny hurtowe wykażą większe wahania, aż do momenty, gdy wpływ rynku mocy na przychody jednostek węglowych zostanie istotnie ograniczony (przed 2030 rokiem). W następnej dekadzie prognozowana jest stabilizacja i spadek po 2037 roku, tj. po zakładanym ukończeniu budowy elektrowni jądrowej. Najważniejszym efektem składającym się na niższe ceny po 2030 roku będzie spadające koszty technologii odnawialnych oraz niższe wykorzystanie elektrowni węglowych.

Wykres 23. Prognoza jednostkowego kosztu generacji energii i cen hurtowych



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

W latach 2021-2030 należy liczyć się ze wzrostem kosztów wytwarzania energii o 15% (bez inflacji).

4.9. PROGNOZA TARYF I KOSZTÓW ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

4.9.1. Szacunek cen dystrybucji energii końcowych do 2030 roku

Koszt energii w całym systemie energetycznym jest przenoszony w postaci taryf, których wysokość jest zróżnicowana dla różnych grup odbiorców. W Polsce procesowi taryfowania podlegają koszty dystrybucji energii oraz (w dalszym ciągu) taryfy dla gospodarstw domowych. Proces taryfowania jest mechanizmem dezagregacji całkowitych kosztów w systemie na poszczególne grupy odbiorców, które w różnym stopniu partycypują w pokryciu kosztów i w wysokości marży.

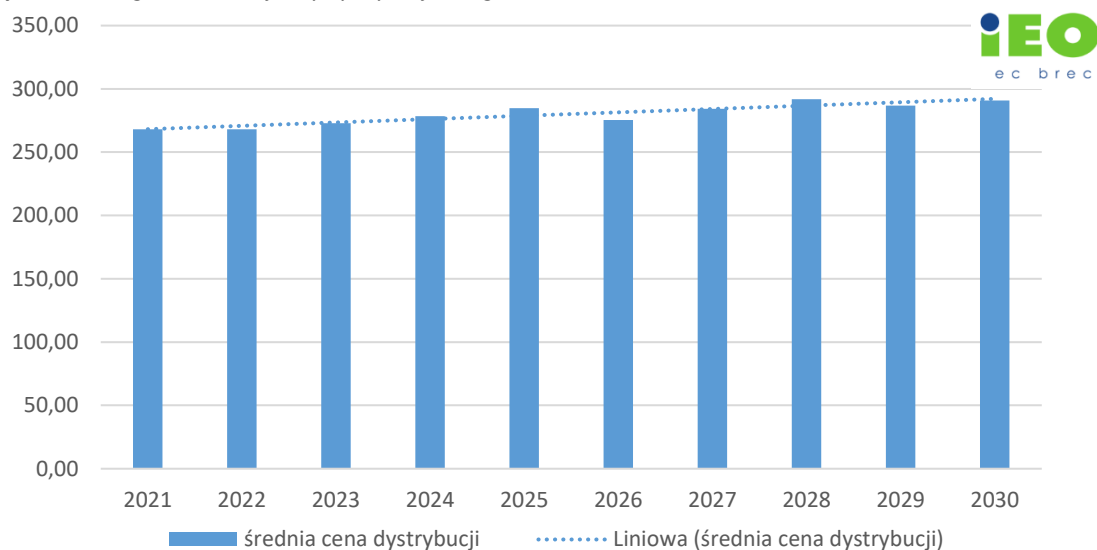
Prognozy wysokości taryf, będące przedmiotem bezpośredniego nacisku rządu i kontroli przez Urząd Regulacji Energetyki, estymowane zostały na podstawie danych statystycznych. Ceny energii oraz uzmiennionych opłat dystrybucyjnych zaczerpnięto ze sprawozdania prezesa URE¹¹¹. Wynik prognozy zmian taryf sieciowych ogółem dla energii elektrycznej jest uzależniony od szeregu czynników, w szczególności:

- dynamiki zmian zapotrzebowania na energię elektryczną z sieci; a w konsekwencji dynamiki inwestowania w rozwój sieci; wskaźnik ten nie jest tożsamy ze zmianą zapotrzebowania na energię finalną, będący w szczególności miarą rozwoju gospodarczego, z uwagi na rosnącą rolę udziału samozaopatrzenia w formule prosumenta lub prosumenta biznesowego
- dynamiki zmian ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym,
- dynamiki kosztów polityki energetycznej, w szczególności włączanych do taryf od 1.01.2021r. kosztów Rynku Mocy oraz spodziewanego do poniesienia kosztu wdrożenia inteligentnego opomiarowania.

¹¹¹ Sprawozdania z działalności prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018r.

Prognoza cen średniej ceny dystrybucji energii przedstawiona została na rysunku, przy liniowej korelacji ze wskaźnikiem wzrostu ceny hurtowej średnio w okresie do 2030 roku. W ciągu dekady średnie ceny dystrybucji energii wzrosną o 9% (bez inflacji).

Wykres 24. Prognoza średniej ceny dystrybucji energii

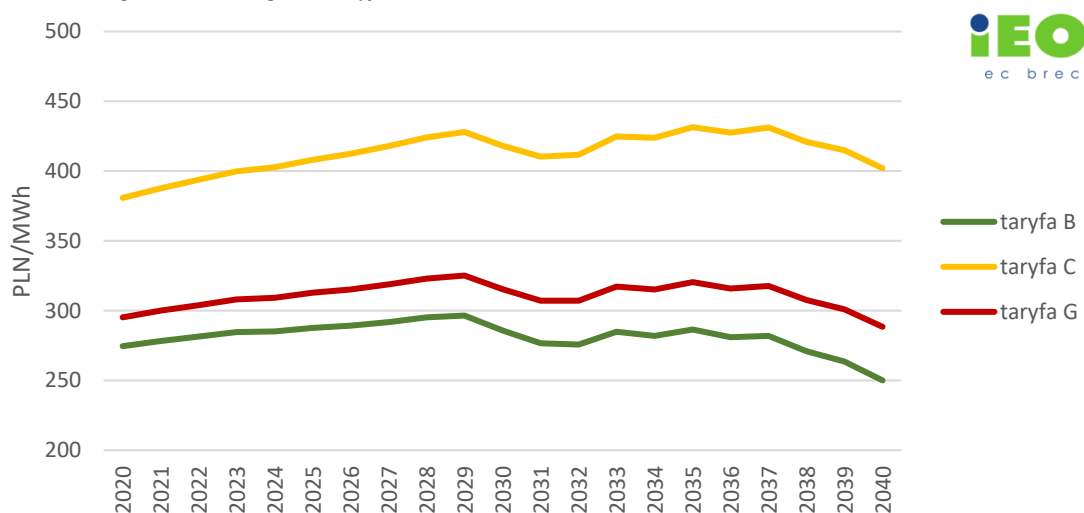


Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

4.9.2. Prognoza cen energii w poszczególnych grupach taryfowych

Dane z poprzedniego podrozdziału użyto jako podstawę do ekstrapolacji – roczne zmiany wysokości taryf (w cenach stałych) określono jako średnią ważoną zmian wynikających z trendu i zmian wynikających ze wzrostu cen hurtowych (Wykres 25).

Wykres 25. Prognoza cen energii dla taryf A,B,C,G



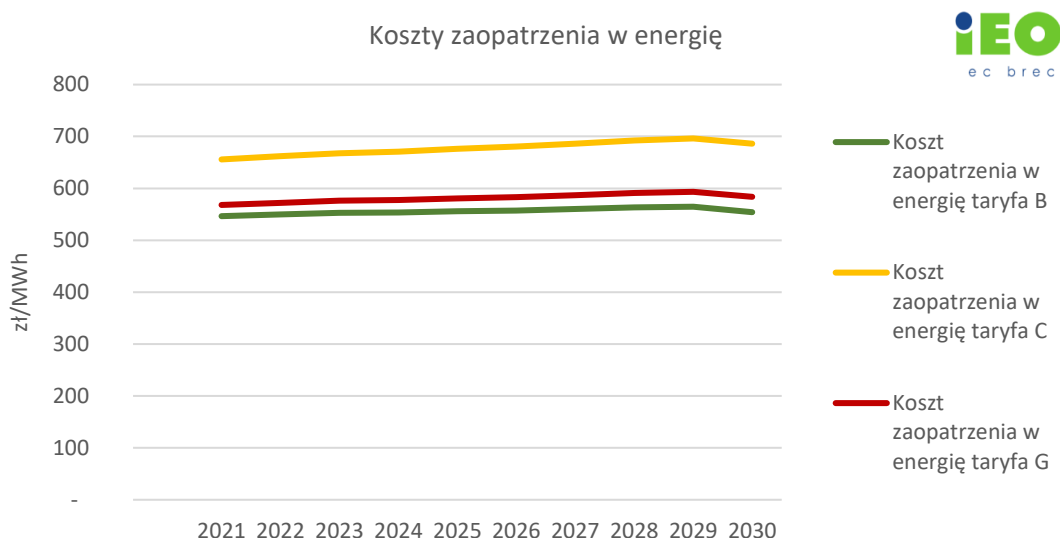
Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Dla taryf dotyczących zużycia energii nadano trendowi statystycznemu i prognozie cen wagi odpowiednio 0,3/0,7.

4.9.3. Szacunek średnich cen zaopatrzenia w energię odbiorców końcowych do 2030 roku

Sumę kosztów energii oraz kosztów dystrybucji można uznać za koszt zaopatrzenia odbiorców w energię. Dla poszczególnych grup taryfowych przedstawiono je na wykresie 26.

Wykres 26. Koszty zaopatrzenia w energię dla odbiorców korzystających z taryf A,B,C,G (bez inflacji i podatków)



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Najbliższa dekada w Polsce to okres wysokich i systematycznie rosnących kosztów energii, kosztów dystrybucji i łącznych kosztów zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną. Dotyczy to nie tylko tradycyjnie najbardziej narażonych na wzrost kosztów energii małych i średnich przedsiębiorstw (MŚP) korzystających najczęściej z taryf C, ale także przemysłowych odbiorców energii oraz gospodarstw domowych, chronionych do tej pory administracyjnym ograniczaniem (taryfowaniem) zarówno kosztów energii, ale i dystrybucji.

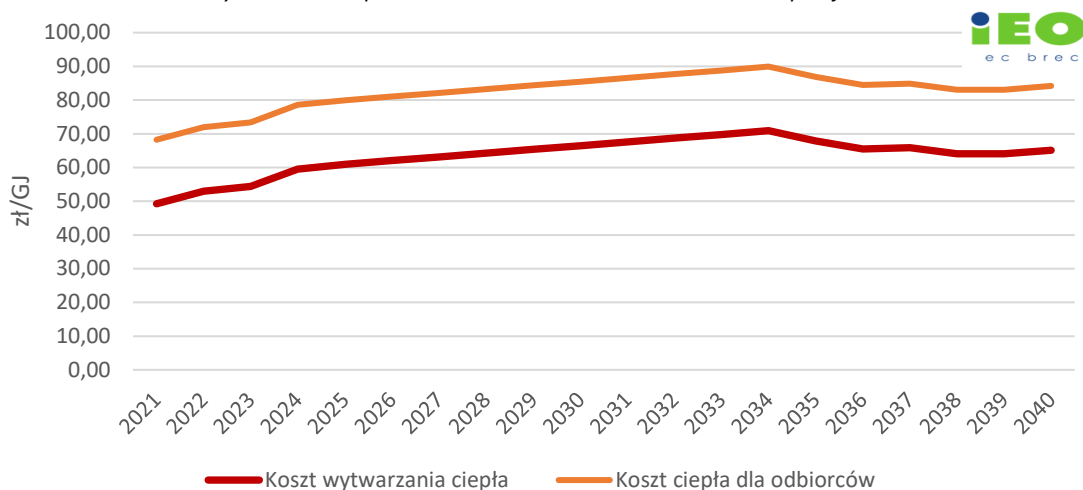
Niestety przygotowane i przedstawione prognozy kosztów zaopatrzenia w stosunku do przedstawionych prognoz cen energii mogą jeszcze bardziej wzrosnąć w efekcie m.in. silniejszego niż założono spowolnienia rozwoju nowych inwestycji w energetykę wiatrową na lądzie (najtątsza technologia wytwarzania energii w Polsce), szybszego od założonego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (na to wskazują plany zwiększenia celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych UE i plany kolejnej reformy systemu handlu emisjami) oraz dalsza realizacja programu inwestycji w konwencjonalne zasoby wytwórcze wg reguł Rynku Mocy.

W zaistniałej sytuacji nastąpi jeszcze szybsza komercjalizacja najtańszych technologii energetyki odnawialnej - farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych. Odbiorcy energii będą mogli się bronić przed wzrostem kosztów inwestycjami w poprawę efektywności energetycznej i ucieczką w prosumeryzm. W szczególności wzrośnie zainteresowanie inwestycjami z prosumenckie źródła fotowoltaiczne zarówno w gospodarstwach domowych i w MSP jak i dużych przedsiębiorstwach energochłonnych, gdzie na niektórych terenach przemysłowych możliwe jest zastosowanie modelu prosumenta biznesowego w efekcie inwestycji w pojedyncze elektrownie wiatrowe (spełnienie zasady odległości „10H” od zabudowy mieszkaniowej, zanim zostanie ona złagodzona w wyniku zapowiedzianej zmiany prawa).

4.10. PROGNOZA CEN CIEPŁA

Poniżej na wykresie 27 przedstawiono roczne koszty wytwarzania ciepła w ciągu kolejnych 20 lat w przypadku realizacji scenariusza dostosowania obecnego majątku do Dyrektywy MCP. Wartość ta wzrasta o 32% od wartości 49,24 zł/GJ w roku 2021 do 65 zł/GJ w roku 2040. Po roku 2034 następuje delikatny spadek ze względu na zakończenie okresu amortyzacji środków trwałych. Średnioważony koszt wytwarzania ciepła w ciągu kolejnych 20 lat wyniesie **64,4 zł/GJ**.

Wykres 27. Średni koszt wytwarzania ciepła w latach 2021-2040 dla scenariusza adaptacji



Źródło: „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku”, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej

Wdrożenie scenariusza adaptacji, polegającego na ciągłym dostosowywaniu się ciepłowni do rosnących wymagań środowiskowych i kontynuacji wykorzystania przez przedsiębiorstwo wyłącznie źródeł węglowych, nie rozwiązuje problemu. Oparte na węglu ciepłownictwo będzie coraz bardziej „dociskane” finansowo przez wysokie opłaty CO₂ oraz całkowity brak możliwości dofinansowania do nieefektywnych środowiskowo rozwiązań.

W przypadku realizacji scenariusza zielonej transformacji (opartej na nowych technologiach) nastąpi wzrost kosztów i cen ze względu na znaczne nakłady inwestycyjne. Zmiana struktury paliwowej pozwoli na dalsze funkcjonowanie ciepłowni, zaś stopniowe dostosowywanie się powoli do wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego pozwoli zapewnić finansowanie dalszych inwestycji (spełnienie wymogu efektywnego systemu ciepłowniczego otwiera możliwości wsparcia i finansowania inwestycji ze środków publicznych) w kierunku przedsiębiorstwa ciepłowniczego zeroemisyjnego.

4.11. REKOMENDACJE

W najbliższej dekadzie, z uwagi na wysoki udział węgla w strukturze paliwowej krajowej energetyki, będzie miał miejsce znaczący wzrost zarówno cen energii elektrycznej i ciepła.

Nieuchronność wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła stanowi coraz większe wyzwanie dla polityki energetycznej i regulacyjnej (wsparcie dla przyspieszonej transformacji energetycznej w kierunku OZE) oraz polityki społecznej (pomoc dla odbiorców wrażliwych). Aktywni odbiorcy energii powinni maksymalnie wykorzystać możliwości w zakresie poprawy efektywności energetycznej i inwestycji we własne źródła energii (prosumeryzmu).

Tylko systematyczna zmiana struktury paliwowej z wysokoemisyjnej na zeroemisyjną (opartej na odnawialnych, w szczególności energii wiatrowej i słonecznej) otwiera możliwości finansowania inwestycji ze środków publicznych (UE), a to prowadzić będzie do obniżenia cen energii i ciepła dla odbiorców.

Nieunikniony wzrost cen energii elektrycznej i ciepła w najbliższych latach prowadzić będzie do szybkiej komercjalizacji najtańszych technologii energetyki odnawialnej - farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych, które będą działać na rzecz obniżania cen energii elektrycznej. Niskie ceny energii wiatrowej i słonecznej pozwolą w szczególności na wykorzystanie jej niezbilansowanych nadwyżek także w ciepłownictwie (tzw. zielone elektroogrzewnictwo), obniżając w ten sposób ceny ciepła. Do ciepłownictwa wprowadzane będą na coraz większą skalę magazyny ciepła i kolektory słoneczne.

Polska energetyka i ciepłownictwo coraz szybciej odchodzić będą od paliw kopalnych oraz od procesów spalania paliw kopalnych, a z czasem także paliw z biomasy na rzecz wzrostu udziałów źródeł zeroemisyjnych, słonecznych i wiatrowych.

Odbiorcy energii mogą aktywnie bronić się przed wzrostem kosztów inwestycjami w poprawę efektywności energetycznej i ucieczką w prosumeryzm. W szczególności powinny jeszcze bardziej przyspieszyć inwestycje w prosumenckie źródła fotowoltaiczne w gospodarstwach domowych, w MŚP.

W dużych przedsiębiorstwach energochłonnych ciągle możliwe jest zastosowanie modelu prosumenta biznesowego poprzez zainwestowanie w budowę najtańszego obecnie źródła energii – nowoczesnej turbiny wiatrowej (duży teren zakładów przemysłowych pozwala na lokalizację turbin, pomimo restrykcji lokalizacyjnych).

5. WNIOSKI I WYTYCZNE Z DIAGNOZY SPOŁECZNO-GOSPODARCZEJ

W najbliższej dekadzie, z uwagi na wysoki udział węgla w strukturze paliwowej krajowej energetyki, będzie miał miejsce znaczący wzrost zarówno cen energii elektrycznej jak i ciepła. W szczególności w latach 2021-2030 należy liczyć się ze wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej i cen hurtowych energii elektrycznej. Wzrosną także koszty dystrybucji i taryf dla odbiorców końcowych. Proporcjonalnie jeszcze bardziej narażeni na wzrost cen będą odbiorcy ciepła. Najbardziej będą rosły koszty wytwarzania ciepła systemowego, w mniejszym zakresie koszty jego dystrybucji.

Nieuchronność wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła stanowi coraz większe wyzwanie dla polityki energetycznej i regulacyjnej (wsparcie dla przyspieszonej transformacji energetycznej w kierunku OZE) oraz polityki społecznej (pomoc dla odbiorców wrażliwych). Aktywni odbiorcy energii powinni maksymalnie wykorzystać możliwości w zakresie poprawy efektywności energetycznej i inwestycji we własne źródła energii (prosumeryzmu).

Tylko systematyczna zmiana struktury paliwowej z wysokoemisyjnej na zeroemisyjną (opartej na źródłach odnawialnych, w szczególności energii wiatrowej i słonecznej) otwiera możliwości finansowania inwestycji ze środków publicznych (UE), a to będzie prowadzić do obniżenia cen energii i ciepła dla odbiorców.

Nieunikniony wzrost cen energii elektrycznej i ciepła w najbliższych latach będzie prowadzić do szybkiej komercjalizacji najtańszych technologii energetyki odnawialnej - farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych, które będą działać na rzecz obniżania cen energii elektrycznej. Niskie ceny energii wiatrowej i słonecznej pozwolą w szczególności na wykorzystanie jej niezbilansowanych nadwyżek także w ciepłownictwie (tzw. zielone elektroogrzewnictwo), obniżając w ten sposób ceny ciepła. Do ciepłownictwa wprowadzane będą na coraz większą skalę magazyny ciepła i kolektory słoneczne.

Polska energetyka i ciepłownictwo coraz szybciej będą odchodzić od paliw kopalnych oraz od procesów spalania paliw kopalnych, a z czasem także spalania paliw z biomasy na rzecz wzrostu udziałów źródeł zeroemisyjnych, słonecznych i wiatrowych. W celu możliwie najszybszego powstrzymania trendu wzrostowego cen energii elektrycznej i ciepła konieczne jest uproszczenie i skrócenie procedur inwestycyjnych w wykorzystanie odnawialnych zasobów energii oraz aktywne korzystanie Polski z możliwości pozyskania finansowania tego typu inwestycji. Dostęp do środków UE, w tym zakresie gwarantuje strategia UE Europejski Zielony Ład oraz zasady tzw. zielonej taksonomii.

Odbiorcy energii mogą aktywnie bronić się przed wzrostem kosztów inwestycjami w poprawę efektywności energetycznej i ucieczką w prosumeryzm. W szczególności powinny jeszcze bardziej przyspieszyć inwestycje w prosumenckie źródła fotowoltaiczne w gospodarstwach domowych i w MŚP.

Przemysł i ciepłownictwo w lokalizacjach, gdzie nie ma warunków do budowy źródeł słonecznych i wiatrowych, w dążeniu do obniżenia kosztów zaopatrzenia w energię, mogą szukać możliwości zakupu najtańszej energii z farm wiatrowych i fotowoltaicznych w formie, tzw. korporacyjnych umów na zakup energii bezpośrednio od wytwórców energii z OZE tzw. umowy PPA.

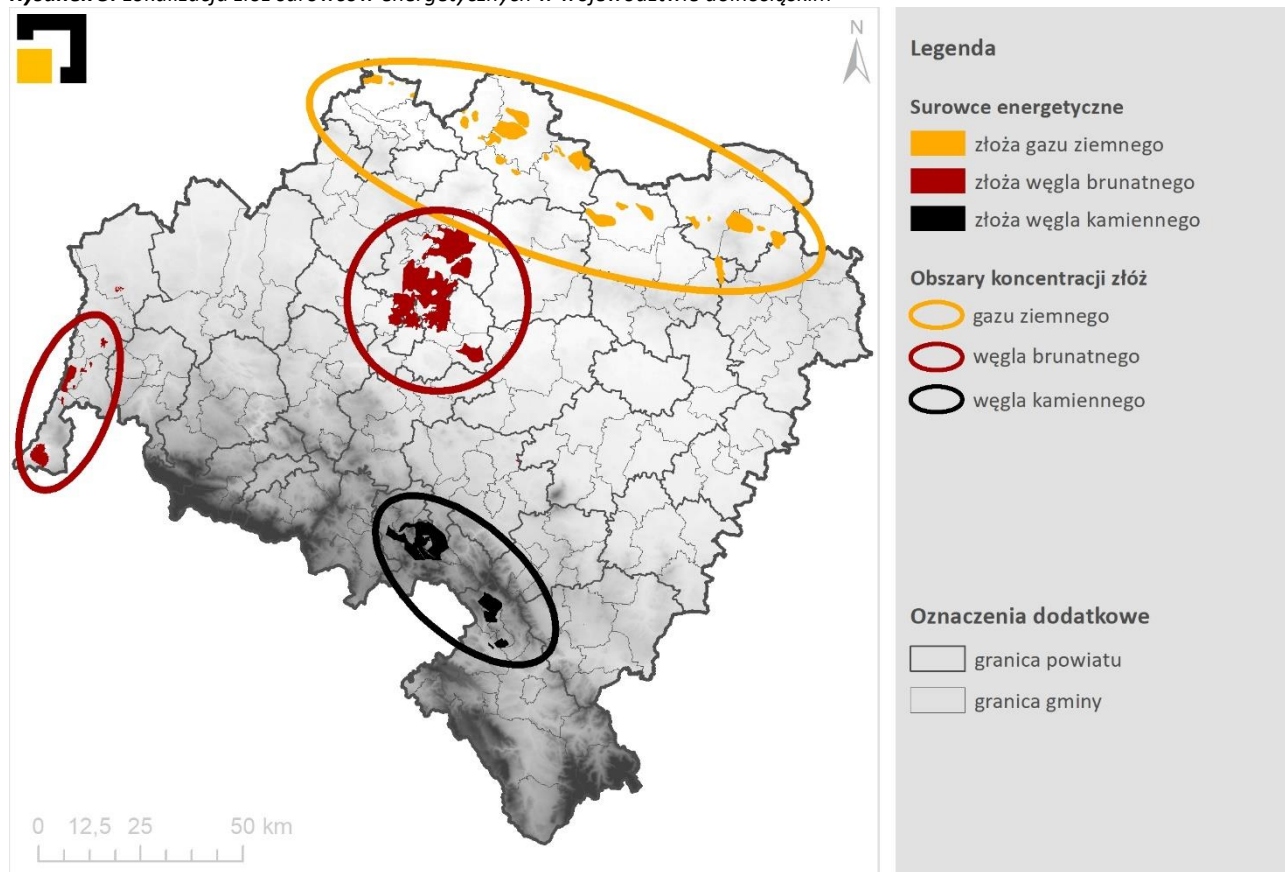
IV. UWARUNKOWANIA PRZESTRZENNE DLA ROZWOJU INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ

1. AKTUALNY STAN SEKTORA ENERGETYCZNEGO W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM

1.1. ZŁOŻA SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH NA TERENIE WOJEWÓDZTWA DOLNOŚLĄSKIEGO I ICH WYKORZYSTANIE

Według stanu na koniec 2019 roku na terenie województwa udokumentowano 49 złóż nieodnawialnych surowców energetycznych, w tym: 28 złóż gazu ziemnego – 7 z nich częściowo na terenie województw lubuskiego i wielkopolskiego, 14 złóż węgla brunatnego i 7 złóż węgla kamiennego. Rozkład przestrzenny udokumentowanych złóż kopalin energetycznych jest pochodną złożonej, pasmowej i mozaikowej wewnętrznie budowy geologicznej regionu. Złoża węgla brunatnego związane są z trzeciorzędowymi, miocenijskimi utworami głównie na Przedgórzu Sudeckim, gazu ziemnego permskimi Monokliny Przedsudeckiej, a węgla kamiennego utworów karbonu w Sudetach. Lokalizacje złóż surowców energetycznych przedstawiono na mapie poniżej (Rysunek 5).

Rysunek 5. Lokalizacja złóż surowców energetycznych w województwie dolnośląskim

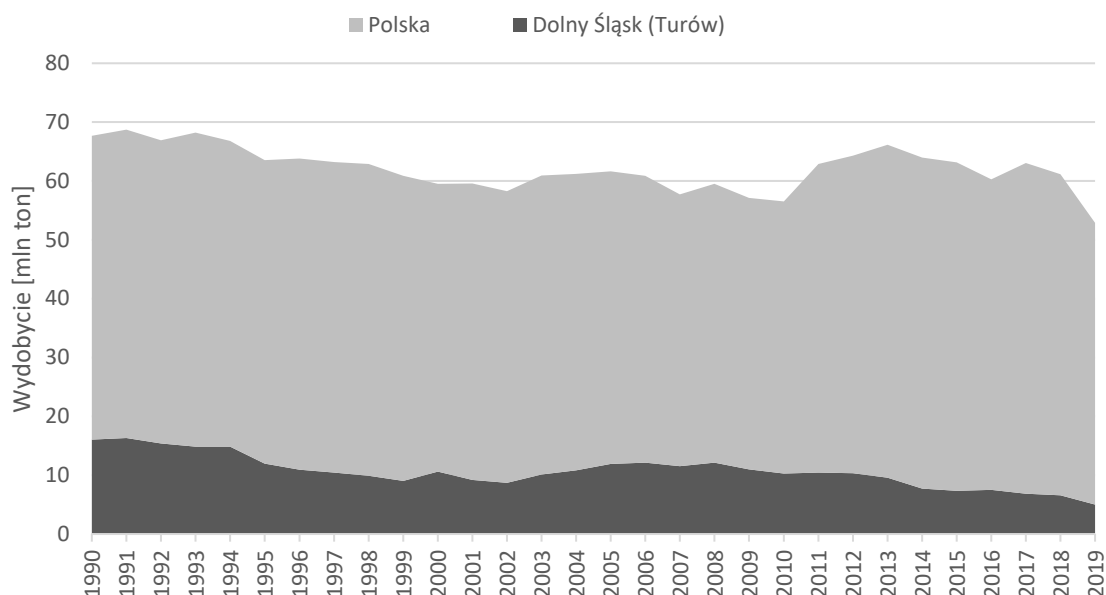


Źródło: opracowanie własne IRT

Węgiel brunatny

Udokumentowane zasoby geologiczne bilansowe tego surowca wynoszą 6 234 008 tys. ton a przemysłowe, w jedynym eksploatowanym na Dolnym Śląsku złożu Turów, 289 204 tys. ton. Wydobycie, prowadzone przede wszystkim na potrzeby sąsiadującej elektrowni Turoszów (ponad 90%), w 2019 roku wyniosło 5 018 tys. ton i systematycznie maleje (11 013 tys. ton dekadę wcześniej) podobnie jak udział wydobycia tego surowca w województwie w całkowitej produkcji krajowej (9,5% w 2019 r. w stosunku do 19,3% w 2009 r.) - wykres 28. Działalność kopalni węgla brunatnego Turów wiąże się z zagrożeniami takimi jak m.in. deformacje powierzchni terenu oraz zaburzenie warunków wodnych w górotworze i jest powodem protestów krajów sąsiadujących. Koncesja na eksploatację kopaliny ze złoża została przedłużona do 2044 r. decyzją Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 28 kwietnia 2021 r.

Wykres 28. Wydobywanie węgla brunatnego w latach 1990-2019 w województwie dolnośląskim



Źródło: opracowano na podstawie PIG-PIB

Największe zasoby węgla brunatnego udokumentowano w złożach pomiędzy Legnicą i Lubinem, tj. Legnica p. Zachód, Legnica p. Północ, Legnica p. Wschód i Ścinawa (22,3% krajowych i 83,3% dolnośląskich zasobów bilansowych). Pozostałe złoża o istotnych z ekonomicznego punktu zasobach zlokalizowane są w granicach administracyjnych gminy Ruja w powiecie legnickim i w okolicach miejscowości Radomierzycy w gminie Zgorzelec. Podjęcie ich eksploatacji w przyszłości jest wątpliwe ze względu na uwarunkowania społeczno-infrastrukturalne i społeczne obszarów ich występowania (IRT, 2015), sprzeciw społeczny i politykę klimatyczno-energetyczną UE.

Węgiel kamienny

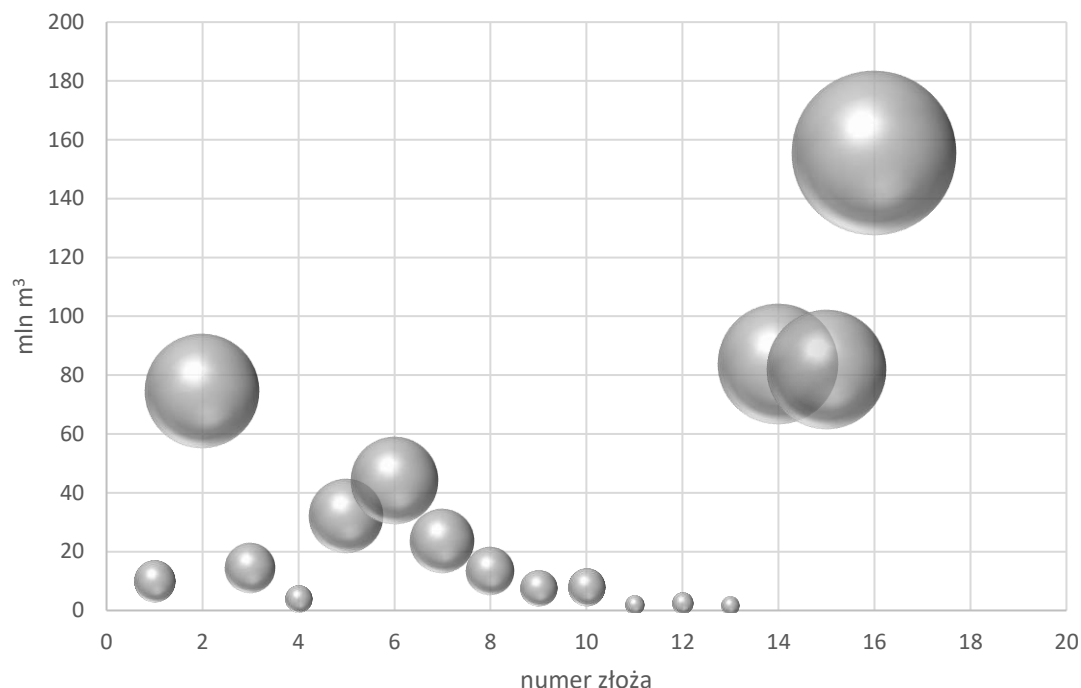
Złoża węgla kamiennego w dawnym Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym (DZW) nie są eksploatowane od końca lat 90-tych XX wieku. W wyniku prac poszukiwawczo-rozpoznawczych, prowadzonych na terenie DZW, udokumentowano w 2014 r. złożo Nowa Ruda Pole Piast Rejon Waclaw-Lech, a w 2016 r. złożo Heddi II. Według informacji PIG-PIB dla złoża Heddi II, wydana została koncesja (nr 1/2018 ważna do końca 2025 roku) dla Nexano Minerals Sp. z o.o. na wydobywanie i trwa proces przygotowania do eksploatacji. Zasoby przemysłowe szacowane są na 321 tys. ton. Powierzchnia złoża udokumentowanego w powiecie kłodzkim (Ścinawka Średnia, gm. Radków) to 82,32 ha.

Gaz ziemny

Udokumentowane zasoby tego surowca związane są z utworami permu w regionie przedsudeckim i wielkopolskim na Niżu Polskim. Dolnośląskie złoża zlokalizowane są w północnej części województwa przy granicy z województwami wielkopolskim i lubuskim.

Złoża gazu ziemnego eksploatowane są przez Polskie Górnictwo Nafty i Gazu S.A. Wydobywanie ze złóż zlokalizowanych w całości lub częściowo w województwie dolnośląskim wyniosło w 2019 roku 558,9 mln m³ co stanowi spadek o ponad 42% w stosunku do roku 2010. Udział w produkcji krajowej to obecnie 11,3%. Zasoby geologiczne bilansowe na koniec 2019 roku wynosiły 8007,81 mln m³ w stosunku do 14061,39 mln m³ w roku 2010 (spadek o 43%). Zasoby przemysłowe złóż zagospodarowanych to 1560,28 mln m³, co stanowi wzrost o 586,87 mln m³ w porównaniu do roku 2010. Udział wydobycia w produkcji łącznej pokazano na wykresie 29. 10 złóż charakteryzuje produkcja do 20 mln m³, 3 złoża do 50 mln m³, kolejne 3 (Bogdaj-Uciechów - 2, Wilków - 14, Załęcze - 15) pomiędzy 50 a 100 mln m³ i jedno (Żuchlów - 16) na poziomie 155 mln m³.

Wykres 29. Wydobycie gazu ziemnego w województwie dolnośląskim w 2019 roku, wielkość bąbelka to udział danego złoża w wydobywaniu



Źródło: opracowanie IRT na podstawie danych PIG-PIB

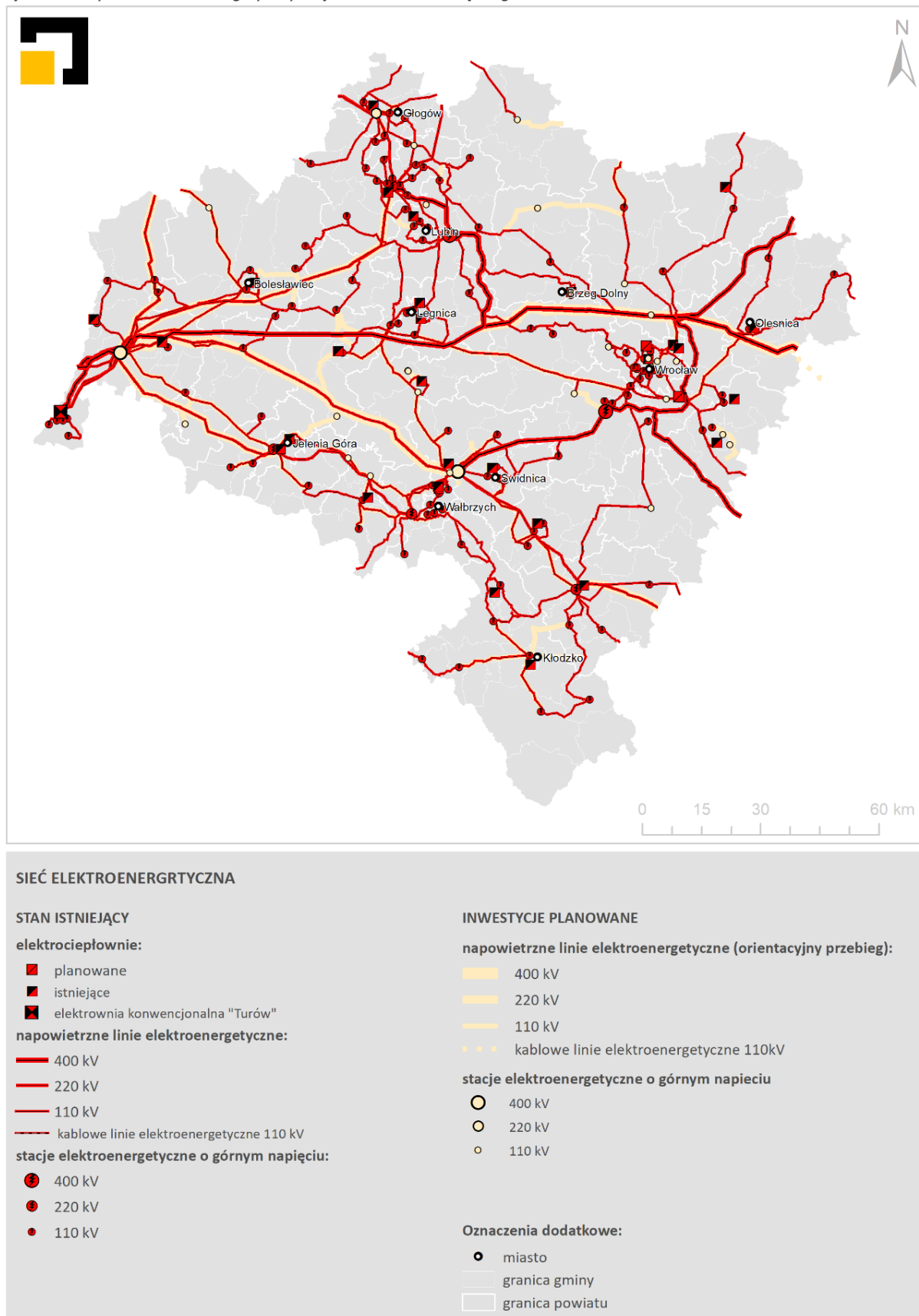
W województwie funkcjonuje także jeden podziemny magazyn gazu Wierzchowice o pojemności 1,2 mld m³.

1.2. SYSTEMY ENERGETYCZNE

System elektroenergetyczny

Zasadniczym źródłem zaopatrującym odbiorców województwa dolnośląskiego w energię elektryczną jest krajowy system elektroenergetyczny, którego elementy (stacje i linie o napięciu 400 kV i 220 kV) umożliwiają wyprowadzenie mocy z Elektrowni Turów (województwo dolnośląskie) i Elektrowni Opole (województwo opolskie) oraz współpracę systemu krajowego z systemem międzynarodowym (niemieckim). Cały obszar Dolnego Śląska posiada dostęp do sieci elektroenergetycznej, która za pomocą sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (Rysunek 6.) zaopatruje mieszkańców w energię elektryczną.

Rysunek 6. System elektroenergetyczny województwa dolnośląskiego

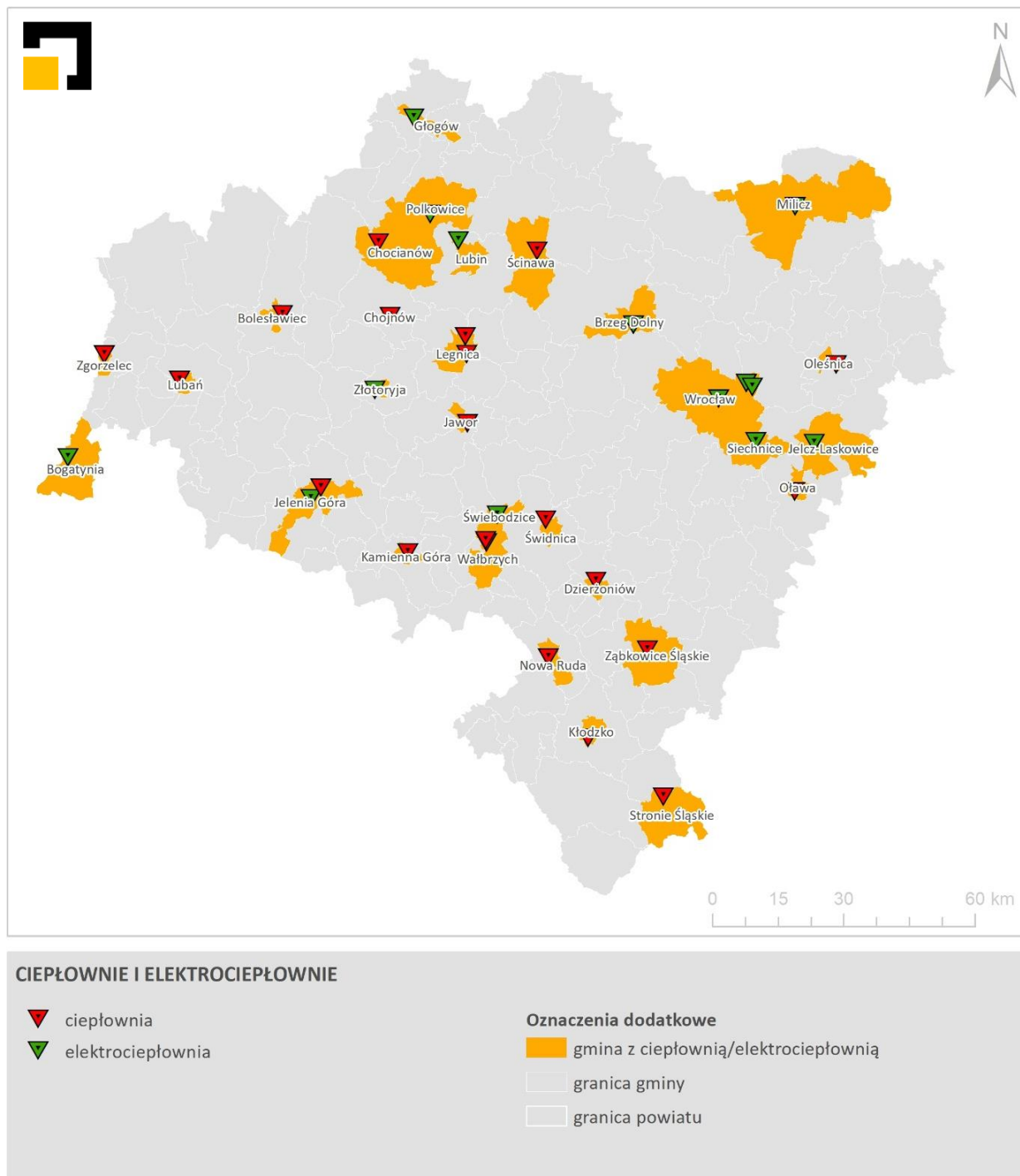


Źródło: opracowanie własne IRT

System ciepłowniczy

Na terenie województwa dolnośląskiego w 30 gminach funkcjonują przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłu i obrotu ciepłem, których wykaz publikowany jest w formie rejestru przez Urząd Regulacji Energetyki. Scentralizowane systemy ciepłownicze zaopatrujące odbiorców w ciepło z centralnych źródeł (ciepłownie i elektrociepłownie) zlokalizowane są w miejscowościach wskazanych na rysunku poniżej.

Rysunek 7. Scentralizowane systemy ciepłownicze w województwie dolnośląskim



Źródło: opracowanie własne IRT

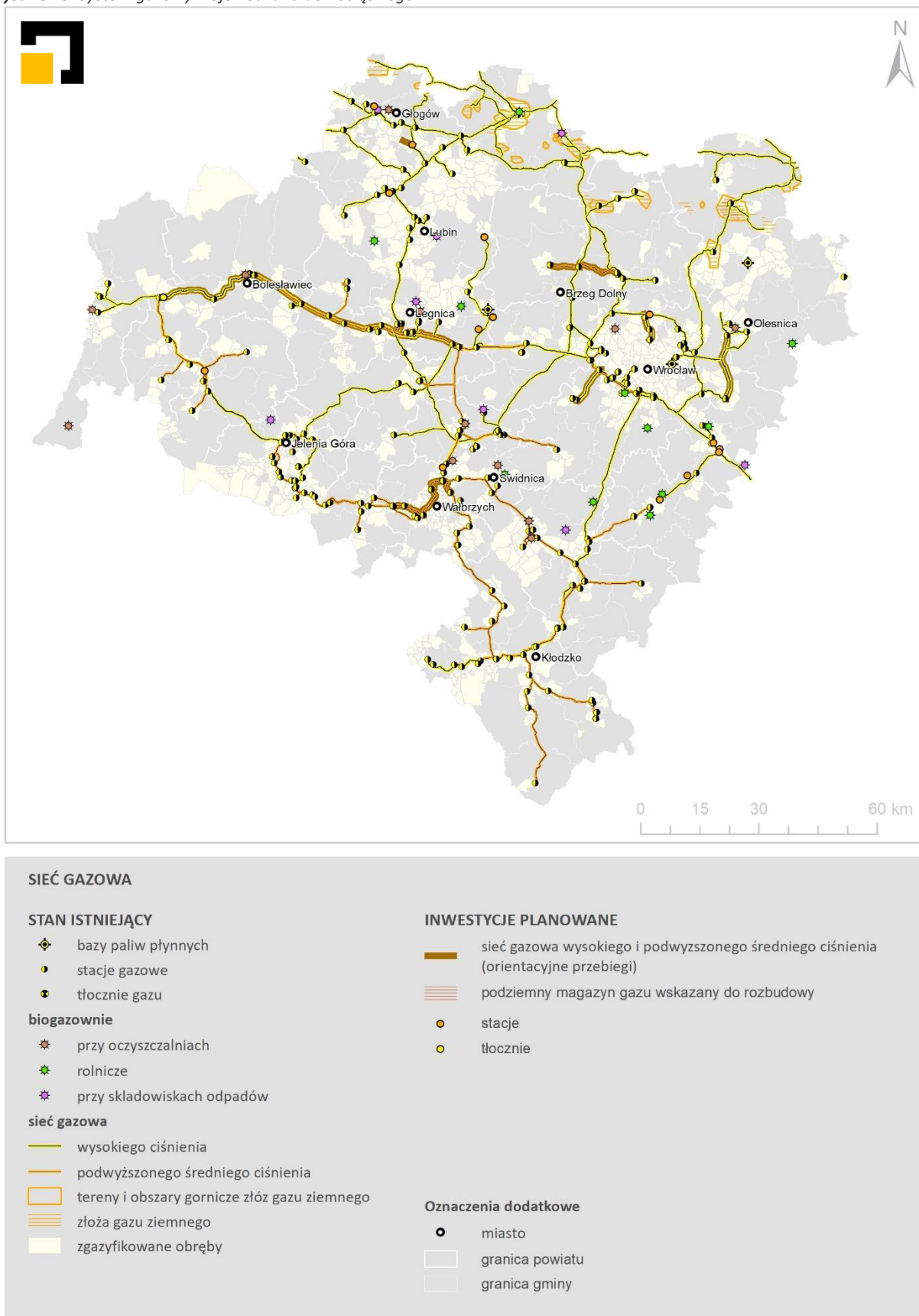
System gazowy

Zaopatrzenie odbiorców gazu w województwie dolnośląskim odbywa się poprzez krajowy system przesyłowy z 3 źródeł:

- ze złóż krajowych zlokalizowanych w północnej części regionu i eksploatowanych przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie,
- import z Niemiec poprzez zlokalizowany na terenie województwa, przy granicy polsko-niemieckiej, węzeł Lasów,
- z Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice w powiecie milickim.

Do czerwca 2021 roku w 9 miastach mieszkańcy nie korzystali z gazu sieciowego, były to: Bierutów, Bogatynia, Lubomierz, Prusice, Świerzawa, Węgliniec, Wojcieszów, Zawidów i Złoty Stok. Stopień dostępu do gazu sieciowego na obszarze Dolnego Śląska przedstawiony został na rysunku poniżej.

Rysunek 8. System gazowy województwa dolnośląskiego.



Źródło: opracowanie własne IRT

1.3. MOC, PRODUKCJA ORAZ ZUŻYCIĘ ENERGII ELEKTRYCZNEJ, PALIW GAZOWYCH I CIEPŁA¹¹²

1.3.1. Moc zainstalowana

Według danych GUS BDL w województwie dolnośląskim całkowita moc zainstalowana w elektrowniach w 2019 roku wynosiła 2 541,1 MW. Od 2009 do 2015 roku moc zainstalowana ulegała zmniejszeniu, natomiast od 2016 roku sukcesywnie wzrasta. Spadek mocy zainstalowanej spowodowany był m.in. wyłączeniem z eksploatacji w elektrowni Turów trzech bloków o łącznej mocy 618 MW¹¹³, które od 14 maja 2021 r. zostały zastąpione nowym blokiem energetycznym opalany paliwem konwencjonalnym o mocy 496 MW.

Ogólna moc zainstalowana w województwie dolnośląskim obejmuje energetykę zawodową oraz inne elektrownie o mocy zainstalowanej powyżej 0,5 MW. W przypadku elektrowni zawodowych brak jest kompletnych danych dotyczących mocy zainstalowanej w poszczególnych rodzajach elektrowni.

¹¹² Rozdział został opracowany na podstawie Analizy produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło w ramach „Strategii Energetycznej Dolnego Śląska – kierunków wsparcia sektora energetycznego”, wykonanej przez Krajową Agencję Poszanowania Energii, zleconej na potrzeby niniejszego Raportu.

¹¹³ <https://www.gkpge.pl/biuro-prasowe/komunikaty-prasowe/korporacyjne/Elektrownia-Turow-z-umowa-na-budowe-nowego-bloku>, dostęp 30.11.2020

RAPORT O STANIE ENERGETYKI W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM
Część diagnostyczna „Strategii Energetycznej Dolnego Śląska” – kierunków wsparcia sektora energetycznego”

Tabela 8. Moc zainstalowana w elektrowniach na terenie województwa dolnośląskiego w latach 2009-2019 [MW]

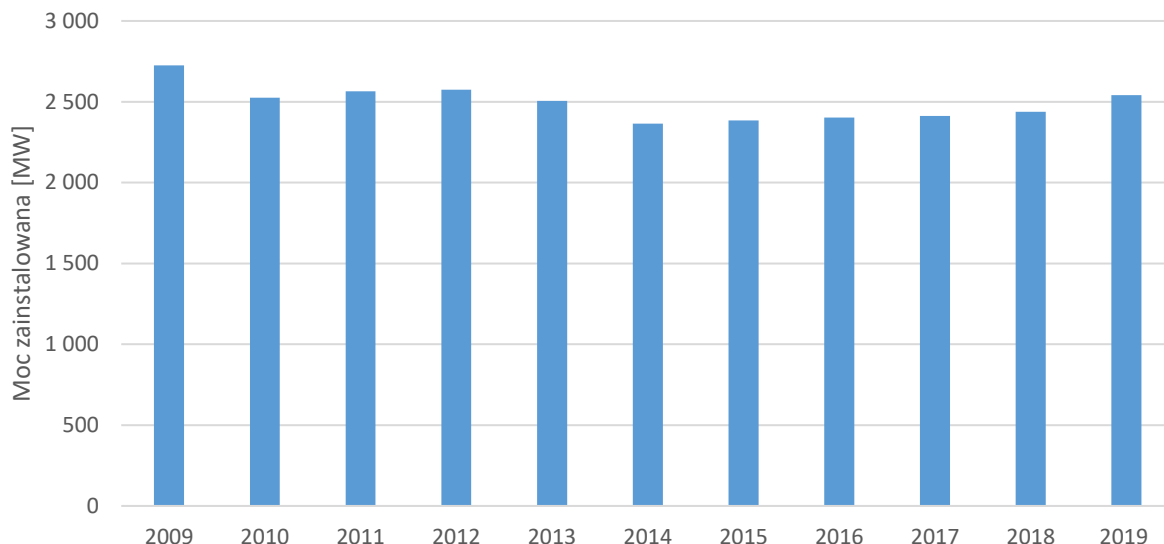
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ogółem (elektrownie zawodowe + inne powyżej 0,5 MW)	2 725,1	2 525,4	2 565,7	2 574,4	2 504,8	2 365,6	2 385,4	2 401,7	2 412,1	2 438,6	2 541,1
elektrownie zawodowe	2 639,1	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	2 063,9	2 063,1	2 048,9
→ elektrownie ciepłe ogółem	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*
→ elektrownie zawodowe ciepłe na węglu kamiennym	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	479,3	479,3	479,3	466,8
→ elektrownie wodne i niekonwencjonalne ogółem	67,1	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	274,2	273,3	299,3	0,0*
→ elektrownie zawodowe wodne i niekonwencjonalne	49,7	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	121,4	60,8	60,0	0,0*
inne elektrownie powyżej 0,5 MW	86,0	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	348,3	375,4	492,2
→ inne elektrownie ciepłe powyżej 0,5 MW	68,6	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	135,8	136,1	176,9
→ inne elektrownie wodne i niekonwencjonalne powyżej 0,5 MW	17,4	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	152,8	212,5	239,3	315,3

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

* tajemnica statystyczna

W przypadku elektrowni zawodowych obserwowany jest spadek mocy zainstalowanej w porównaniu do roku 2009. Można zauważyć, że w przypadku innych elektrowni powyżej 0,5 MW (w tym elektrowni wodnych i niekonwencjonalnych powyżej 0,5 MW) sytuacja jest odwrotna i ich moc zainstalowana wzrasta w porównaniu z rokiem 2009.

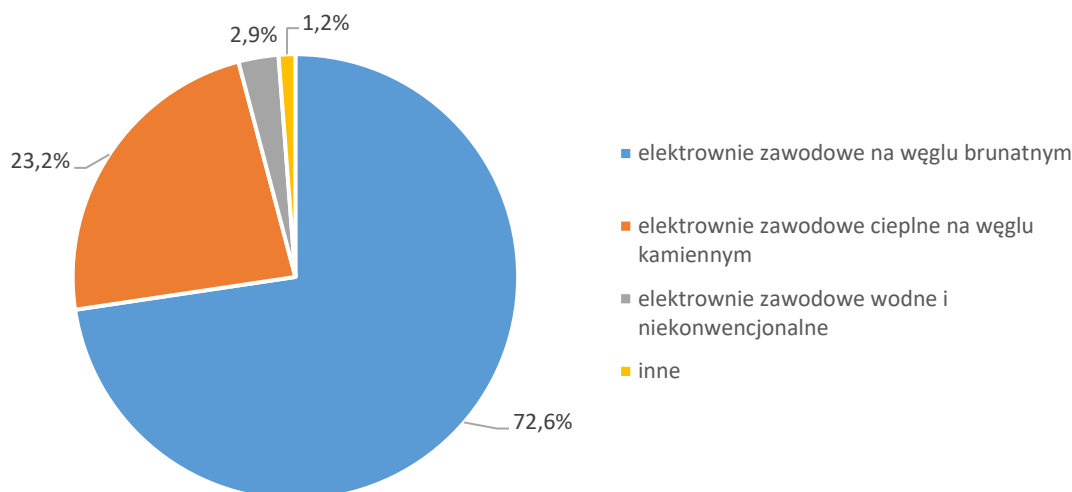
Wykres 30. Całkowita moc zainstalowana w latach 2009-2019 w województwie dolnośląskim



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

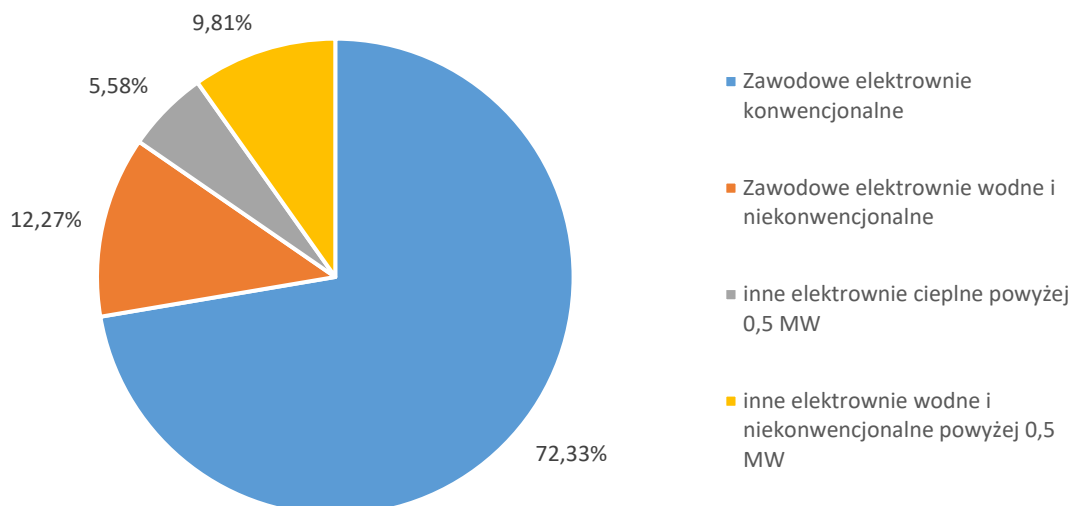
Dominującym paliwem w elektrowniach zawodowych na Dolnym Śląsku jest węgiel brunatny (ponad 70%), następnie węgiel kamienny (ponad 20%). Niecałe 3% w rozkładzie mocy osiągnęły elektrownie zawodowe wodne i niekonwencjonalne.

Wykres 31. Rozkład mocy zainstalowanej w elektrowniach zawodowych według paliwa w roku 2018 w województwie dolnośląskim



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Wykres 32. Rozkład mocy zainstalowanej w elektrowniach według rodzaju elektrowni w roku 2018 w województwie dolnośląskim



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Największą w województwie dolnośląskim, a czwartą co do wielkości węglową elektrownią ciepłą w Polsce, jest Elektrownia Turów, gdzie podstawowym paliwem jest węgiel brunatny. Jako paliwo uzupełniające stosuje się od 2009 roku biomasę pochodzenia roślinnego. Elektrownia Turów odpowiada za ponad 72% całkowitej mocy zainstalowanej w elektrowniach zawodowych na Dolnym Śląsku. Pozostałe instalacje to zawodowe elektrownie wodne i niekonwencjonalne (ponad 12%) oraz inne elektrownie cieplne powyżej 0,5 MW (prawie 6%), a także inne elektrownie wodne i niekonwencjonalne powyżej 0,5 MW (prawie 10%).

Tabela 9. Wykaz najważniejszych elektrowni w województwie dolnośląskim

Elektrownia	Typ	Moc zainstalowana [MW]
EL Turów	elektrownia na węglu brunatnym	1 498,80
EL Mercury	elektrownia gazowa	8,00
EL Pilchowice	elektrownia wodna	7,59
EW Oława II		0,58
EW Janowice		1,54
EW Marszowice		0,39
EW Wały Śląskie		9,72
EW Wrocław I		5,44
EW Wrocław II		1,34
EW Bobrowice I		2,00

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Przedsiębiorstwa ciepłownicze zlokalizowane na terenie województwa dolnośląskiego (Tabela 11) dysponują instalacjami o małej lub średniej mocy zainstalowanej. Wśród użytkowanych paliw do produkcji ciepła dominuje węgiel kamienny i jego pochodne.

Tabela 11. Wykaz najważniejszych ciepłowni w województwie dolnośląskim

Nazwa przedsiębiorstwa	Lokalizacja źródła ciepła	Rodzaj paliwa	Moc zainstalowana cieplna [MW]
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o. o.	Bolesławiec	miat węglowy	45,62
ZEC Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Pieszycach	Dzierżonów	miat węglowy	34,8
Energetyka Sp. z o.o.	Głogów	gaz ziemny zaazotowany	60
CIEPŁO-JAWOR Sp. z o.o.	Jawor	miat węglowy	34,9
Tauron Ciepło Sp. z o.o.	Kamienna Góra	węgiel, gaz ziemny	20,84
Calor Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	Kłodzko	węgiel kamienny	19,65
WPEC w Legnicy	Legnica	miat węglowy	188,52
PEC Lubań Sp. z o.o.	Lubań	słoma, miat węglowy	31,37
CIEPŁOWNICTWO Sp. z o.o. Nowa Ruda	Nowa Ruda	paliwo węglowe	10,5
Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. w Oleśnicy	Oleśnica	węgiel kamienny	47,05
MZEC-Oława Sp. z o.o.	Oława	miat węglowy	16,5
Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o. w Stroniu Śląskim	Stronie Śląskie	węgiel	11,6
Miejski Zakład Energetyki Ciepłej w Świdnicy Sp. z o.o.	Świdnica	węgiel kamienny, gaz ziemny i olej opałowy	57,1
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Wałbrzychu	Wałbrzych	węgiel kamienny, gaz	84,27
Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Ząbkowicach Śląskich	Ząbkowice Śląskie	miat węglowy, gaz ziemny	13,59
ZPEC w Zgorzelcu Sp. z o. o	Zgorzelec	węgiel brunatny	48,84

Źródło: Raport o stanie ciepłownictwa w kontekście zamierzeń planistycznych gmin województwa Dolnośląskiego, IRT, 2018

Natomiast wśród elektrociepłowni zlokalizowanych na terenie województwa dolnośląskiego największą jest EC Wrocław, która dysponuje 812 MWt mocy cieplnej i 262,2 MWe mocy elektrycznej. EC Wrocław z EC Czechnica i EC Zawidawie tworzą zespół elektrociepłowni wrocławskich „Kogeneracja”.

Tabela 12. Wykaz najważniejszych elektrociepłowni na terenie województwa dolnośląskiego

Elektrociepłownia	Moc cieplna [MWt]	Moc elektryczna [MWe]
EC Lubin	144	20,9
EC Polkowice	166	8,5
EC Wrocław	812	262,2
EC Czechnica	247	100
EC Zawidawie	21,15	2,67
EC PCC Rokita S.A.	70	15
EC E-3 Głogów	171,4	49,5
EC E-4 Legnica	52	19,5

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020.

1.3.2. Produkcja energii elektrycznej, ciepła oraz paliw gazowych i ciekłych

Produkcja energii elektrycznej

Analiza dostępnych danych statystycznych wykazuje, że w ostatnich 10 latach obserwuje się spadek produkcji energii elektrycznej na terenie województwa dolnośląskiego (Tabela 13).

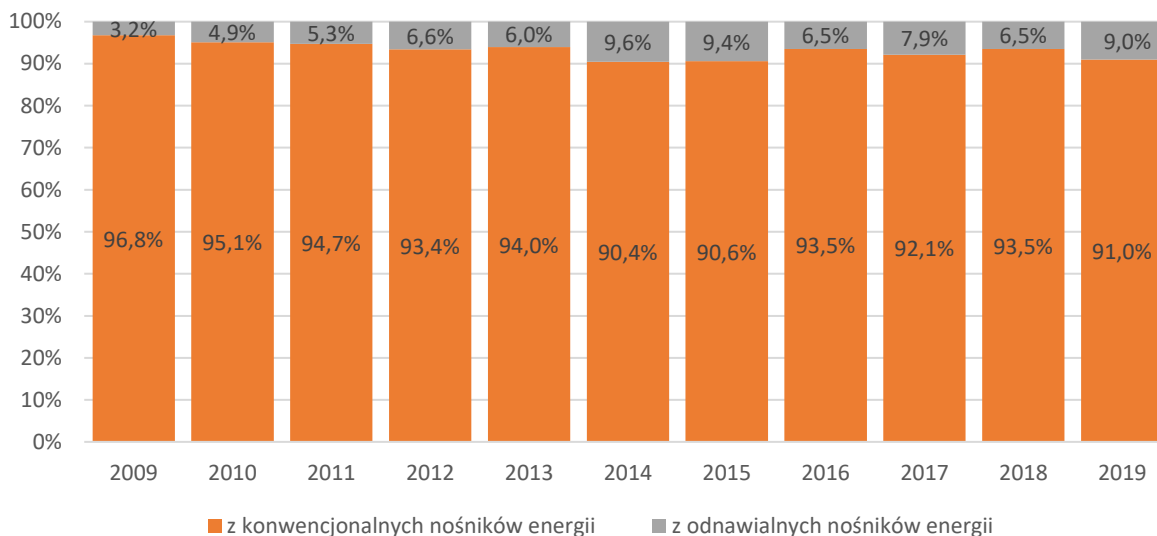
Tabela 13. Produkcja energii elektrycznej wg źródeł na terenie województwa dolnośląskiego

	Jednostka miary	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ogółem	GWh	13 937,3	13 368,0	13 350,5	13 567,7	12 686,1	11 047,5	10 750,2	10 944,6	10 219,5	9 917,7	8 513,2
energia elektryczna z nośników energii innych niż odnawialne	GWh	13 490,6	12 709,1	12 647,0	12 670,7	11 923,0	9 991,6	9 737,2	10 236,4	9 416,0	9 273,4	7 743,5
z odnawialnych nośników energii ¹¹⁴	GWh	446,7	658,9	703,5	897,0	763,1	1 055,9	1 013,0	708,2	803,5	644,3	769,7
elektrownie wodne i na paliwa odnawialne ogółem	GWh	236,4	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	621,6	721,1	581,5	707,2
→ elektrownie wodne	GWh	208,8	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	217,0	236,4	151,8	188,5
→ elektrownie na paliwa odnawialne	GWh	27,6	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	404,6	484,7	429,7	518,7
udział energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej ogółem	%	3,2	4,9	5,3	6,6	6,0	9,6	9,4	6,5	7,9	6,5	9,0

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Bank danych lokalnych, GUS* tajemnica statystyczna

¹¹⁴ Obejmuje elektrownie wodne, elektrownie na paliwa odnawialne oraz pozostałe typy energetyki odnawialnej.

Wykres 33. Udział produkcji energii elektrycznej wg źródeł na terenie województwa dolnośląskiego



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Należy zwrócić uwagę, że od 2009 roku nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (Wykres 33). Najwyższy udział produkcji energii elektrycznej z OZE zanotowano w 2014 roku, i wyniósł on 9,6%. W roku 2019 produkcja z OZE była niższa niż w 2014 roku, jednak jej udział w produkcji energii elektrycznej ogółem był zbliżony i wyniósł 9,0%.

W przypadku produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wodnych można zauważyć, że w porównaniu do 2009 roku jej wartość zmniejszyła się, natomiast produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wykorzystujących źródła odnawialne ciągle rośnie od 2009 roku, co potwierdzają dane przedstawione w tabeli 13 (dane niejawnie obejmują lata 2010-2015).

Produkcja ciepła

Rozdział został opracowany w oparciu o dane pozyskane z raportu *Energetyka ciepła w liczbach*, publikowany przez URE i bazuje na danych, które zostają dobrowolnie przekazane przez przedsiębiorstwa. Do produkcji ciepła na terenie województwa dolnośląskiego (Tabela 13) zużywane są różnego rodzaju paliwa. Brak zauważalnej tendencji dla któregośkolwiek z paliw może wynikać m.in. ze zmiennej liczby przedsiębiorstw, które co roku przekazują informacje do URE. Na podstawie dostępnych danych, należy jednak stwierdzić, że w porównaniu do 2009 roku wzrosło zużycie węgla brunatnego (Wykres 34) oraz gazu ziemnego zaazotowanego.

RAPORT O STANIE ENERGETYKI W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM
Część diagnostyczna „Strategii Energetycznej Dolnego Śląska” – kierunków wsparcia sektora energetycznego”

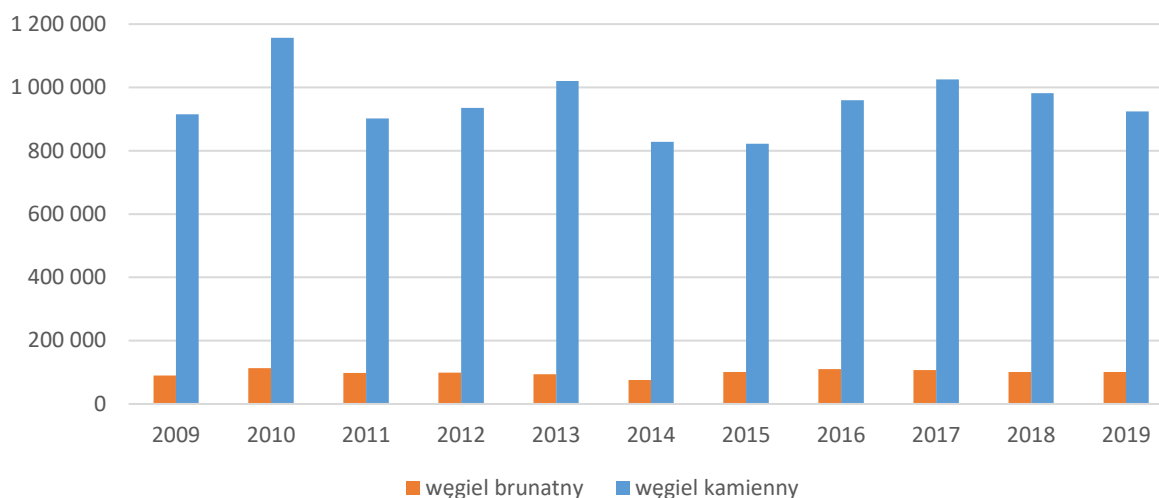
Tabela 10. Zużycie paliw do produkcji ciepła sieciowego

zużycie		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
węgiel kamienny	t	915 064,8	1 157 122,2	901 894,6	935 449,1	1 020 799,4	828 371,5	822 069,8	959 655,0	1 025 861,3	982 355,8	924 119,5
węgiel brunatny		89 630,6	112 934,8	97 665,8	99 247,4	94 329,9	75 901,7	100 636,2	110 289,6	106 969,3	100 475,7	101 009,2
olej opałowy lekki		689,1	837,9	477,0	368,5	496,0	216,4	173,5	415,0	323,7	167,9	638,4
olej opałowy ciężki		2 894,0	3 249,1	2 116,5	2 443,9	1 540,8	1 465,8	1 763,5	1 402,4	962,2	918,1	1 017,3
gaz ziemny wysokometanowy	tys. m³	31 061,5	32 528,1	26 406,6	24 905,4	23 393,6	18 492,3	19 615,8	20 765,0	21 258,7	20 378,1	18 911,7
gaz ziemny zaazotowany		16 840,0	13 985,5	16 748,8	5 923,2	7 281,4	14 709,9	37 869,3	44 654,3	36 029,7	49 400,4	65 965,4
biomasa	GJ	833 227	1 429 223	2 430 465	3 339 901	1 120 823	1 497 651	1 349 864	1 286 297	1 017 706	881 028	927 764
biogaz		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
inne OZE		-	-	-	176	-	-	-	-	-	-	31
pozostałe paliwa		1 921 112	1 809 306	1 671 469	1 745 613	1 909 137	1 545 355	1 601 152	1 202 966	456 287	475 665	376 200

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Na podstawie danych z lat 2009-2019 należy stwierdzić, że zużycie paliw: węgla kamiennego i brunatnego do produkcji ciepła jest nieregularne. Warto jednak podkreślić, że od 2017 roku zauważalny jest spadek w zużyciu węgla kamiennego.

Wykres 34. Zużycie węgla kamiennego i brunatnego w tonach do produkcji ciepła



Źródło: Opracowanie własne na podstawie URE

W odniesieniu do produkcji ciepła z danego rodzaju paliwa (Tabela 15), w 2019 roku najwięcej ciepła wyprodukowano z węgla kamiennego – ponad 86,5%. Z gazu ziemnego (wysokometanowy oraz zaazotowany) wyprodukowano ok. 8,7% ciepła, z kolei węgiel brunatny odpowiada za ok. 4,7% produkcji ciepła. Brak jest charakterystycznego trendu produkcji ciepła według rodzaju paliwa. Jednakże na przestrzeni lat 2011-2019 zauważyć można ponad stukrotny spadek produkcji ciepła z biomasy.

RAPORT O STANIE ENERGETYKI W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM
Część diagnostyczna „Strategii Energetycznej Dolnego Śląska” – kierunków wsparcia sektora energetycznego”

Tabela 15 Produkcja ciepła (ciepłownictwo systemowe) z różnych rodzajów paliw [GWh]

Produkcja ciepła	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
węgiel kamienny	5 111,34	6 692,41	5 361,91	5 869,58	6 002,29	5 041,90	5 032,15	5 630,57	5 814,34	5 555,75	5 392,83
węgiel brunatny	248,24	312,02	265,52	281,76	273,38	235,02	291,55	302,69	303,79	290,45	292,11
olej opałowy lekki	5,02	3,10	1,47	1,52	1,17	0,55	0,22	0,26	0,41	0,74	1,36
olej opałowy ciężki	24,83	6,64	3,98	2,87	0,08	0,06	0,19	0,70	0,73		1,32
gaz ziemny wysokometanowy	275,39	264,76	228,71	215,95	199,91	161,07	174,75	183,34	189,19	181,58	167,63
gaz ziemny zaazotowany	121,19	65,07	12,72	11,06	12,13	77,62	231,97	277,81	236,95	324,95	374,63
biomasa	249,70	363,73	650,53	171,64	165,23	166,09	140,95	147,44	0,71	0,55	0,56
inne OZE	0,00				0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01
pozostałe paliwa	357,21										
SUMA	6 392,92	7 707,72	6 524,85	6 554,39	6 654,20	5 682,32	5 871,80	6 542,82	6 546,13	6 354,01	6 230,45

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

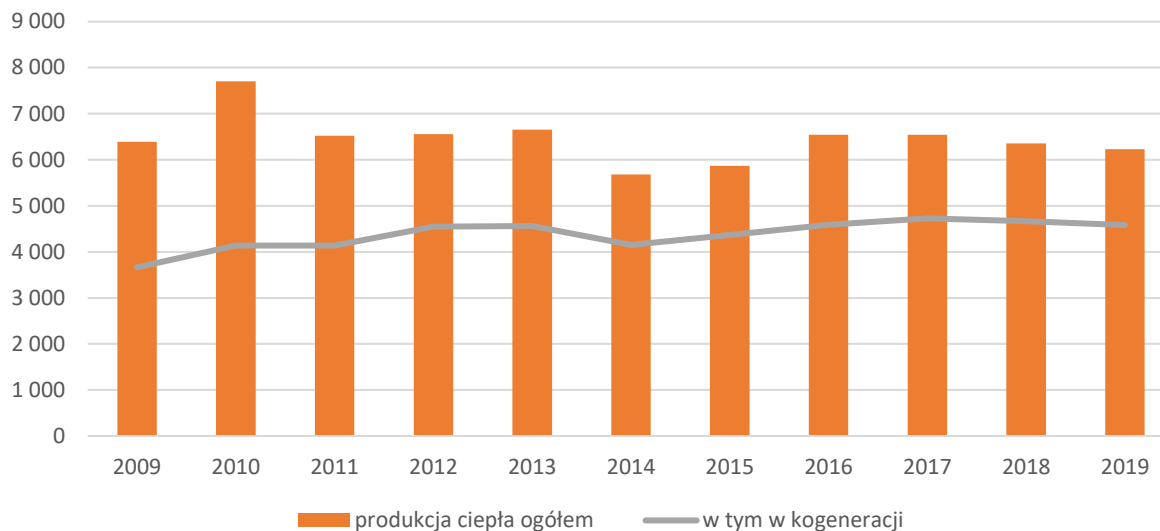
RAPORT O STANIE ENERGETYKI W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM
Część diagnostyczna „Strategii Energetycznej Dolnego Śląska” – kierunków wsparcia sektora energetycznego”

Tabela 11 Produkcja i rozdysponowanie wytworzonego ciepła systemowego w województwie dolnośląskim w latach 2009-2019 [GWh]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
liczba przedsiębiorstw, które podały informację	32	32	31	28	31	31	31	31	31	31	30
produkcja ciepła ogółem	6 392,47	7 707,17	6 524,39	6 553,91	6 653,72	5 681,91	5 871,38	6 542,36	6 545,66	6 353,55	6 229,99
→ w tym w kogeneracji	3 663,83	4 134,69	4 140,50	4 545,67	4 563,89	4 153,89	4 370,14	4 590,75	4 727,03	4 666,97	4 584,75
(-) zużycie ciepła na potrzeby własne	630,97	753,17	656,78	622,61	595,47	588,69	643,86	764,89	942,08	939,39	1 054,64
(+) ciepło z odzysku	173,31	240,11	249,14	238,64	191,72	260,08	255,78	325,17	528,86	522,89	642,97
ciepło oddane do sieci	5 934,75	7 194,06	6 116,69	6 169,89	6 249,92	5 353,25	5 483,25	6 102,56	6 132,36	5 937,03	5 818,31
(-) straty ciepła	814,33	1 007,50	851,94	971,64	953,75	867,64	850,78	894,06	886,31	890,58	873,50
ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci	5 120,42	6 186,56	5 264,75	5 198,28	5 296,17	4 485,61	4 632,47	5 208,50	5 246,08	5 046,44	4 944,78

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Wykres 35. Produkcja ciepła ogółem, w tym w kogeneracji, w województwie dolnośląskim [GWh]



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Na podstawie danych dotyczących produkcji i rozdysponowania wytworzonego ciepła systemowego w województwie dolnośląskim w latach 2009-2019 (Tabela 11) można stwierdzić, że produkcja ciepła w województwie dolnośląskim utrzymuje się na podobnym poziomie, ok. 6,5 tys. GWh. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku kogeneracji (Wykres 35), która ulega pewnym wahaniom, jednak w analizowanym przedziale czasu, utrzymuje się mniej więcej na podobnym poziomie – 4,2 tys. GWh. Zauważyć również można, że rośnie ilość ciepła z odzysku - w czasie 10 lat wartość wzrosła prawie czterokrotnie. Pozostałe dane nie ulegały większym wahaniom.

Sprzedaż ciepła (Tabela 17) obejmuje ciepło dostarczone do odbiorców i zaliczone do sprzedaży w okresie sprawozdawczym. W okresie od 2009 do 2019 roku można zauważyć prawie dwukrotny wzrost sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł do odbiorców końcowych (tj. bez udziału własnych sieci przedsiębiorstwa, wytworzonego w źródłach i sprzedawanego przedsiębiorstwom dystrybucyjnym oraz innym odbiorcom bezpośrednim bez wykorzystywania sieci ciepłowniczej).

RAPORT O STANIE ENERGETYKI W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM
Część diagnostyczna „Strategii Energetycznej Dolnego Śląska” – kierunków wsparcia sektora energetycznego”

Tabela 17. Sprzedaż ciepła w województwie dolnośląskim w latach 2009-2019

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
		Bezpośrednio ze źródeł										
sprzedaż ciepła ogółem ¹¹⁵	[GWh]	3 425,97	3 855,03	3 450,19	3 611,75	3 655,31	3 127,47	3 218,56	3 525,22	3 552,89	3 442,17	3 341,78
w tym do odbiorców końcowych ¹¹⁶	[GWh]	237,33	251,94	172,17	167,36	156,11	267,94	529,33	552,08	503,53	471,56	410,36
moc zamówiona przez odbiorców [MW]	[MW]	1 325,8	1 388,5	1 421,2	1 433,9	1 445,0	1 443,1	1 386,4	1 274,1	1 402,3	1 395,0	1 347,6
średnia cena ciepła ¹¹⁷	[zł/MWh]	103,68	106,92	113,76	120,24	128,16	138,96	135,72	135,72	137,16	137,52	140,76
		Z sieci ciepłowniczej										
sprzedaż ciepła ogółem ¹¹⁸	[GWh]	4 789,08	5 976,94	4 977,42	5 475,11	5 436,28	4 672,17	4 796,11	5 329,67	5 453,69	5 243,61	5 188,53
w tym do odbiorców końcowych	[GWh]	3 830,06	4 990,28	4 122,58	4 626,97	5 222,17	4 455,19	4 608,28	5 133,61	5 267,08	5 055,11	4 986,42
moc zamówiona przez odbiorców [MW]	[MW]	2 746,4	3 016,5	2 985,8	3 150,2	3 126,0	3 145,3	3 170,0	3 177,4	3 203,4	3 251,3	3 343,7

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

¹¹⁵ Sprzedaż ciepła bezpośrednio ze źródeł (bez udziału własnych sieci przedsiębiorstwa) – dotyczy ciepła wytworzonego w źródłach i sprzedawanego przedsiębiorstwom dystrybucyjnym oraz innym odbiorcom bezpośrednim (bez wykorzystywania sieci ciepłowniczej – na tzw. płocie)

¹¹⁶ Odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek (art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne). Sprzedaż do odbiorców końcowych (dz. 2 i dz. 4 wiersz 03) nie obejmuje sprzedaży do przedsiębiorstw energetycznych celem dalszej odsprzedaży

¹¹⁷ Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł, obliczona jako iloraz sumy przychodów wytwórców ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła oraz sumy wolumenu sprzedanego ciepła bezpośrednio ze źródeł – bez udziału sieci ciepłowniczej sprzedającego

¹¹⁸ Sprzedaż ciepła z sieci ciepłowniczej - dotyczy ciepła (pochodzącego z produkcji własnej, odzysku i z zakupu) sprzedawanego z sieci ciepłowniczych (własnych, dzierżawionych lub eksploatowanych na podstawie umów użyczenia czy innych umów).

Produkcja gazu ziemnego

Gaz ziemny wydobywany w zachodniej Polsce, w tym w województwie dolnośląskim, to gaz zaazotowany. Wyróżnia go niższa zawartość metanu w objętości z domieszką niepalnego azotu i gazów palnych. Wśród gazu zaazotowanego wyróżniamy następujące typy gazu dostarczane na terytorium Polski¹¹⁹.

- Typ Lw – objętość metanu mniej niż 80%, objętość azotu ok. 20%. Minimalne ciepło spalania dla zaazotowanego gazu typu Lw ustalono na poziomie 30 MJ/m³.
- Typ Ls – objętość metanu mniej niż 72%, objętość azotu ok. 27%. Minimalne ciepło spalania dla zaazotowanego gazu typu Lw ustalono na poziomie 26 MJ/m³.
- Typ Ln – objętość metanu mniej niż 66%, objętość azotu przynajmniej 32%. Minimalne ciepło spalania dla zaazotowanego gazu typu Lw ustalono na poziomie 22 MJ/m³.
- Typ Lm – objętość metanu mniej niż 61%, objętość azotu ok. 32%. Minimalne ciepło spalania dla zaazotowanego gazu typu Lw ustalono na poziomie 18 MJ/m³.

Gaz ziemny zaazotowany wykorzystywany jest w systemie przesyłowym gazu Ls oraz Lw, sprzedawany odbiorcom lokalnym w pobliżu miejsca wydobywania lub odazotowywany (PGNiG SA Oddział w Odolanowie, Odazotownia Grodzisk), a następnie przesyłany do krajowego systemu w postaci gazu wysokometanowego.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego, obejmujący zasięgiem m.in. obszar województwa dolnośląskiego ma charakter wyspowy i nie jest bezpośrednio połączony z systemem przesyłowym gazu wysokometanowego. Zasilany jest gazem ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim przez kopalnie gazu zlokalizowane przede wszystkim w województwie wielkopolskim i lubuskim, ale także dolnośląskim oraz z podziemnych magazynów gazu, w tym w wymienionym już w rozdziale dot. złóż surowców energetycznych na Dolnym Śląsku, magazynie gazu Wierzchowice zlokalizowanym w gminie Krośnice.

Produkcja paliw na cele transportowe

Na terenie województwa dolnośląskiego **nie produkuje się paliw konwencjonalnych** na cele transportowe, natomiast zarejestrowanych jest łącznie 6 przedsiębiorstw, które wykonują działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania i magazynowania paliw (dane na dzień 25.06.2020 r., UOKiK), w tym benzyny i oleju napędowego.

Poza paliwami tradycyjnymi w województwie dolnośląskim wytwarzane są również biopaliwa i biokomponenty. W województwie działają 3 przedsiębiorstwa (według rejestru KOWR, 10.11.2020 r.), które prowadzą działalność w zakresie wytwarzania biokomponentów. Jedno z tych przedsiębiorstw, Wratislavia – Biodiesel S.A. zajmuje się produkcją estrów metylowych wyższych kwasów tłuszczowych, zwanych potocznie biodieslem, który może stanowić zamiennik olejów napędowych. Według danych ogólnodostępnych, biodiesel produkowany w województwie dolnośląskim sprzedawany jest głównie za granicę, do 7 europejskich rafinerii.

¹¹⁹ <https://poprostuenergia.pl/blog/rodzaje-gazu-ziemnego/>, dostęp 14.11.2020

1.3.3. Zużycie energii

Zużycie energii elektrycznej

Zużycie energii elektrycznej na terenie województwa dolnośląskiego w latach 2009-2019 sukcesywnie wzrastało (Tabela 18, Wykres 36), poza latami 2013-2014, kiedy nieznacznie spadło w porównaniu do roku 2012. W latach 2010-2016 za największe zużycie energii elektrycznej odpowiadał sektor energetyki, natomiast od 2017 r. największy udział w zużyciu energii ma sektor przemysłowy, gdzie również odnotowano największy wzrost zużycia energii w porównaniu do roku 2009. W sektorze gospodarstw domowych zużycie energii elektrycznej, w porównaniu z rokiem 2009, wzrosło o 20% i spowodowane jest rosnącą liczbą używanych urządzeń elektrycznych w gospodarstwach domowych.

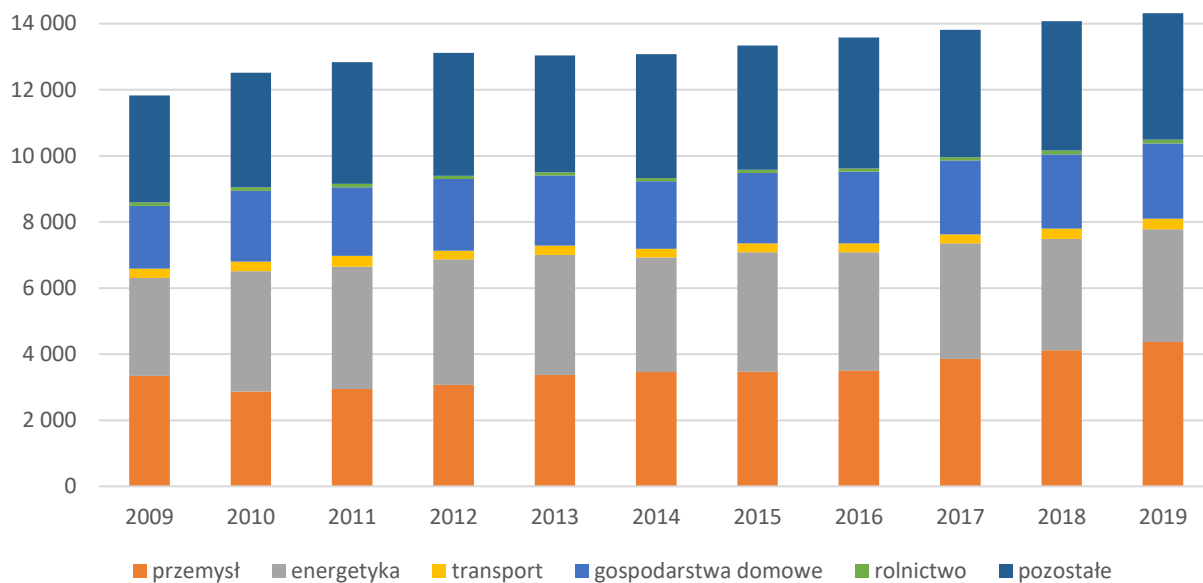
Tabela 1128. Zużycie energii elektrycznej wg. sektora [GWh]

rok	ogółem	przemysł	energetyka	transport	gospodarstwa domowe		rolnictwo	pozostałe					
2009	11 825	3 342	28,3%	2 970	25,1%	277	2,3%	1 901	16,1%	107	0,9%	3 230	27,3%
2010	12 518	2 865	22,9%	3 644	29,1%	297	2,4%	2 137	17,1%	110	0,9%	3 465	27,7%
2011	12 838	2 948	23,0%	3 700	28,8%	324	2,5%	2 076	16,2%	104	0,8%	3 687	28,7%
2012	13 115	3 074	23,4%	3 799	29,0%	255	1,9%	2 170	16,5%	103	0,8%	3 713	28,3%
2013	13 039	3 368	25,8%	3 636	27,9%	281	2,2%	2 119	16,3%	103	0,8%	3 533	27,1%
2014	13 080	3 456	26,4%	3 472	26,5%	259	2,0%	2 045	15,6%	97	0,7%	3 752	28,7%
2015	13 342	3 465	26,0%	3 622	27,1%	265	2,0%	2 130	16,0%	99	0,7%	3 762	28,2%
2016	13 578	3 502	25,8%	3 581	26,4%	268	2,0%	2 170	16,0%	101	0,7%	3 956	29,1%
2017	13 816	3 861	27,9%	3 490	25,3%	277	2,0%	2 234	16,2%	102	0,7%	3 852	27,9%
2018	14 080	4 115	29,2%	3 373	24,0%	316	2,2%	2 245	15,9%	111	0,8%	3 921	27,8%
2019	14 319	4 371	30,5%	3 405	23,8%	323	2,3%	2 278	15,9%	113	0,8%	3 829	26,7%

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

W sektorach transportowym i rolniczym zużycie energii elektrycznej w latach 2009-2019 kształtowało się na podobnym poziomie. W sektorze przemysłowym w 2019 roku zużywano ponad 30% całkowitej energii elektrycznej, natomiast w sektorze energetyki ok. 24%. Pozostałe zużycie energii dotyczyło także sektora usługowego i odpowiadało za 27% zużycia energii w 2019 roku.

Wykres 36. Zużycie energii elektrycznej wg. sektorów [GWh]

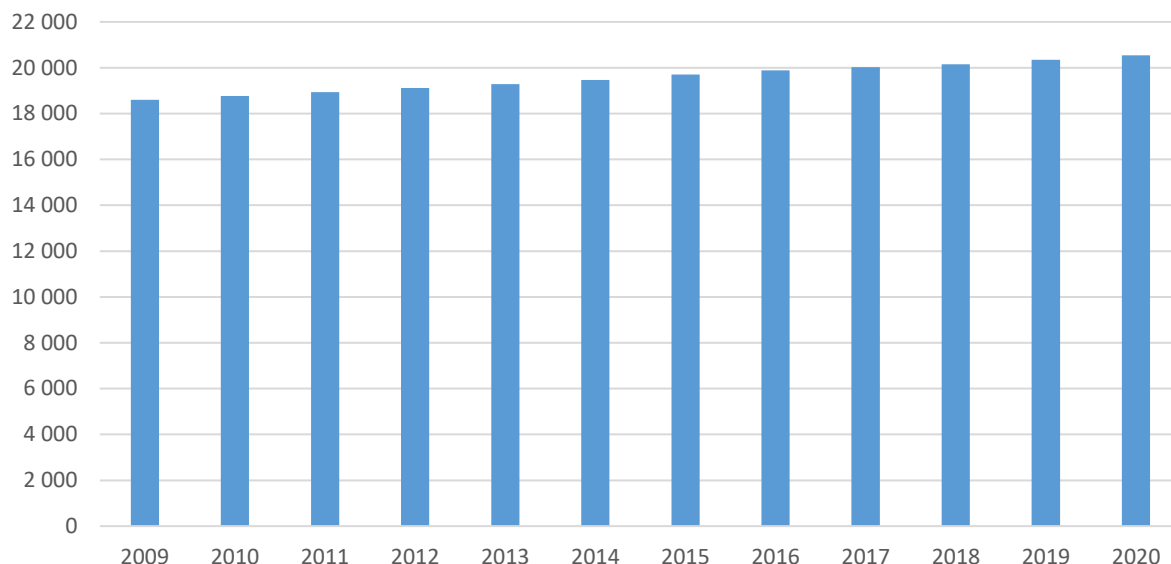


Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Zużycie ciepła

Zużycie ciepła (Wykres 37), w związku z brakiem odpowiednich danych statystycznych, przedstawiono w oparciu o dane z dokumentów strategicznych jednostek samorządów terytorialnego zlokalizowanych na terenie województwa dolnośląskiego. W latach 2009-2019 zużycie ciepła w województwie dolnośląskim wzrastało w każdym roku. W odniesieniu do roku 2009 wartość ta wzrosła o 10,41% w roku 2019.

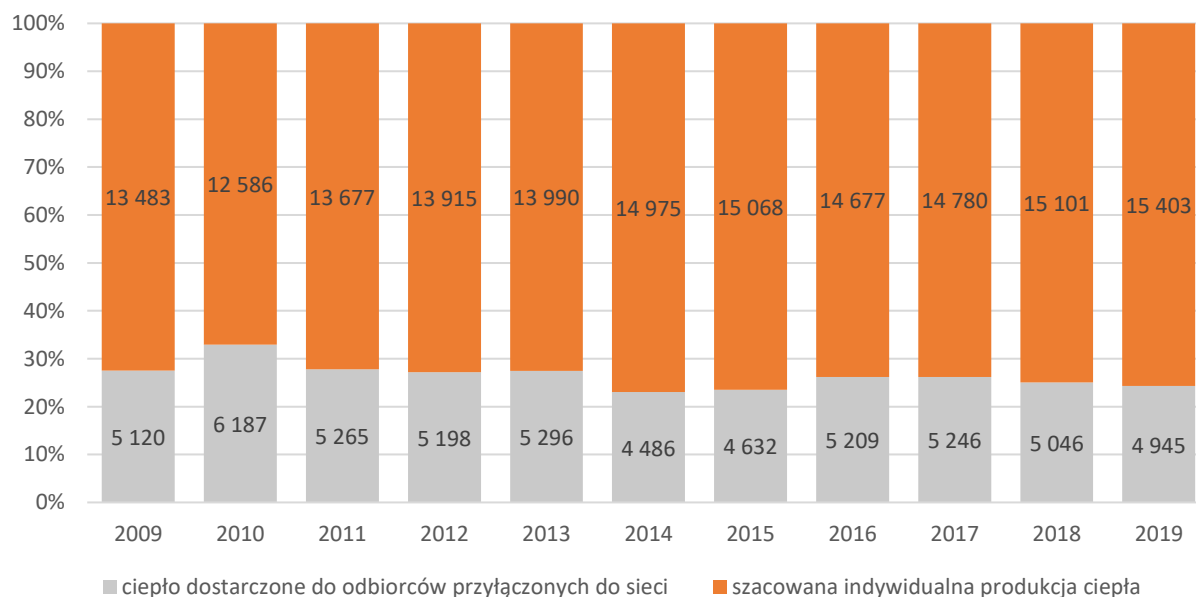
Wykres 37. Zużycie ciepła w województwie dolnośląskim w latach 2009-2020 [GWh]



Źródło: Opracowanie własne IRT

Przedstawione zużycie dotyczy całkowitego zapotrzebowania na ciepło końcowe na terytorium województwa dolnośląskiego i pokrywane jest w większości przez domowe piece, kotłownie i inne instalacje ciepłownicze. Udział ciepła sieciowego dostarczonego do odbiorców przyłączonych do sieci wynosił ok. 25-32 % na tle całkowitego szacowanego zużycia ciepła i nieznacznie spadał (Wykres 38).

Wykres 38. Dostarczone ciepło sieciowe na tle szacowanego zapotrzebowania na ciepło [GWh]

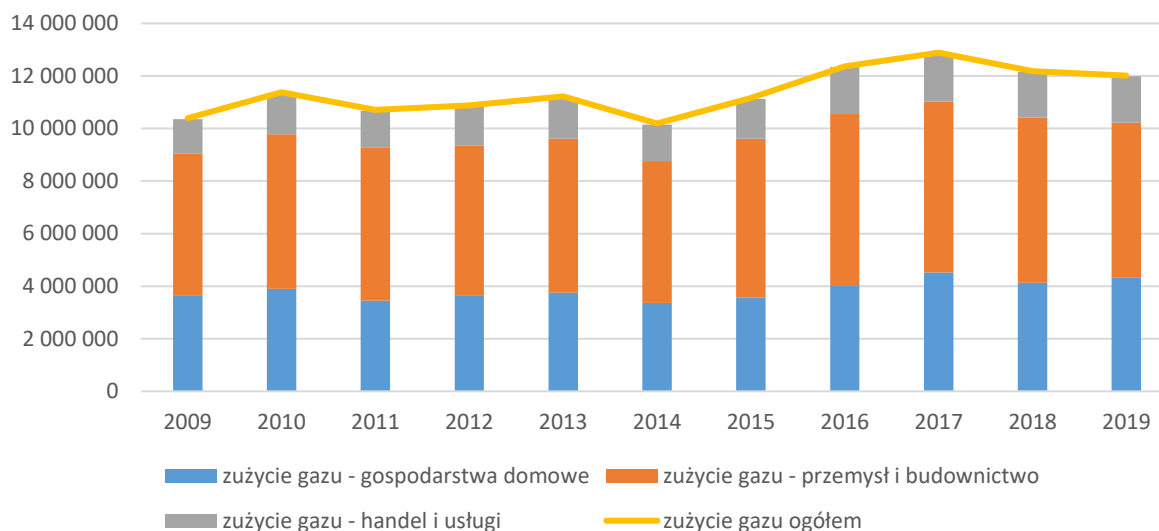


Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Zużycie gazu sieciowego

Zużycie gazu w województwie dolnośląskim w latach 2009-2019 charakteryzowało się nieregularną tendencją wzrostową (Wykres 10). Największy udział w zużyciu gazu miał sektor przemysłu i budownictwa – ok. 50%. Gospodarstwa domowe w 2019 r. zużywały około 36% gazu, z czego około 68% zużywane było do celów grzewczych (Tabela 19). W latach 2012-2018 zużycie gazu na ogrzewanie mieszkań oscylowało pomiędzy 44-72%. Zużycie gazu przez odbiorców innych niż gospodarstwa domowe nie jest wykazywane w statystyce publicznej.

Wykres 39. Zużycie gazu według sektorów ekonomicznych



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

RAPORT O STANIE ENERGETYKI W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM
Część diagnostyczna „Strategii Energetycznej Dolnego Śląska” – kierunków wsparcia sektora energetycznego”

Tabela 139. Zużycie gazu w województwie dolnośląskim

	GWh										
	2009*	2010*	2011*	2012*	2013*	2014	2015	2016	2017	2018	2019
sprzedaż - zużycie ogółem	10 396,08	11 374,96	10 706,64	10 883,76	11 218,74	10 192,46	11 156,97	12 363,92	12 886,74	12 181,19	12 012,19
zużycie gazu w gospodarstwach domowych	3 627,15	3 901,03	3 453,10	3 628,19	3 751,81	3 368,88	3 573,25	4 005,72	4 522,60	4 127,82	4 333,22
→ w tym zużycie gazu na ogrzewanie mieszkań	2 326,11	2 561,39	2 298,33	2 638,81	2 725,90	1 958,38	1 945,57	2 163,19	2 532,95	1 829,12	2 937,86
sprzedaż - zużycie przemysł i budownictwo	5 416,57	5 888,11	5 826,00	5 715,37	5 856,05	5 389,69	6 035,33	6 544,17	6 503,56	6 295,16	5 888,33
sprzedaż - zużycie handel i usługi	1 316,26	1 548,44	1 397,87	1 504,56	1 580,02	1 385,54	1 517,40	1 789,17	1 836,28	1 741,31	1 771,69

Źródło: Opracowanie własne IRT na podstawie danych GUS

* - w tych latach dane dotyczące zużycia gazu podawano w m³, dlatego dokonano przeliczenia na MWh

Zużycie paliw na cele transportowe

Według Danych UOKIK (stan na 25.06.2020 r.) na terenie województwa dolnośląskiego znajduje się 571 stacji paliwowych i zakładowych, z czego:

- na 491 stacjach sprzedawana jest benzyna 95-cio oktanowa,
- na 333 stacjach sprzedawana jest benzyna 98-o oktanowa,
- na 507 stacjach sprzedawany jest olej napędowy,
- na 434 stacjach sprzedawany jest gaz LPG,
- na 2 stacjach sprzedawany jest gaz CNG.

Nie ma dostępnych danych dotyczących sprzedaży paliw na stacjach paliwowych i zakładowych, w związku z czym, zużycie paliw na cele transportowe zostało oszacowane na podstawie liczby samochodów zarejestrowanych na terenie województwa dolnośląskiego. Według danych GUS w latach 2015-2019¹²⁰ generalnie spadła liczba zarejestrowanych pojazdów napędzanych benzyną oraz gazem (LPG), nieznacznie wzrosła liczba pojazdów zasilanych olejem napędowym, natomiast zdecydowanie wzrosło wykorzystanie pojazdów zasilanych pozostałymi paliwami.

Tabela 14. Liczba pojazdów zarejestrowanych w województwie dolnośląskim w latach 2015-2019 w podziale według paliwa

Rodzaj pojazdu	Paliwo	2015	2016	2017	2018	2019	Przyrost (%)
samochody osobowe	benzyna	886 885	921 343	954 660	976 917	1 011 409	14,0
samochody osobowe	olej napędowy	497 889	534 910	556 103	590 143	620 107	24,5
samochody osobowe	gaz (LPG)	174 468	181 369	179 547	193 317	195 751	12,2
samochody osobowe	pozostałe	51 143	51 022	59 875	63 583	72 278	41,3
samochody ciężarowe	benzyna	45 796	45 175	44 759	43 742	43 329	-5,4
samochody ciężarowe	olej napędowy	161 539	168 955	166 887	173 993	180 801	11,9
samochody ciężarowe	gaz (LPG)	8 854	8 731	8 254	8 423	8 287	-6,4
samochody ciężarowe	pozostałe	9 646	9 615	18 171	18 546	19 587	103,0
autobusy	benzyna	229	231	224	227	227	-0,9
autobusy	olej napędowy	8 134	8 410	8 442	8 802	9 102	11,9
autobusy	gaz (LPG)	11	12	12	12	12	9,1
autobusy	pozostałe	784	772	1 044	1 060	1 075	37,1
ciągniki siodłowe	benzyna	79	79	80	79	77	-2,5
ciągniki siodłowe	olej napędowy	16 429	17 556	17 961	19 466	20 700	26,0
ciągniki siodłowe	gaz (LPG)	14	17	14	14	11	-21,4
ciągniki siodłowe	pozostałe	376	376	1 316	1 403	1 594	324,0

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

W celu obliczenia zapotrzebowania na paliwa transportowe założono w oparciu o dane statystyczne (GUS), dane Instytutu Transportu Samochodowego¹²¹, dane KOBIZE¹²² oraz wiedzę ekspercką, wartości w odniesieniu do analizowanych grup pojazdów:

- średniego przebiegu rocznego,
- średniego spalania,
- masy właściwej paliw,

¹²⁰ Dane o liczbie pojazdów zarejestrowanych w województwie dolnośląskim w podziale według wykorzystywanego paliwa udostępniane są publicznie od 2015 r.

¹²¹ Waśkiewicz J., Pawlak P. Prognozy eksperckie zmian aktywności sektora transportu drogowego (w kontekście ustawy o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji), Instytut Transportu Samochodowego, Zakład Badań Ekonomicznych, wrzesień 2017

¹²² https://www.kobize.pl/uploads/materialy/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2019.pdf, dostęp 24.11.2020

– wartości opałowych paliw.

W analizie nie uwzględniono ciągników siodłowych z powodu braku danych o średnim spalaniu i przebiegu rocznym. Z powodu braku danych nie uwzględniono również pojazdów niezarejestrowanych w województwie dolnośląskim, a mianowicie pojazdów odbywających ruch tranzytowy i turystyczny. W celu wyznaczenia zużycia energii w GWh uwzględniono przeliczniki wynikające z masy właściwej paliw oraz wartości opałowych paliw, przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 15. Przelicznik wyliczenia zużycia energii z litrów paliwa [GWh/l]

paliwo	Przelicznik z l na GWh
benzyna	0,00000912
olej napędowy	0,00000994
gaz (LPG)	0,00000711
pozostałe	0,00000912

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

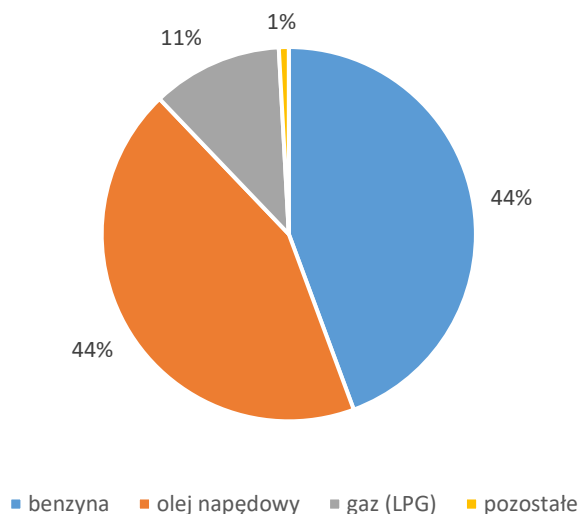
Tabela 22. Zużycie paliw na cele transportowe w latach 2015-2019 [GWh]

paliwo	2015	2016	2017	2018	2019
benzyna	6 390	6 615	6 834	6 973	7 201
olej napędowy	5 857	6 240	6 388	6 743	7 062
gaz (LPG)	1 651	1 710	1 688	1 812	1 831
pozostałe	95	95	117	124	139
razem	13 993	14 660	15 027	15 652	16 233

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

W związku z ogólnymi trendami wzrostowymi liczby pojazdów, zużycie paliw na cele transportowe w latach 2015-2019 również rośnie. Jedynie w przypadku stosowania LPG zauważalny jest spadek w roku 2017, który jest on niewątpliwie związany z faktem, iż spadła wówczas liczba samochodów osobowych oraz ciężarowych na LPG.

Wykres 40. Udział procentowy zużycia paliw na cele transportowe w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne IRT

Paliwami, które dominowały w strukturze zużycia paliw na cele transportowe w 2019 r. były: benzyna i olej napędowy. Mniejsze znaczenie miało zużycie gazu LPG, marginalną rolę ogrywały pozostałe paliwa wśród których można wymienić m.in. energię elektryczną, wodór czy biodiesel.

1.3.4. Import energii spoza województwa

Energia elektryczna

Import energii elektrycznej spoza województwa opiera się przede wszystkim na Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) i nie ma możliwości bezpośredniego pozyskania danych na temat wielkości importowanej energii do danego regionu. Dlatego też analizę importu energii elektrycznej spoza Dolnego Śląska zweryfikowano na podstawie danych statystycznych GUS, przedstawionych w poniższej tabeli, dotyczących stosunku produkcji energii elektrycznej do jej zużycia.

Tabela 16. Stosunek procentowy produkcji energii elektrycznej na terenie województwa dolnośląskiego do jej zużycia

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Stosunek produkcji energii elektrycznej do zużycia energii elektrycznej	117,9%	106,8%	104,0%	103,5%	97,3%	84,5%	80,6%	80,6%	74,0%	70,4%	59,5%

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Z powyższych danych wynika, iż do 2012 r. w regionie produkowano nadwyżki energii w stosunku do jej zużycia. Natomiast od 2013 r. stosunek ten był coraz niższy. Od 2009 r. do 2019 r. stosunek produkcji do zużycia energii elektrycznej spadł poniżej 60%. Na podstawie powyższych danych można wywnioskować, że województwo dolnośląskie importuje energię elektryczną.

Rozważając kierunki dostaw energii elektrycznej należy wziąć pod uwagę import z innego województwa oraz zza granicy. Sieć przesyłowa najwyższych napięć (KSE) na terenie województwa dolnośląskiego połączona jest z siecią w Niemczech. Jest to jedno z 2 miejsc, w których sieci Polski i Niemiec są połączone – drugie znajduje się w województwie zachodniopomorskim, gdzie stosunek produkcji energii elektrycznej do jej zużycia (pomimo podobnego malejącego trendu jak w dolnośląskim) od dwóch lat jest stale na poziomie 130%. Ponadto według danych KSE w 2019 r. Polska pobrała z systemu niemieckiego 10 085,7 GWh, a oddała 19,7 GWh. Na podstawie powyższego można stwierdzić, że województwo dolnośląskie importuje energię elektryczną z Niemiec, natomiast niemożliwe jest określenie jak wiele z tej energii wykorzystywane jest w regionie, z powodu braku danych szczegółowych.

Jednocześnie bardzo trudne jest określenie jak wiele energii importowane (bądź eksportowane) jest pomiędzy województwem dolnośląskim, a województwami sąsiednimi: lubuskim, wielkopolskim i opolskim. Punktem odniesienia są jedynie dane dotyczące stosunku procentowego produkcji energii elektrycznej do jej zużycia w województwach sąsiadujących z województwem dolnośląskim. Dane te przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 2417. Stosunek procentowy produkcji energii elektrycznej do jej zużycia w województwach sąsiadujących z województwem dolnośląskim

Województwo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Lubuskie	71%	69%	75%	76%	76%	72%	69%	76%	86%	83%	85%
Opolskie	208%	178%	202%	173%	178%	174%	166%	161%	164%	180%	217%
Wielkopolskie	122%	114%	117%	117%	119%	112%	111%	102%	89%	78%	74%

Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Z powyższych danych można wywnioskować, że jedynie w województwie opolskim stosunek produkcji energii elektrycznej do jej zużycia jest większy od 100%, a zatem istnieje dość duże prawdopodobieństwo, że import energii elektrycznej do województwa dolnośląskiego następuje

właśnie z województwa opolskiego. W tym miejscu warto podkreślić również fakt, iż w województwo opolskie nie jest połączone przez KSE z Czechami, a więc nie występuje w nim prawdopodobieństwo importu/eksportu energii elektrycznej.

Z powyższej analizy wynika, że w województwie dolnośląskim następuje import energii elektrycznej z Niemiec oraz województwa opolskiego. W związku z tym, że energia elektryczna przesyłana jest za pomocą KSE niemożliwe jest określenie jak dużo energii importowanej wykorzystywane jest w województwie. Nie można również wykluczyć, że w szczególności w lokalizacjach przygranicznych województwa dolnośląskiego z innymi województwami nie dochodzi do przepływu energii elektrycznej.

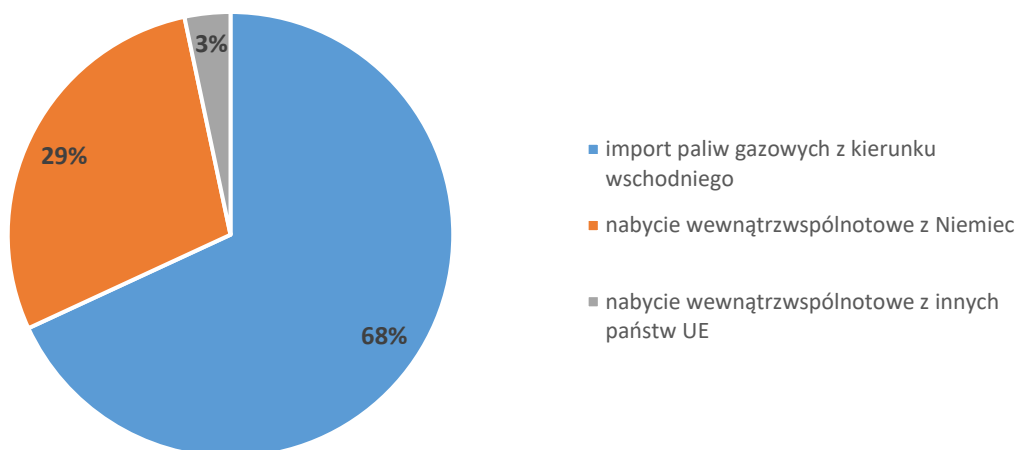
Gaz sieciowy

W 2015 r. maksymalna zdolność krajowego systemu przesyłowego (KSP) do odbioru gazu ziemnego wynosiła ponad 25,8 mld m³ rocznie¹²³.

W 2019 r. całkowity import gazu ziemnego do Polski wyniósł 150,5 TWh. Większa część gazu ziemnego wciąż importowana jest z kierunku wschodniego. Struktura zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w 2019 roku zaprezentowana jest poniżej:

- import paliw gazowych z kierunku wschodniego – 102,5 TWh
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z Niemiec – 43 TWh
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z innych państw UE – 5 TWh¹²⁴

Wykres 41. Struktura zaopatrzenia krajowego rynku gazu ziemnego



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

W latach 2013-2016 przeprowadzano modernizację systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku, co znacznie zwiększyło przepustowość przesyłową gazu ziemnego na granicy polsko-niemieckiej oraz umożliwiło tłoczenie gazu w przeciwnym kierunku przez gazociąg – tzn. z Polski do Niemiec¹²⁵.

Niemożliwe jest jednak określenie szczegółowe jak wiele gazu importowanego jest do województwa dolnośląskiego, a także określenie kierunków przesyłu.

¹²³ Załącznik 2 do Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego

¹²⁴ Ministerstwo Energii, Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.

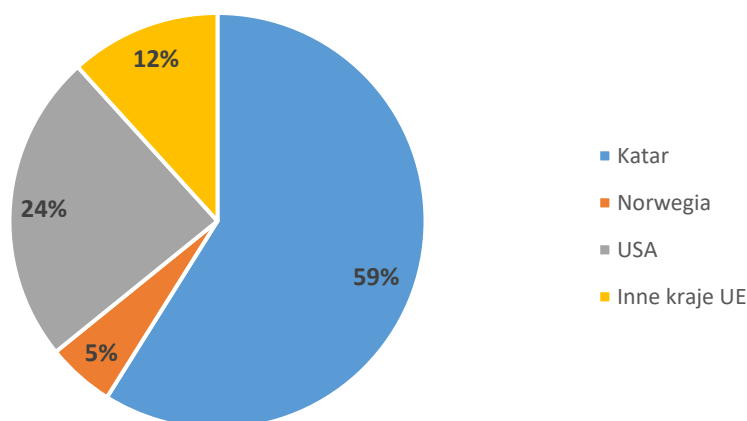
¹²⁵ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/inwestycje-zrealizowane/opisinwestycji/>, dostęp 14.11.2020

LNG i CNG

W Polsce od 2016 roku eksploatowany jest terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, który pozwala na import skroplonego gazu ziemnego drogą morską. Zdolność regazyfikacyjna terminalu wynosi 5 mld Nm³, zaś na jego terenie zlokalizowane są dwa kriogeniczne zbiorniki do procesowego magazynowania LNG o pojemności 160 tys. każdy.

Wolumen sprowadzanego LNG do terminalu w Świnoujściu sukcesywnie wzrasta. W 2019 r. łącznie zrealizowano 31 dostaw LNG, w tym 18 z Kataru, 3 z Norwegii i 10 z USA. Dla porównania należy podać, że w 2018 r. miały miejsce 23 dostawy, a w 2017 r. – 12 dostaw. Dostawy te przekładają się na import 42,57 TWh LNG. Szczegółowa struktura zaprezentowana została na wykresie poniżej.:

Wykres 42. Struktura importu LNG



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Terminal w Świnoujściu pozwala na wysyłkę gazu do Krajowego Systemu Przesyłowego oraz załadunek LNG na cysterny samochodowe i ISO-kontenery¹²⁶.

W województwie dolnośląskim znajduje się jedna stacja regazyfikacji LNG w Mieroszowie oraz jedna stacja ładunkowa LNG w LSSE w miejscowości Gromadka, która zaopatrywana jest przez firmę EPO-LNG. Na terenie województwa dolnośląskiego znajdują się także trzy stacje CNG – w Dzierżonowie, Wałbrzychu i Wrocławiu – będące własnością spółki PGNiG.

Z uwagi na wysokie koszty rozbudowy infrastruktury gazociągów dystrybucyjnych oraz stacji, rozwój sektora paliw alternatywnych LNG i CNG jest bardzo powolny – na terenie całego kraju znajduje się zaledwie około 30 stacji ładowania CNG.

Podobnie jak w przypadku poprzedniego podrozdziału niemożliwe jest określenie szczegółowe jak wiele gazu LNG i CNG importowanego jest do województwa dolnośląskiego.

Paliwa na cele transportowe

W związku z tym, że na terenie województwa nie są produkowane paliwa na cele transportowe, muszą być one importowane spoza województwa z rafinerii krajowych zlokalizowanych na terenie całego kraju. Według Raportu POPIHN pt. *Przemysł i handel naftowy 2019*, w 2019 r. produkcja krajowa nie zaspokaja potrzeb rynkowych dla oleju napędowego czy gazu płynnego LPG i stąd konieczny jest import uzupełniający. Jest on realizowany zarówno przez głównych krajowych graczy rynkowych (rafinerie, koncerny międzynarodowe działające na rynku polskim), jak i przez tzw. niezależnych importerów.

¹²⁶ Załącznik 2 do Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego

Do Polski importuje się głównie olej napędowy (53%) i LPG (39%). Benzyny silnikowe są importowane głównie ze Słowacji (32%), Niemiec (34%) oraz Czech (17%). Olej napędowy jest importowany do Polski z Rosji (53%), Niemiec (18%), Litwy (13%) i Białorusi (8%).

Na terenie województwa zarejestrowanych jest 177 przedsiębiorstw, które wykonują działalność gospodarczą w zakresie transportowania paliw (dane na dzień 25.06.2020 r., UOKiK). Niedostępne są jednak dane, na podstawie których istniałaby możliwość oszacowania wielkości i kierunków importu paliw na cele transportowe do województwa dolnośląskiego.

2. PERSPEKTYWY ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ

2.1. ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ, PALIWA GAZOWE I CIEPŁO W WOJEWÓDZTWIE DOLNOŚLĄSKIM (PROGNOZA DO 2030 R.)

Określenie prognozy zmian zapotrzebowania na nośniki energii stanowi podstawę do oceny możliwości pokrycia tego zapotrzebowania na poziomie źródłowym według możliwości oferowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Jest to ważne z punktu widzenia stanu istniejącego oraz w celu określenia koniecznych kierunków rozwoju infrastruktury energetycznej dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw tych nośników w perspektywie docelowej.

Sporządzanie długoterminowych prognoz zapotrzebowania na nośniki energii odgrywa ważną rolę w planowaniu budowy przyszłych jednostek wytwórczych, a więc w prognozowaniu przyszłej produkcji, a także rozwoju sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Określenie wielkości maksymalnego zapotrzebowania stanowi więc istotny element odpowiedniego zarządzania energetycznym.

Niniejsza prognoza wykonana została na podstawie analizy aktualnych dokumentów dotyczących planowania energetycznego przyjętych w wybranych gminach - założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe [...]. Miała na celu oddanie możliwości realizacji założeń Polityki energetycznej Polski do roku 2030, w województwie dolnośląskim, która obowiązywała w momencie sporządzania niniejszej prognozy. Zakładano, że włączanie się władz regionalnych, w tym przypadku na szczeblu wojewódzkim, jest istotnym elementem wspomagania realizacji polityki energetycznej kraju. Tym samym zasadne jest stwierdzenie, że poprawne sporządzenie prognozy na szczeblu wojewódzkim wymaga odpowiedniego planowania i prognozowania na szczeblu powiatowym oraz gminnym. Podejście to pozwala określić zapotrzebowanie na nośniki energii z uwzględnieniem specyfiki regionu, planowanych inwestycji w poszczególnych gminach czy możliwości finansowych na inwestycje. Dane uzyskane z analizy omawianych dokumentów zostały następnie ekstrapolowane na całe województwo z uwzględnieniem opisanych dalej zasad i współczynników.

Analizowane dokumenty dostarczyły dane dotyczące 41 spośród 169 gmin znajdujących się na terenie województwa dolnośląskiego. Zajmują one 24% powierzchni całkowitej województwa, są zamieszkałe przez 61% ogółu mieszkańców województwa, a na ich terenie znajduje się 61% wszystkich mieszkań, które stanowią 62% powierzchni użytkowej wszystkich mieszkań w obszarze województwa.

Opierając się na zapisach przyjętych w nieaktualnej Polityce energetycznej Polski do roku 2030¹²⁷ należy stwierdzić, że najważniejszymi elementami polityki energetycznej realizowanymi na szczeblu gminnym powinny być:

- dążenie do oszczędności paliw i energii w sektorze publicznym poprzez realizację działań określonych w Krajowym Planie Działań na rzecz efektywności energetycznej,
- maksymalizacja wykorzystania istniejącego lokalnie potencjału energetyki odnawialnej, zarówno do produkcji energii elektrycznej, ciepła, chłodu, produkcji skojarzonej, jak również do wytwarzania biopaliw ciekłych i biogazu,

¹²⁷ Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.

- zwiększenie wykorzystania technologii wysokosprawnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w układach skojarzonych, jako korzystnej alternatywy dla zasilania systemów ciepłowniczych i dużych obiektów w energię,
- rozwój scentralizowanych lokalnie systemów ciepłowniczych, który umożliwia osiągnięcie poprawy efektywności i parametrów ekologicznych procesu zaopatrzenia w ciepło oraz podniesienia lokalnego poziomu bezpieczeństwa energetycznego,
- modernizacja i dostosowanie do aktualnych potrzeb odbiorców sieci dystrybucji energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem modernizacji sieci wiejskich i sieci zasilających tereny charakteryzujące się niskim poborem energii.

Wymienione kierunki tylko częściowo wpisują się w aktualnie stawiane cele, ujęte w obowiązującej Polityce energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040).

Metoda obliczeń oraz główne czynniki determinujące wzrost zużycia energii.

Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe oparte zostały o dane pochodzące z dokumentów dotyczących planowania energetycznego, przygotowanych w 41 gminach w województwie dolnośląskim - założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (...).

Prognozy te różnią się dla każdej z analizowanych gmin ze względu na unikalną charakterystykę każdej z nich. Do czynników mających istotny wpływ na poziom i kierunki zmian zapotrzebowania na nośniki energii i ich dostępność należą:

- określenie przyrostu zapotrzebowania dla nowej zabudowy,
- intensywność działań proefektywnościowych,
- pojawianie się nowych technologii w budownictwie,
- wymuszanie zmiany zachowań w sferze korzystania ze środowiska,
- pojawianie się nowych trendów i preferencji w korzystaniu z nowych technologii wytwarzania i wykorzystania energii.

Na cele niniejszej analizy założono, że analizowane 41 gmin stanowi grupę reprezentatywną, na którą składają się zarówno gminy miejskie, wiejskie jak i miejsko – wiejskie. Dodatkowo prognozy poszczególnych gmin różniły się zakresem i szczegółowością prezentowanych danych. W związku z powyższym wszystkie uzyskane dane należało odpowiednio zagregować, a następnie ujednolicić poprzez odpowiednie wyznaczenie brakujących informacji w poszczególnych gminach. Na przykład w przypadku podania prognozy tylko dla lat 2020, 2025, 2030 wartości pośrednie wyliczane były w sposób liniowy. W przypadku całkowitego braku informacji dotyczącego danego nośnika energii w danej gminie, został on oszacowany z wykorzystaniem średniego wskaźnika przeliczeniowego, wynikającego z danych z pozostałych gmin. W przypadku zapotrzebowania na ciepło średni wskaźnik wyznaczono w GJ/m² powierzchni użytkowej, dla energii elektrycznej w kWh/os., a gazu w m³/mieszkanie. Po odpowiednim ujednoliceniu zebranych danych zostały one ekstrapolowane na cały obszar województwa dolnośląskiego.

W celu określenia zużycia energii elektrycznej do roku 2030 wykorzystane zostały prognozy dotyczące zużycia energii elektrycznej w poszczególnych gminach. W celu oszacowania zużycia energii elektrycznej w poszczególnych gminach wykorzystano dane przesłane przez operatora sieci dystrybucyjnej oraz dane Głównego Urzędu Statystycznego. Prognozy przygotowano w oparciu o analizy i oszacowania własne, korzystając również z prognozy krajowego zapotrzebowania na energię do 2030 r. Prognozowane zmiany zapotrzebowania na energię elektryczną różniły się w poszczególnych gminach ze względu na przyjęte w danej gminie założenia dotyczące:

- cen energii elektrycznej,
- tempa zmiany liczby ludności,
- zmian w wyposażeniu gospodarstw domowych w sprzęt AGD i RTV,
- rozwoju sektora usług i produkcyjnego,
- rozwoju produkcji rolnej i infrastruktury technicznej gospodarstw rolnych,

- rozwoju turystyki,
- efektów racjonalizacji zużycia energii elektrycznej.

Dane dotyczące prognoz wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w każdej z analizowanych gmin zostały następnie estymowane dla każdego roku z analizowanego okresu. Pozwoliło to wyznaczyć współczynniki wzrostu zapotrzebowania w poszczególnych latach, które przełożone zostały na wzrost zapotrzebowania dla całego województwa dolnośląskiego. Za dane bazowe do prognozy dla województwa posłużyły dane GUS dotyczące zużycia energii elektrycznej w województwie dolnośląskim.

Dynamika wzrostu zapotrzebowania na moc i ciepło ma ścisły związek z dynamiką rozwoju ludności i jej dążenia do poprawy warunków funkcjonowania, co pociąga za sobą rozwój budownictwa mieszkaniowego, usługowego i przemysłu na terenie województwa. W większości gmin zapotrzebowanie na ciepło określono na podstawie powierzchni użytkowej mieszkań oraz pozostałych budynków znajdujących się na terenie danej gminy i przyjętego współczynnika potrzebnego na ogrzanie m² powierzchni użytkowej. Metoda ta niesie ze sobą sporo uogólnień, takich jak stopień termomodernizacji budynków na terenie gminy czy paliwo wykorzystywane do produkcji ciepła. Pozyskanie bardziej szczegółowych informacji wymagałoby przeprowadzenia dokładnej ankietyzacji gospodarstw domowych, budynków użyteczności publicznej oraz zakładów przemysłowych.

Zmiany zapotrzebowania na ciepło w najbliższej perspektywie wynikać będą z przewidywanego rozwoju zabudowy w analizowanych gminach, jak również z działań modernizacyjnych istniejących obiektów związanych z racjonalizacją użytkowania energii. Wśród działań racjonalizujących zużycie energii cieplnej wyróżnić należy przeprowadzenie działań termomodernizacyjnych takich jak: ocieplenie budynków mieszkalnych, wymiana nieefektywnych źródeł ciepła na bardziej efektywne, zmiana paliwa użytkowanego do produkcji ciepła na bardziej ekologiczne, a także rozwój sieci ciepłowniczej na terenie województwa. Prognoza zmian zapotrzebowania na energię cieplną była różna w każdej z analizowanych gmin ze względu na oszacowane możliwości wdrożenia powyższych działań na jej terenie.

Oszacowane zapotrzebowanie na ciepło w poszczególnych gminach, a także jego prognoza na poszczególne lata zostały ekstrapolowane na obszar całego województwa z wykorzystaniem danych dotyczących powierzchni użytkowej mieszkań.

Zmiany zapotrzebowania na paliwa gazowe będą również wynikać ze sposobu zagospodarowania terenów. Wzrost zapotrzebowania będzie natomiast wynikać z powstawania nowych budynków oraz rozwoju działalności gospodarczej i usługowej. Możliwy jest także dynamiczny wzrost zapotrzebowania w sektorze przemysłu, w przypadku powstania zakładów konsumujących duże ilości paliw gazowych, jednakże są to zdarzenia trudne do zaprognozowania i pomijane na potrzeby przeprowadzanych analiz.

Zapotrzebowanie na gaz do roku 2030 dla województwa dolnośląskiego wyznaczone zostało analogicznie do metody zastosowanej przy prognozowaniu zużycia ciepła i energii elektrycznej. Prognozy sporządzone w analizowanych gminach pozwoliły wyznaczyć współczynnik wzrostu zużycia dla poszczególnych lat, a następnie sporządzić prognozę dla całego województwa. Za dane bazowe do prognozy dla województwa posłużyły dane GUS dotyczące zużycia paliw gazowych w województwie dolnośląskim.

Prognoza zapotrzebowania na paliwa na cele transportowe została opracowana natomiast w oparciu o dane GUS BDL dotyczące pojazdów zarejestrowanych w województwie dolnośląskim według rodzajów stosowanego paliwa, w tym benzyny, oleju napędowego, gazu (LPG) oraz grupy tzw. „pozostałych”. Wśród grupy tej można zaliczyć następujące rodzaje paliwa:

- mieszanka (paliwo-olej),
- gaz ziemny sprężony (metan),
- wodór,
- gaz ziemny skroplony (metan),

- biodiesel,
- etanol,
- energia elektryczna,
- inne.

Do wyliczenia posłużyły dane z roku 2019 (dla porównania pobrano również dane z lat 2015-2018 w celu weryfikacji kierunku zmian – brak starszych danych) dot. liczby pojazdów zarejestrowanych w województwie dolnośląskim. Prognozę przeprowadzono zgodnie z zaleceniami Generalnej Dyrekcji Dróg Krajowych i Autostrad¹²⁸ opierając się na wyznaczeniu wskaźników wzrostu ruchu wewnętrznego (które dla pojazdów osobowych i ciężarowych wyliczono w oparciu o prognozy wskaźnika wzrostu PKB odpowiedniego dla województwa dolnośląskiego oraz współczynnika elastyczności „We”).

W następnej kolejności założono w oparciu o dane statystyczne (GUS), dane Instytutu transportu samochodowego¹²⁹, dane KOBIZE¹³⁰ oraz wiedzę ekspercką wartości w odniesieniu do analizowanych grup pojazdów:

- średniego przebiegu rocznego,
- średniego spalania,
- masy właściwej paliw,
- wartości opałowych paliw.

Na podstawie powyższych danych w pierwszej kolejności wyznaczono prognozę liczby samochodów do 2030 r. a następnie zapotrzebowanie na paliwa transportowe.

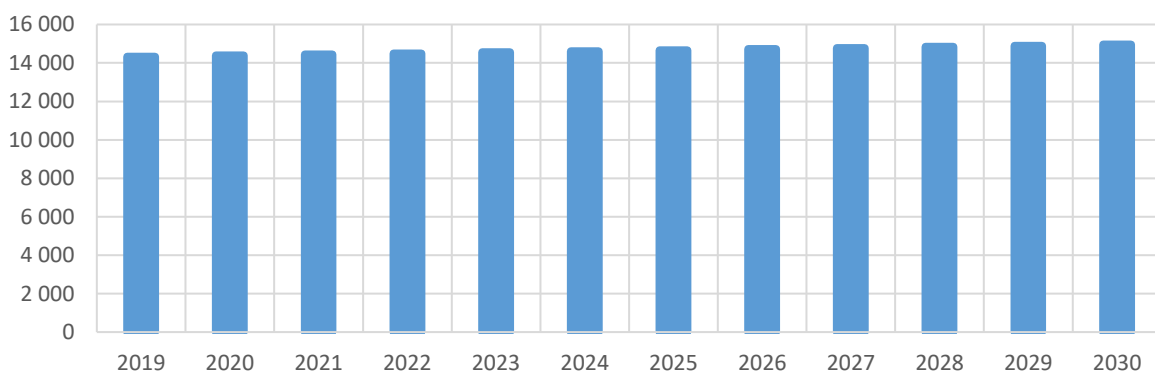
W analizie nie uwzględniono ciągników siodłowych (których liczbę podaje GUS) z powodu braku danych o średnim spalaniu i średnim przebiegu rocznym. Z powodu braku danych nie uwzględniono również pojazdów niezarejestrowanych w województwie dolnośląskim, a mianowicie pojazdów obsługujących ruch tranzytowy i turystów.

Analizę prognozy paliw transportowych wzbogacono o dodatkowy scenariusz promujący zwiększenie liczby samochodów elektrycznych i hybrydowych kosztem samochodów na olej opałowy i benzynę.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Poniżej przedstawiono prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną do roku 2030 wykorzystaniem algorytmu, opisanego w rozdziale opisującym zastosowaną metodę obliczeń.

Wykres 43. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną dla województwa dolnośląskiego w latach 2020 – 2030 [GWh]



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

¹²⁸ https://www.gddkia.gov.pl/userfiles/articles/p/pismo-przewodnie-z-dnia-15032007_4423/Zalacznik_2_Zasady_prognozowania_wskaźnikow_wzrostu_2008-2040.pdf, dostęp 24.11.2020

¹²⁹ Waśkiewicz J., Pawlak P. Prognozy eksperckie zmian aktywności sektora transportu drogowego (w kontekście ustawy o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji), Instytut Transportu Samochodowego, Zakład Badań Ekonomicznych, wrzesień 2017

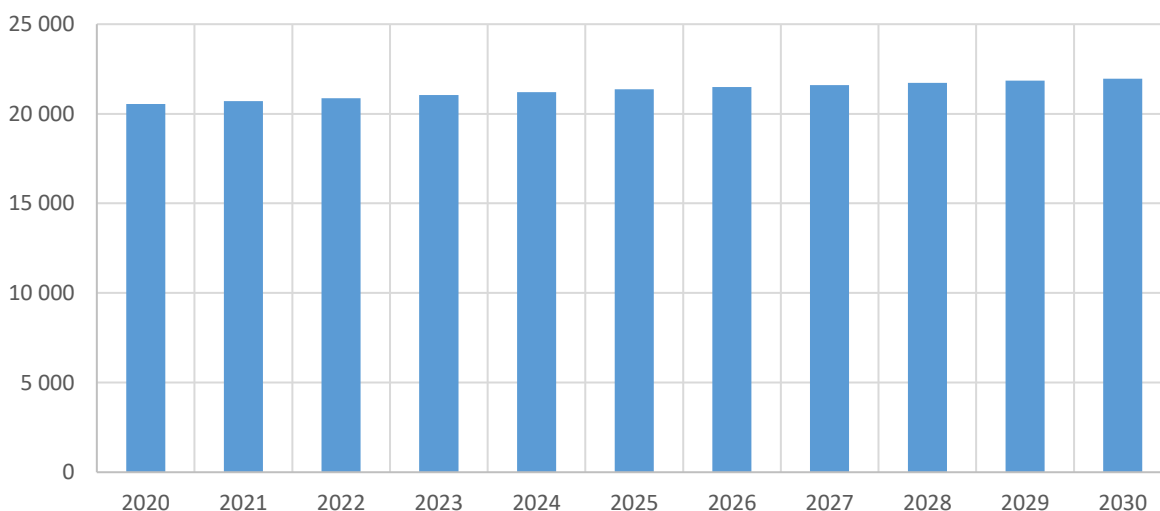
¹³⁰ https://www.kobize.pl/uploads/materialy/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2019.pdf, dostęp 24.11.2020

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną obserwowany na powyższym wykresie spowodowany będzie głównie rozwojem przemysłu na terenie województwa dolnośląskiego, a także poprzez wzrastające zużycie energii przypadające na jednego mieszkańca. Spowodowane jest to coraz większym wykorzystaniem sprzętów elektrycznych w gospodarstwach domowych. Równocześnie tendencja ta będzie tylko częściowo równoważona poprzez spadającą liczbę mieszkańców na terenie województwa, a także powszechniejsze stosowanie energooszczędnego sprzętu RTV i AGD. Przewiduje się, że wzrastające koszty energii elektrycznej mobilizują do oszczędnego zużycia energii i stosowania energooszczędnych i efektywnych energetycznie rozwiązań w przedsiębiorstwach i gospodarstwach domowych.

Zapotrzebowanie na ciepło

Poniżej przedstawiono prognozę zapotrzebowania na ciepło do roku 2030 z wykorzystaniem algorytmu opisanego w rozdziale opisującym zastosowaną metodę obliczeń.

Wykres 44. Prognoza zapotrzebowania na ciepło dla województwa dolnośląskiego w latach 2020 – 2030 [GWh]



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

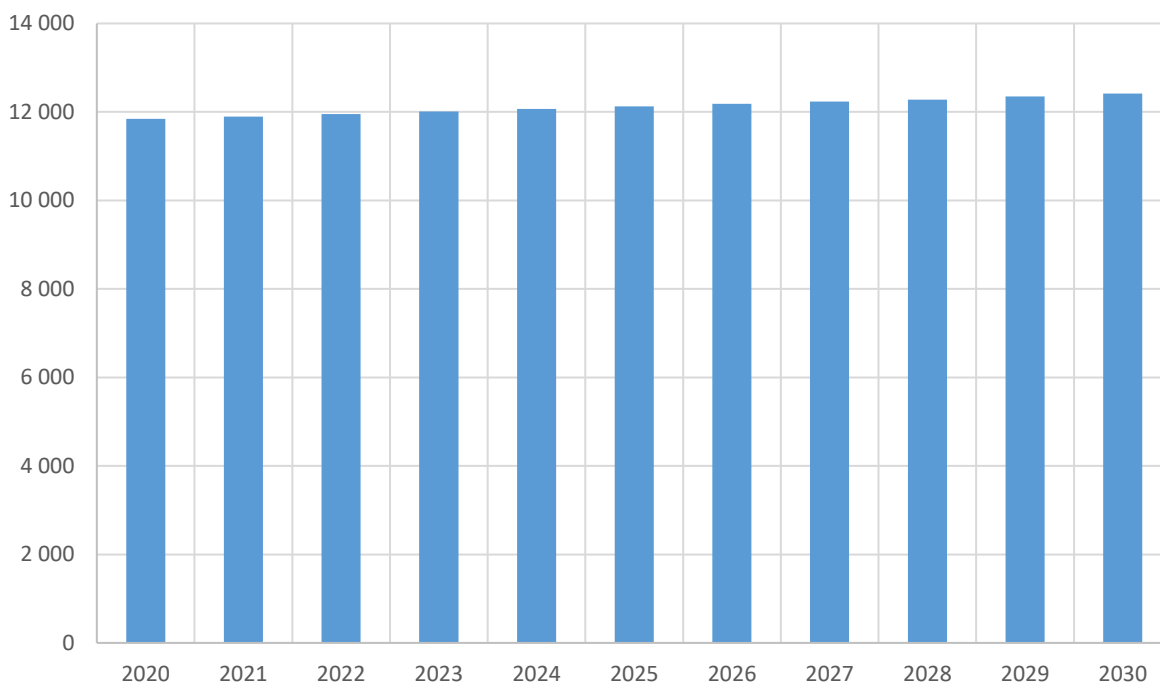
Powyższy wykres ukazuje **niewielki wzrost zapotrzebowania na ciepło** dla odbiorców końcowych. Dynamika wzrostu zapotrzebowania na moc i ciepło ma ścisły związek z dynamiką rozwoju ludności i jej dążenia do poprawy warunków funkcjonowania, co pociąga za sobą rozwój budownictwa mieszkaniowego, usługowego i przemysłu na terenie województwa. W większości analizowanych gmin obserwuje się tendencję wzrostu powierzchni użytkowej budynków mieszkalnych oraz wzrost zużycia ciepła w sektorze przemysłowym. Jednocześnie prowadzone są działania termomodernizacyjne mające na celu ograniczenie energochłonności budownictwa na terenie gmin, a w konsekwencji całego województwa. Znoszące się wzajemnie tendencje wzrostu zapotrzebowania na ciepło spowodowanego rozwojem sektora mieszkalnictwa oraz przemysłu, a także działania termomodernizacyjne przyczynią się do spadku zapotrzebowania, powodując prognozowany niewielki wzrost zużycia ciepła do roku 2030.

Działania termomodernizacyjne na terenie województwa przeprowadzane są w zakresie dostosowanym do możliwości finansowych ich właścicieli. Szacowane przyszłe inwestycje w tym zakresie były różne dla każdej z badanych gmin. Wprowadzenie korzystnego systemu wsparcia oraz odpowiedniego systemu kredytowania pozwoliłoby w przyszłości na ożywienie tempa prac. Działania takie mogłyby doprowadzić do spadku zapotrzebowania na ciepło na terenie województwa w perspektywie do roku 2030.

Zapotrzebowanie na paliwa gazowe

Poniżej przedstawiono prognozę zapotrzebowania na paliwa gazowe do roku 2030 z wykorzystaniem algorytmu j.w.

Wykres 45. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe dla województwa dolnośląskiego w latach 2020 – 2030 [GWh]



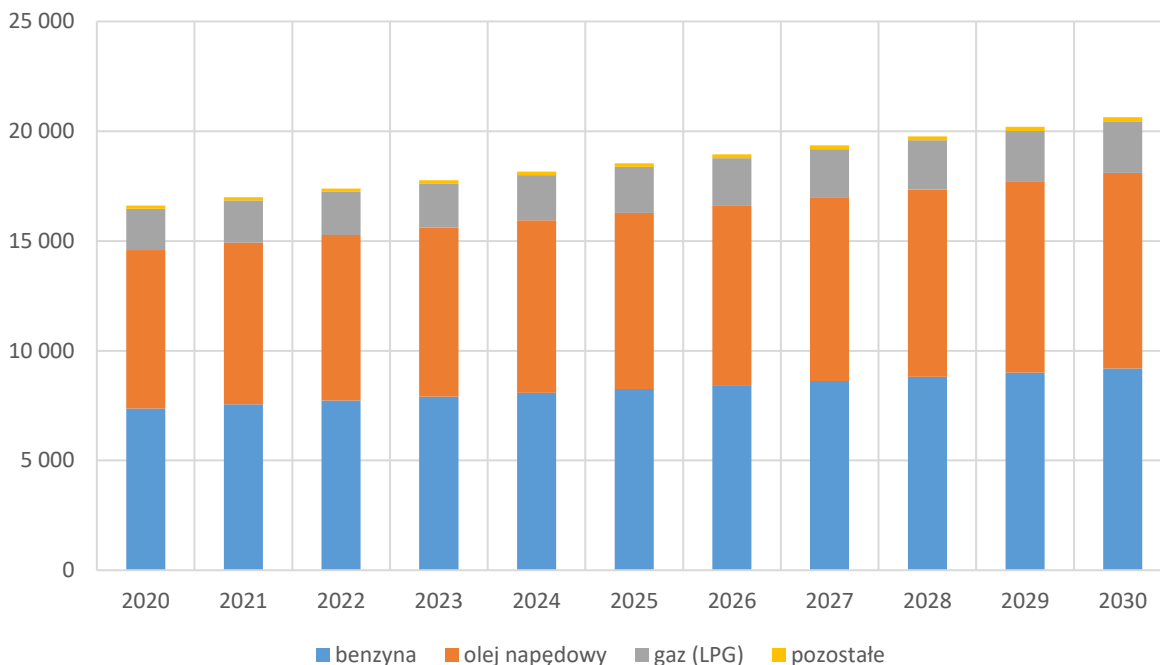
Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Powyższy wykres ukazuje, iż prognoza zużycia paliw gazowych w kolejnych latach **pozostaje na zbliżonym poziomie**, z delikatną tendencją wzrostową. Wzrost ten wynika z założenia, iż zwiększy się liczba gospodarstw domowych korzystających z gazu do celów grzewczych, a sieć zostanie rozbudowana o kolejne miejscowości. Postęp wpłynie na podwyższenie stopy życiowej społeczeństwa oraz zwiększy komfort użytkowania nośników energii, w tym gazu. Nastąpi także przyrost zużycia gazu ziemnego przez odbiorców instytucjonalnych. Jednocześnie wzrost ten równoważony będzie w dużym stopniu poprzez podjęte działania termomodernizacyjne na terytorium województwa. Działania te przełożą się na zmniejszone zapotrzebowanie zużycia paliw gazowych na cele grzewcze. Istotny wpływ będzie miało także wzrastające znaczenie wykorzystania do celów grzewczych rozwiązań alternatywnych, takich jak np. pompy ciepła.

Zapotrzebowanie na paliwa na cele transportowe

Poniżej przedstawiono prognozę **zapotrzebowania na paliwa na cele transportowe** do roku 2030, która jednoznacznie wskazuje na jego **wzrost**.

Wykres 46. Prognoza zapotrzebowania paliw na cele transportowe do 2030 r. [GWh] według danych dla pojazdów zarejestrowanych w województwie dolnośląskim bez uwzględnienia ciągników

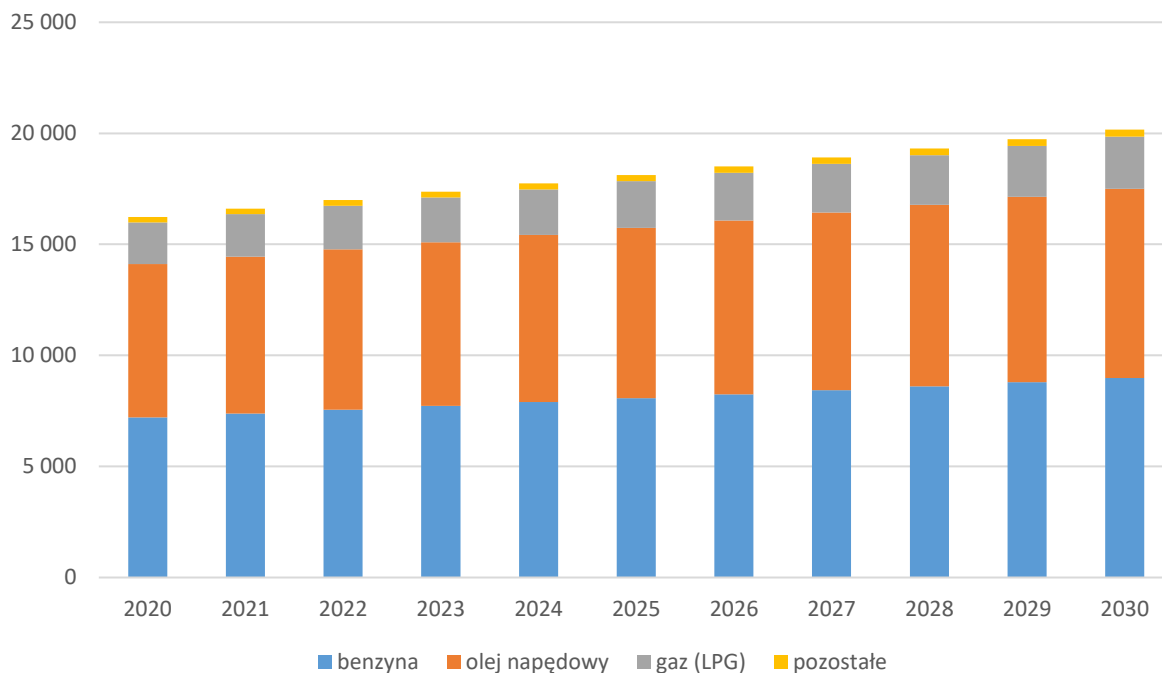


Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Z powyższego wykresu wynika, iż najpopularniejszym paliwem do 2030 r. nadal będzie benzyna oraz olej napędowy. Około pięciokrotnie mniejsze jest i będzie zapotrzebowanie na gaz LPG. Grupa pojazdów na paliwa z grupy pozostałe, jest bardzo mała. Należy jednak mieć na uwadze, że aktualne trendy europejskie i krajowe dążą do zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej na cele transportowe. Z roku na rok wzrasta liczba pojazdów elektrycznych. W 2019 r. w województwie dolnośląskim zarejestrowanych było ponad tysiąc pojazdów o napędzie elektrycznym. Jeżeli realizowane będą programy dofinansowujące zakup pojazdów elektrycznych istnieje szansa, że liczba pojazdów z grupy pozostałe będzie rosła kosztem pojazdów w szczególności na olej napędowy (najmniej ekologiczny, ryzyko dodatkowego podatku), a także na benzynę. W roku 2020 zarejestrowano 75% pojazdów elektrycznych więcej niż w roku 2019, stąd zmiany zachodzące na rynku transportowym są widoczne.

Wyniki analizy zmian w sektorze transportowym przedstawiono na poniższym wykresie, przy założeniu trendu zmian rosnącego zakupu pojazdów elektrycznych kosztem pojazdów na paliwa tradycyjne na poziomie 75% rocznie w przypadku samochodów osobowych, 25% rocznie w przypadku samochodów ciężarowych i 50% rocznie - autobusów.

Wykres 47. Prognoza zapotrzebowania paliw na cele transportowe do 2030 r. przy założeniu zintensyfikowania zakupu pojazdów elektrycznych kosztem pojazdów na paliwa tradycyjne [GWh] według danych dla pojazdów zarejestrowanych w województwie dolnośląskim bez uwzględnienia ciągników



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Na podstawie powyższego wykresu można stwierdzić, że pomimo zintensyfikowania rozwoju rynku samochodów o napędzie elektrycznym liczba pojazdów na paliwa tradycyjne jest tak duża, że do roku 2030 nie jest możliwe zdominowanie rynku przez pojazdy elektryczne.

2.2. PROGNOZA POZYSKANIA ENERGII DO 2030 R. I MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA PALIW KOPALNYCH

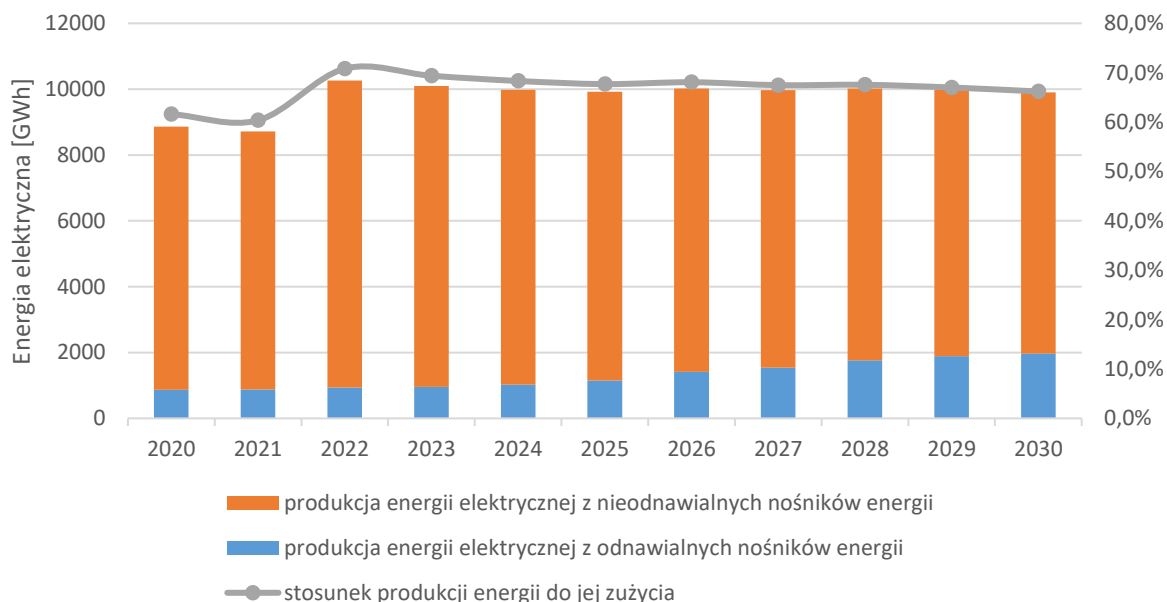
Wykorzystanie paliw kopalnych, ze względu na skutki środowiskowe związane z emisjami podczas ich spalania oraz degradację obszarów wydobywania, musi zostać ograniczone i zastąpione innymi paliwami, których wykorzystanie będzie zgodnie z aktualnymi globalnymi celami polityki klimatyczno-energetycznej. W rozdziale dotyczącym uwarunkowań prawnych, zawierającym analizę obowiązujących aktów prawnych UE, szczegółowo opisane zostały ograniczenia dla dalszego stosowania paliw kopalnych.

Prognozy dla wykorzystania paliw kopalnych zostały ujęte w dziale nr IV (rozdział 1. podrozdział 1.2. Moc, produkcja oraz zużycie energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła) dotyczącym prognozy wielkości pozyskania energii do 2030 r.

Prognoza pozyskania energii elektrycznej

Prognoza pozyskania energii elektrycznej do 2030 r. została przedstawiona z uwzględnieniem podziału na źródła, na podstawie planowanego zużycia, z wykorzystaniem przeanalizowanych trendów rozwoju sektora energetycznego oraz importu energii spoza województwa.

Wykres 48. Prognoza produkcji energii elektrycznej i przewidywany udział produkcji energii elektrycznej do jej zużycia na terenie województwa dolnośląskiego na lata 2020-2030



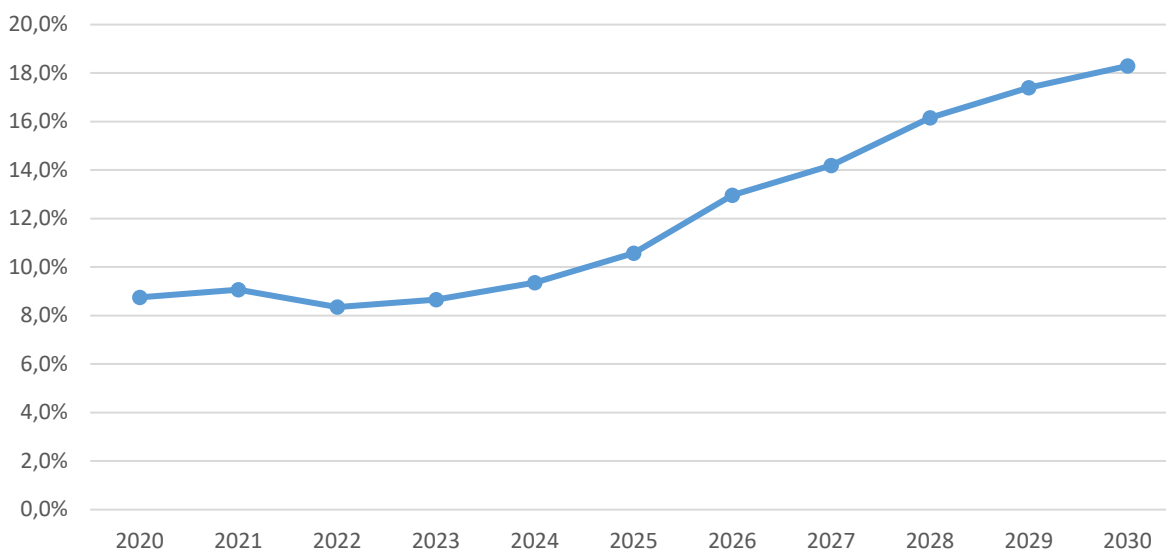
Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Na wykresie powyżej (**Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**) przedstawiono prognozowaną produkcję energii elektrycznej w województwie dolnośląskim. Przewidywany skok produkcji energii elektrycznej w roku 2022 związany jest z oddaniem nowego bloku w Elektrowni Turów. W kolejnych latach przewidywana jest podobna jak w poprzednich latach (2009-2019) tendencja spadkowa produkcji energii. Jednocześnie prognozowany jest stale rosnący udział produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych kosztem nieodnawialnych nośników energii. Jest to związane nie tylko dotychczasową tendencją, ale również zakładaną transformacją energetyki w kierunku nisko- i zeroemisyjnym.

Na przestrzeni najbliższych lat zauważalne będzie stopniowe odchodzenie od węgla, który obecnie jest głównym paliwem wykorzystywanym do produkcji energii w Polsce. Wprost przeciwnie do spadającego wykorzystania węgla w latach 2020-2030 przewiduje się znaczny rozwój instalacji fotowoltaicznych, zwłaszcza mikroinstalacji. Prognozę udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji

energii elektrycznej na terenie województwa dolnośląskiego na lata 2020-2030 przedstawiono na poniższym wykresie (**Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**).

Wykres 49. Prognoza udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej na terenie województwa dolnośląskiego na lata 2020-2030 przy założeniu rozwoju sektora instalacji fotowoltaicznych

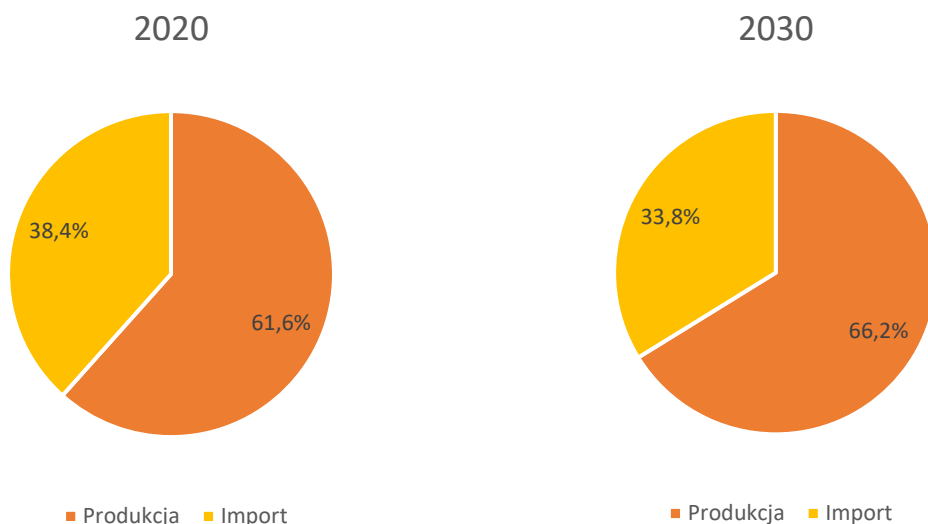


Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Przewiduje się, że rozwój ten będzie dodatkowo wzmocniony dzięki zwiększeniu pomocy finansowej w tym sektorze w nadchodzących latach.

Określając wielkość energii produkowanej i importowanej w województwie dolnośląskim przewiduje się zmiany zgodnie z poniższym wykresem (**Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**).

Wykres 50. Udział procentowy pozyskiwania energii elektrycznej z produkcji w województwie dolnośląskim i z importu w roku 2020 i 2030.



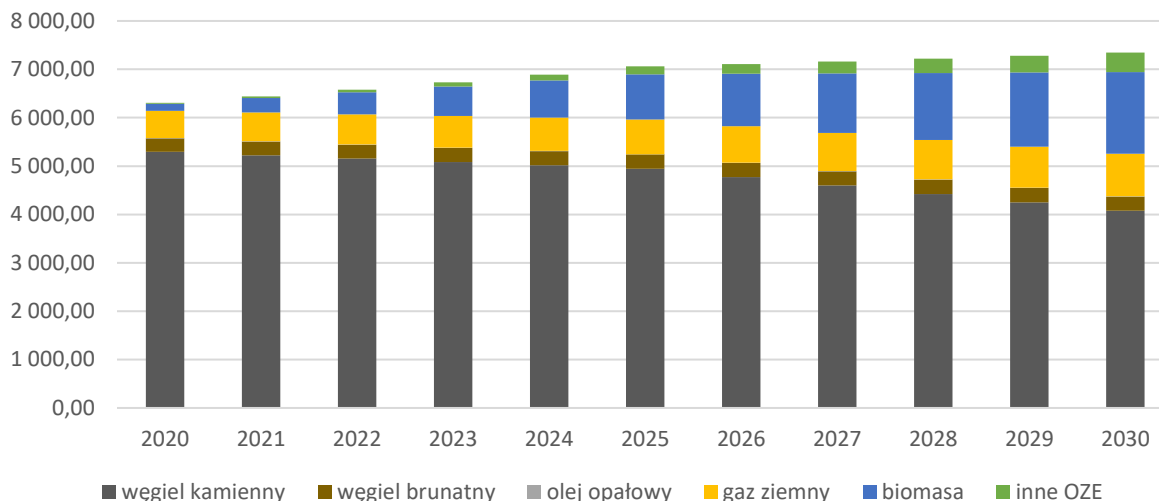
Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

W związku z otwarciem nowego bloku w Elektrowni Turów oraz zwiększeniem produkcji energii odnawialnej w źródłach lokalnych prognozuje się, że w 2030 ilość energii wyprodukowanej na Dolnym Śląsku będzie większa niż 2019 r. i osiągnie ok. 66%.

Prognoza pozyskania ciepła

Prognoza pozyskania ciepła do 2030 r. została opracowana na podstawie planowanego zużycia z wykorzystaniem przeanalizowanych trendów rozwoju sektora ciepłownictwa (~~Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.~~).

Wykres 51. Prognoza produkcji ciepła systemowego w województwie dolnośląskim w latach 2020 – 2030 [GWh]

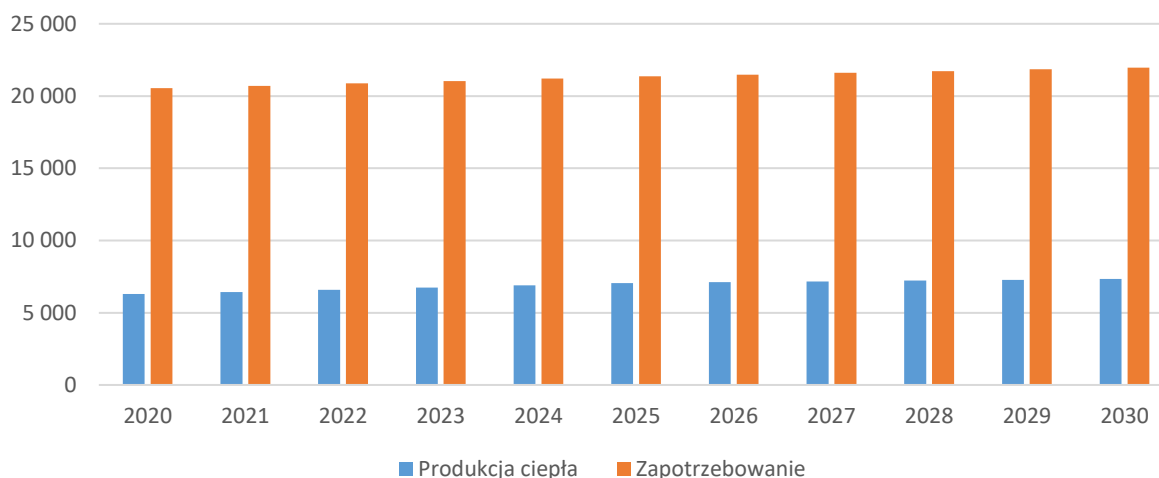


Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Prognoza produkcji ciepła sieciowego w województwie dolnośląskim oparta została o Załącznik 2 do Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. **Przy wykonywaniu prognozy założony został spadek udziału węgla kamiennego oraz brunatnego wprost proporcjonalny do prognozowanego dla całego kraju.** Jednocześnie założono wzrost udziału biomasy oraz innych źródeł OZE do poziomu 28,4% do roku 2030. Założenia te mają na celu wspomóc realizację celów polityki energetycznej Polski. Za punkt wyjściowy dla obliczeń przyjęte zostały dane GUS dotyczące produkcji ciepła systemowego w roku 2019.

Poniżej (Wykres 52) przedstawiono również wielkość produkcji ciepła systemowego oraz zapotrzebowania na ciepło w województwie dolnośląskim w latach 2020–2030.

Wykres 52. Produkcja ciepła systemowego w województwie dolnośląskim oraz zapotrzebowanie na ciepło końcowe w latach 2020 – 2030 [GWh]



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Prognozowana produkcja ciepła systemowego pokrywa około 1/3 całkowitego zapotrzebowania na końcową energię cieplną w województwie. Pozostała energia pochodzi z domowych instalacji i kotłowni zaopatrujących gospodarstwa domowe w ciepło. W większości oparte są one na spalaniu węgla oraz innych paliw stałych takich jak ekogroszek, niemniej jednak przewiduje się wzrost udziału instalacji gazowych oraz pomp ciepła, zgodnie z zapisami wynikającymi z tzw. uchwał antysmogowych.

Prognoza pozyskania paliw gazowych

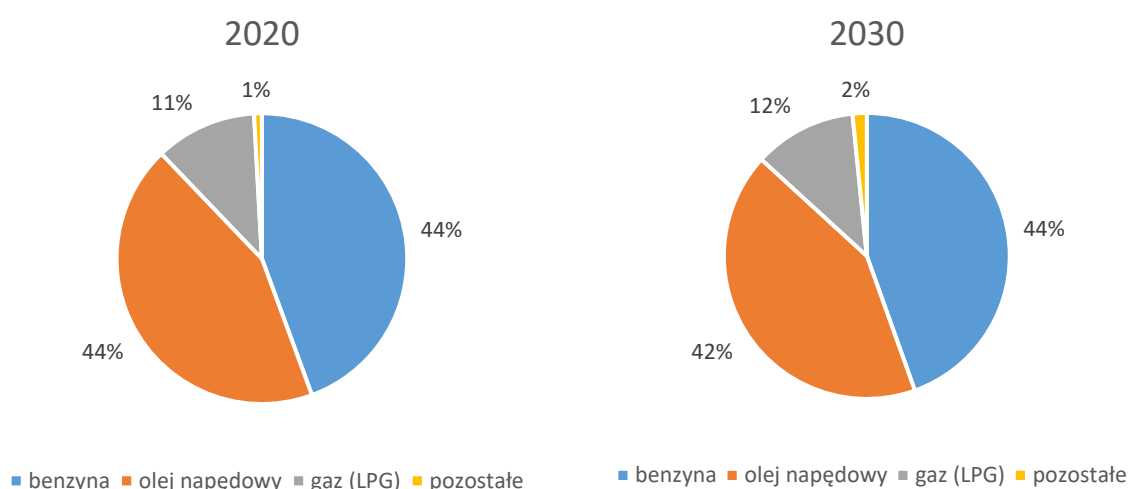
Paliwa gazowe wykorzystywane na Dolnym Śląsku są w większości importowane do województwa i opierają się na zasobach przekazywanych przez istniejącą infrastrukturę systemu gazowego, który zarówno w całej Polsce jak i w regionie, posiada rezerwy zdolności przesyłowej gazu. W związku z tym można założyć, iż nawet na obecnie przy prognozowanym wzroście zapotrzebowania na paliwa gazowe w województwie dolnośląskim zostanie zapewniona ciągłość dostaw. Należy jednak pamiętać, że gaz ziemny jest jedynie paliwem przejściowym w dążeniu do neutralności klimatycznej.

Prognoza pozyskania paliw na cele transportowe

Prognoza pozyskania paliw na cele transportowe do 2030 r. została opracowana na podstawie planowanego zużycia z wykorzystaniem przeanalizowanych trendów zmian w sektorze transportowym i nie będzie się znacznie różniła od struktury źródeł pozyskiwania energii w 2019 r. Nie przewiduje się zmian w produkcji paliw ciekłych – dalej będą one importowane do województwa.

Na przestrzeni najbliższych lat na pewno będą następowały zmiany polegające na zwiększeniu wykorzystania energii elektrycznej i biopaliw w transporcie. Jeżeli na rynku będzie przyrastała liczba pojazdów elektrycznych w tempie, które obserwowane jest w ostatnich kilku latach, prognozowany udział wykorzystania poszczególnych rodzajów paliw w sektorze transportu będzie prezentował się jak na poniższych wykresach.

Wykres 53. Udział procentowy wykorzystania różnego rodzaju paliw w 2020 i w 2030 r.



Źródło: „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło” Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Przyrost pojazdów elektrycznych i na biopaliwa o 75% rocznie (w porównaniu do roku poprzedniego) w przypadku samochodów osobowych, 25% rocznie w przypadku samochodów ciężarowych i 50% rocznie autobusów spowoduje przyrost na poziomie zaledwie 1% wykorzystania energii elektrycznej i biopaliw przez sektor transportowy. Prognozuje się również niewielkie zwiększenie udziału pojazdów na LPG. Pojazdy elektryczne, na biopaliwa i na LPG, jako mniej oddziałujące na środowisko, mogą wypierać z rynku pojazdy na olej napędowy. Jednakże liczba pojazdów na benzynę i olej napędowy jest tak duża, iż nie wpłynie to znacząco na zmiany w sektorze transportowym.

Prognozowane zmiany mogą wpłynąć na wzrost wykorzystania energii wytwarzanej lokalnie, tj. produkcję energii elektrycznej do zasilania pojazdów przez małe instalacje odnawialnych źródeł

energii, czy też zwiększenie produkcji lub przekierowanie wykorzystania biopaliw wyprodukowanych na terenie województwa.

2.3. Ocena zasobów i potencjału rozwoju odnawialnych źródeł energii, wykorzystania odpadów na cele energetyczne oraz ciepła odpadowego

Prawodawstwo unijne zmierza w kierunku eliminacji węglowodorów i zastąpienia paliw kopalnych technologiami wykorzystującymi energię odnawialną (wiatr, słońce). Wykorzystanie OZE na cele energetyczne ma kluczowe znaczenie w osiągnięciu neutralności klimatycznej UE do 2050 r. Regulacje w tym zakresie zostały określone w dokumentach unijnych i krajowych.

Regulacje unijne

Rada¹³¹ (wniosek z dnia 11 maja 1999 r.) i Parlament Europejski (rezolucja z dnia 17 czerwca 1998 r.), w sprawie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), zwróciły się do Komisji o przedłożenie konkretnej propozycji w sprawie dostępu energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii dla rynku wewnętrznego. Ponadto Parlament Europejski (rezolucja z dnia 30 marca 2000 r.), w sprawie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i organizacji wewnętrznego rynku energii elektrycznej, podkreślił wagę ambitnych celów w zakresie wykorzystania OZE dla poprawy wyników i osiągnięcia celów klimatycznych Wspólnoty.

Państwa Członkowskie podjęły odpowiednie działania w kierunku zwiększenia zużycia energii elektrycznej wytwarzanej z OZE stosownie do krajowych celów indykatorywnych. Państwa członkowskie zostały zobligowane od 2002 roku do publikacji sprawozdań, w których zostały określone krajowe cele indykatywne w zakresie przyszłego zużycia energii elektrycznej wytwarzanej z OZE w stosunku procentowym do całkowitego zużycia energii elektrycznej w ciągu następnych 10 lat i będą publikowane co pięć lat w okresie późniejszym. W sprawozdaniu określono działania podjęte lub zamierzenia na szczeblu krajowym oraz środki prowadzące do osiągnięcia krajowych celów indykatorywnych. Aby osiągnąć cele Państwa Członkowskie zapewniły zgodność celów z wszelkimi zobowiązaniami krajowymi podjętymi w kontekście zobowiązań wynikających ze zmiany klimatu przyjętych przez Wspólnotę na mocy Protokołu z Kyoto do Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych o zmianach klimatycznych.

Kontrola¹³² zużycia energii w Europie oraz zwiększone stosowanie energii ze źródeł odnawialnych wraz z oszczędnością energii i zwiększoną efektywnością energetyczną stanowią istotne elementy pakietu środków koniecznych do redukcji emisji gazów cieplarnianych i spełnienia postanowień Protokołu z Kioto w sprawie zmian klimatu. Ponadto kontrola ma badać wywiązywanie się z innych wspólnotowych i międzynarodowych zobowiązań w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, wykraczających poza rok 2012. Prowadzenie analiz ma również duże znaczenie dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii, wspierania rozwoju technologicznego i innowacji, a także dla tworzenia możliwości zatrudnienia i możliwości rozwoju regionalnego, zwłaszcza na obszarach wiejskich i odizolowanych.

W komunikacie Komisji z dnia 10 stycznia 2007 r. - „Mapa drogowa na rzecz energii odnawialnej — Energie odnawialne w XXI wieku: budowanie bardziej zrównoważonej przyszłości” wykazano, że cel przewidujący 20% udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii i 10% udział energii ze źródeł odnawialnych w transporcie do roku 2020 są celami odpowiednimi i osiągalnymi. Ramy prawne zawierające cele powinny zapewnić przedsiębiorstwom długotrwałą pewność potrzebną do dokonywania trwałych inwestycji w sektorze energii odnawialnej. Rozwój OZE ma zmniejszyć

¹³¹ DYREKTYWA 2001/77/WE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych

¹³² DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE

zależność od importowanych paliw kopalnych oraz zwiększyć rozwój nowych technologii energetycznych. Realizacja celu, w zakresie poprawy efektywności energetycznej (20%) do roku 2020 określona w komunikacie Komisji z dnia 19 października 2006 r. - „Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii: sposoby wykorzystania potencjału”, została poparta przez Radę Europejską w marcu 2007 r. oraz przez Parlament Europejski w jego rezolucji z dnia 31 stycznia 2008 r.

Potencjał poszczególnych państw członkowskich w zakresie rozwoju energii odnawialnej i ich struktura wytwarzania (tzw. mix energetyczny) są różne. Dlatego konieczne było przełożenie całkowitego celu wspólnotowego na poziomie 20% na cele indywidualne dla poszczególnych państw członkowskich. Przy określeniu celów indywidualnych należało uwzględnić odpowiedni rozdział zobowiązań dostosowując je do zróżnicowanych punktów wyjścia i potencjałów państw członkowskich (obecny udział OZE oraz miks energetyczny). Należało tego dokonać przez rozdzielenie wymaganego całkowitego celu dla UE i zwiększenie udziału wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy państwa członkowskie w oparciu o ważne PKB i punktów wyjściowych (odniesienie do końcowego zużycia energii brutto) oraz wziąć pod uwagę dotychczasowy wysiłek państw członkowskich w zakresie zwiększania wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych.

Niniejsza dyrektywa ustanowiła wspólne ramy dla promowania energii ze źródeł odnawialnych. Określiła ona krajowe cele ogólne w odniesieniu do całkowitego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto i w odniesieniu do udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie. Ustanowiła zasady dotyczące: przekazywania energii między państwami członkowskimi, wspólnych projektów między nimi i z państwami trzecimi, gwarancje pochodzenia, procedury administracyjne, informacje i szkolenia oraz możliwości przekazania energii ze źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej. Określiła również kryteria zrównoważonego rozwoju dla biopaliw i biopłynów. W Załączniku I¹³³ udział OZE dla Polski do 2020 roku został określony na poziomie 15%.

Cel udziału OZE na rok 2030 został uzgodniony na poziomie 32%. Dokument „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu 2021-2030” (KPEiK 2030) został przekazany Komisji Europejskiej (KE) w styczniu 2019 r. określił udział OZE na poziomie 21%. KE, w czerwcu 2019 roku, wniosła uwagi i określiła cel na minimalnym poziomie 25%. Druga wersja KPEiK 2030 przekazana przez Polskę (grudzień 2019 r.) wyznaczyła udział OZE na poziomie 21-23%. Przy czym wzrost do 23% został warunkowany dodatkowymi środkami budżetu UE.

Dyrektywa 2006/32/WE nakłada na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia¹³⁴, by odbiorcy końcowi zostali wyposażeni – po konkurencyjnych cenach – w indywidualne liczniki, które będą odpowiednio odzwierciedlały ich rzeczywiste zużycie energii i podawały informacje na temat rzeczywistego czasu zużycia.

Dyrektywy 2009/72/WE i 2009/73/WE nakładają na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych wspomagających aktywne uczestnictwo odbiorców w rynkach dostaw energii elektrycznej i gazu.

Niniejsza dyrektywa (2012/27/UE) ustanowiła wspólną strukturę ramową dla środków służących wspieraniu efektywności energetycznej w Unii, aby zapewnić osiągnięcie głównego unijnego celu zakładającego zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do 2020 r., a także stworzyć warunki dla dalszego polepszania efektywności energetycznej po wspomnianej dacie docelowej. Jednoznacznie zdefiniowano pojęcie „efektywności energetycznej” co oznacza stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii.

¹³³ DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE

¹³⁴ DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE

Każde państwo członkowskie ustaliło orientacyjną krajową wartość docelową w zakresie efektywności energetycznej (w %) w oparciu o swoje zużycie energii pierwotnej lub końcowej, oszczędność energii pierwotnej lub końcowej albo energochłonność. Państwa członkowskie powiadamiają o tych wartościach docelowych Komisję zgodnie z art. 24 ust. 1 i załącznikiem XIV część 1. Wartości docelowe mają również być pokazane w wartościach bezwzględnych (poziomu zużycia energii pierwotnej i końcowej w roku 2020) i wyjaśnić w jaki sposób i na jakiej podstawie zostały wyliczone.

Unia Europejska¹³⁵ jest światowym liderem w promowaniu i rozwoju energii odnawialnej nadając kierunek staraniom na rzecz przeciwdziałania negatywnym zmianom klimatu. Cel ten chce osiągnąć przez propagowanie przejścia na gospodarkę niskoemisyjną i pobudzenie wzrostu gospodarczego o wysokim potencjale. Jednym z głównych priorytetów politycznych KE jest aby UE stała się największą na świecie potęgą pod względem produkcji energii odnawialnej. Ambicje te powinny obejmować nie tylko cel dotyczący większego wykorzystania energii odnawialnej lecz również rozwój technologii w tym obszarze przez dostarczanie przez europejskie przedsiębiorstwa kluczowych komponentów w Unii i poza nią.

Najbliższy cel do 2020 roku dla UE, zakładający 20-procentowy udział energii odnawialnej w zużyciu energii, opiera się na prawnie wiążących celach krajów członkowskich do 2020 r. Krajowe plany działania w zakresie energii odnawialnych oraz dwuletnie monitorowanie przewidziane w dyrektywie 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych okazały się skuteczne pod względem wspierania przejrzystości dla inwestorów i innych podmiotów gospodarczych i tym samym sprzyjały szybkiemu rozpowszechnianiu i wzrostowi udziału energii odnawialnych z 10,4% w 2007 r. do 17% w 2015 r.

Potrzebne nakłady inwestycyjne dla UE szacuje się na co najmniej 1 bln EUR w latach 2015– 2030 tylko w sektorze wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W związku z tym wzmacnianie zasad prawnych i pewność inwestorów ma kluczowe znaczenie i jest jednym ze szczególnie ważnych celów. Aby rozpatrzyć to we właściwym kontekście, należy zauważyć, że 48,8 mld EUR zainwestowanych w 2015 r. przez UE w energię odnawialną to kwota o 60% niższa niż w 2011 r. Jednak Unia nadal utrzymuje wiodącą pozycję pod względem inwestycji w energię odnawialną na mieszkańca.

W celu wyznaczenia celów indywidualnych zastosowano modele do oceny wariantów strategicznych. Modele te stanowiących podstawę do zastosowania do pakietu klimatyczno-energetycznego na rok 2020 r., a także do ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030. Zestaw modeli obejmuje: PRIMES, PRIMES - TAPEM & PRIMES -TREMOVE, PRIMES Biomass Supply, GAINS, GLOBIOM-G4M, Prometheus i CAPRI powiązane ze sobą w formalny sposób w celu zapewnienia spójności przy opracowywaniu scenariuszy. Wzajemne powiązania są niezbędne, aby ustalić tendencje w zakresie energetyki, energii w transporcie i emisji gazów cieplarnianych, w tym:

- cały system energetyczny (zapotrzebowanie na energię, zaopatrzenie w energię, ceny i inwestycje) oraz całość emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych,
- zasięg czasowy 1990–2050 (w przedziałach 5-letnich),
- zasięg geograficzny: wszystkie państwa członkowskie UE (indywidualnie), państwa kandydujące oraz, w stosownych przypadkach, Norwegia, Szwajcaria oraz Bośnia i Hercegowina,
- skutki: dla energetyki, transportu i przemysłu (PRIMES), rolnictwa, leśnictwa i użytkowania gruntów (GLOBIOM-G4M), dyspersji w atmosferze, zdrowia i ekosystemów (zakwaszanie, eutrofizacja - GAINS); dla makroekonomii w wielu sektorach, (w tym zatrudnienia i opieki społecznej).

W ocenie skutków dotyczącej zrównoważonego charakteru bioenergii wykorzystano EUCO27 jako scenariusz odniesienia i oceniono warianty strategiczne za pomocą dwóch narzędzi modelowania:

- GLOBIOM (globalny ekonomiczny model użytkowania gruntów) i G4M (model dla sektora leśnictwa), które formułują prognozy dotyczące cen surowców, oddziaływania na grunty oraz

¹³⁵ Komunikat KE 2016/767, Bruksela, dnia 23.2.2017 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

emisji gazów cieplarnianych pochodzących z sektora użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa.

- Green-X (model energii odnawialnej w UE) w połączeniu z ArcGIS Network (geoprzestrzenny model dotyczący łańcuchów transportowych biomasy) oraz MULTIREG (model oparty na danych wejściowych/wyjściowych), który modeluje strukturę odnawialnych źródeł energii i surowców bioenergetycznych, a także emisje gazów cieplarnianych z sektora energetycznego, skutki gospodarcze i społeczne, takie jak wartość dodana brutto, inwestycje i miejsca pracy.

Zgodnie z art. 194 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) wspieranie odnawialnych form energii jest jednym z celów unijnej polityki energetycznej¹³⁶. Zwiększone stosowanie energii ze źródeł odnawialnych stanowi istotny element pakietu środków koniecznych do redukcji emisji gazów cieplarnianych i wypełnienia unijnych zobowiązań w ramach „Porozumienia paryskiego” z 2015 roku. „Porozumienie paryskie”, a także realizacja unijnych ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, wyznaczyło cel dla UE, jakim jest zmniejszenie do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40% w stosunku do poziomów z 1990 r (obecnie 55%).

Unijny wiążący cel dotyczący energii odnawialnej na rok 2030 (32%) oraz wkłady państw członkowskich w realizację tego celu ogólnego, w tym ich udziały bazowe w odniesieniu do ich krajowych celów ogólnych określonych na rok 2020, należą do elementów mających nadrzędne znaczenie dla unijnej polityki energetycznej i środowiskowej. Inne elementy rozwijania OZE, umieszczone w niniejszej dyrektywie, dotyczą rozwoju np. chłodzenia z wykorzystaniem energii odnawialnej oraz rozwoju odnawialnych paliw dla transportu.

Niezależnie Komisja będzie oceniać czy tej docelowej wartości nie należy zwiększyć w świetle znacznej redukcji kosztów produkcji energii odnawialnej, międzynarodowych zobowiązań Unii na rzecz obniżenia emisyjności i w przypadku znacznego spadku zużycia energii w państwach Unii. Państwa członkowskie powinny określić swój wkład w osiągnięcie tego celu w swoich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK) zgodnie z procesem określonym w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999.

Krajowe cele wyznaczone na 2020 rok (dyrektywa 2009/28/WE) powinny stanowić minimalny wkład państw członkowskich we wspólny cel na rok 2030. Krajowe udziały energii odnawialnej nie powinny w żadnym wypadku spaść poniżej tego wkładu. Docelowy udział energii ze źródeł odnawialnych (OZE) w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 roku dla Polski został określony na poziomie 15% (Załącznik I¹³⁷). Gdyby tak się nie stało państwo członkowskie powinno zastosować właściwe środki zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2018/1999, aby zapewnić osiągnięcie udziału bazowego. Jeżeli dane państwo członkowskie nie utrzyma swojego udziału bazowego to w ciągu 12 miesięcy od upływu tego okresu powinno ono przyjąć dodatkowe środki służące jego osiągnięcia. W przypadku gdy dane państwo członkowskie skutecznie przyjęło takie dodatkowe środki i spełniło swój obowiązek ponownego osiągnięcia udziału bazowego, należy uznać, że spełniło ono obowiązkowe wymogi w całym odnośnym okresie. Cele dotyczące 2020 roku, jak i 2030 służą realizacji celów środowiskowych i realizacji polityki energetycznej Unii.

Państwa członkowskie wspólnie zapewniają realizację ogólnego celu unijnego na rok 2030, aby udział energii ze źródeł odnawialnych w Unii w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. wyniósł co najmniej 32%. KE dokona oceny realizacji tego celu z myślą o przedłożeniu do 2023 roku wniosku ustawodawczego dotyczącego jego zwiększenia. Wzrost zwiększenia ambicji udziału OZE będzie miał miejsce jeśli koszty produkcji energii odnawialnej ulegną dalszemu obniżeniu i jeśli będzie to konieczne do spełnienia międzynarodowych zobowiązań Unii w zakresie obniżenia emisyjności lub jeśli takie zwiększenie będzie uzasadnione istotnym zmniejszeniem zużycia energii w Unii.

¹³⁶ DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

¹³⁷ dyrektywa 2009/28/WE

Do dnia 31 grudnia 2021 r. i następnie co trzy lata KE będzie składać sprawozdanie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie na temat wyników wsparcia pozyskiwania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Sprawozdanie będzie zawierać w szczególności analizę zdolności:

- a) osiągania obniżenia kosztów,
- b) uzyskiwania usprawnień technologicznych,
- c) uzyskiwania wysokiego wskaźnika realizacji,
- d) umożliwienia niedyskryminacyjnego uczestnictwa małych podmiotów oraz, w stosownych przypadkach, organów lokalnych,
- e) ograniczenia oddziaływania na środowisko,
- f) zapewnienia akceptacji wśród ludności lokalnej,
- g) zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i włączenia do sieci.

Metodologia oceny wkładów krajowych energii¹³⁸ z Regulacją do Rozporządzenia 2018/1999 pozwala na obiektywną ocenę ambicji poszczególnych państw członkowskich. Zgodnie z art. 31 rozporządzenia w sprawie zarządzania (Regulacje do Rozporządzenia 2018/1999), jeśli w obszarze energii odnawialnej występuje luka ambicji między celem Unii do 2030 r. a zbiorowym udziałem państw członkowskich, Komisja wydaje zalecenia państwom członkowskim, których wkład uważa za niewystarczający, aby zwiększyły swoje ambicje i zapewnić osiągnięcie celu zbiorowego.

Proces korekty celów zostanie dokonany przy użyciu wzoru określonego w Załączniku II do Regulacji, który reprezentuje obiektywne kryteria określone w rozporządzeniu w sprawie zarządzania, przy należyтым uwzględnieniu innych istotnych okoliczności wpływających na wdrażanie energii odnawialnej, wskazanych przez państwa członkowskie w ich projektach KPEiK 2030. Przy ocenie ambicji w oparciu o wzór zastosowano następujące kryteria: $x \leq -4\%$ = znacznie poniżej ambicji, $-4\% < x \leq -2\%$ = poniżej ambicji, $-2\% < x < 0\%$ = nieco poniżej ambicji, 0% = w linii, $0\% < x < 2\%$ = nieco powyżej ambicji, $2\% \leq x < 5\%$ = powyżej ambicji, $5\% \leq x$ = znacznie powyżej ambicji.

Prawo krajowe

Ustawa o odnawialnych źródłach energii¹³⁹ wdraża:

- 1) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.),
- 2) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012, str. 1),
- 3) dyrektywę Rady 2013/18/UE z dnia 13 maja 2013 r. dostosowującą dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, w związku z przystąpieniem Republiki Chorwacji do UE (Dz. Urz. UE L 158 z 10.06.2013, str. 230).

Podjęcie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE wymaga uzyskania koncesji na zasadach i warunkach określonych w ustawie – Prawo energetyczne, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej:

- 1) w mikroinstalacji,
- 2) w małej instalacji,
- 3) z biogazu rolniczego,
- 4) wyłącznie z biopłynów.

Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci

¹³⁸ Dokument roboczy KE z 18.6.2019 SWD (2019) 212. Metodologia oceny krajowych wkładów energii odnawialnej w projekcie KPEiK 2030.

¹³⁹ Dz. U. 2015 poz. 478 USTAWA z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii z późniejszymi zmianami (opracowana na podstawie Dz. U. 2020 r. poz. 261, 284).

w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:

- 1) większej niż 10 kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,7,
- 2) nie większej niż 10 kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,8.

Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona oddzielnie w instalacjach odnawialnego źródła energii może zostać sprzedana w drodze aukcji przez wytwórców. Aukcje organizuje i przeprowadza Prezes URE nie rzadziej niż raz w roku. Przedmiotem aukcji jest sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonej do sieci przez wytwórców.

Energia elektryczna z OZE wytworzona po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacji odnawialnego źródła energii lub w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, może zostać sprzedana w drodze aukcji ale pod pewnymi warunkami. Ma to miejsce w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tych instalacji, służące do wytwarzania i przetwarzania tej energii elektrycznej, zamontowane w czasie budowy albo modernizacji, zostały wyprodukowane w okresie 42 miesięcy, a w przypadku instalacji wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie:

- 1) energię promieniowania słonecznego – w okresie 24 miesięcy,
- 2) energię wiatru na lądzie – w okresie 33 miesięcy,
- 3) energię wiatru na morzu – w okresie 72 miesięcy – bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii.

Dokumentem potwierdzającym pochodzenie energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii są Gwarancje. Jest to jedyny dokument poświadczający odbiorcy końcowemu poprawę środowiska wynikający z uniknięcia emisji gazów cieplarnianych oraz, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona w instalacjach odnawialnych źródeł energii.

Rejestr gwarancji pochodzenia prowadzi podmiot prowadzący:

- 1) giełdę towarową w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych lub
- 2) na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu ustawy o obrocie instrumentami finansowymi – organizujący obrót gwarancjami pochodzenia.

Aby osiągnąć jak największy udział OZE w miksie energetycznym zostały stworzone zasady współpracy międzynarodowej w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz wspólnych projektów inwestycyjnych. Współpraca międzynarodowa w zakresie odnawialnych źródeł energii polega na przekazaniu w danym roku określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii między Polską a innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej, Konfederacją Szwajcarską lub państwami członkowskimi Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA), zwana „transferem statystycznym”.

Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu¹⁴⁰ przewiduje wyznaczanie na terenie gminy:

- 1) obszarów pod lokalizację urządzeń wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW,
- 2) stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu, w studium ustala się ich rozmieszczenie, z wyłączeniem:
 - wolnostojących urządzeń fotowoltaicznych, o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1000 kW zlokalizowanych na gruntach rolnych stanowiących użytki rolne klas V, VI, VIz i nieużytki – w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 26 ust. 1 ustawy z dnia 17 maja 1989 r. – Prawo geodezyjne i kartograficzne (Dz. U. z 2020 r. poz. 2052 oraz z 2021 r. poz. 922 i 1641);
 - urządzeń innych niż wolnostojące.

¹⁴⁰ Art. 10.2a. oraz art. 15.4. ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. 2003 Nr 80 poz. 717 z późn. zm.)

Ponadto, plan miejscowy, w którym przewidziana jest możliwość lokalizacji budynków daje możliwość lokalizacji mikroinstalacji¹⁴¹ również w przypadku innego przeznaczenia terenu niż produkcyjne, chyba że ustalenia planu miejscowego tego zakazują.

2.3.1. Potencjał produkcji energii z wiatru na dolnym śląsku

Dolny Śląsk charakteryzuje się wystarczającymi warunkami wietrznymi dla rozwoju energetyki wiatrowej, jednak mniej korzystnymi niż tereny Polski północnej i północno-zachodniej. Odpowiednie warunki występują na dużych obszarach Przedgórze Zachodniosudeckiego oraz Niziny Śląsko-Łużyckiej. Udział wiatrów o prędkościach pow. 4 m/s wynosi tam ok. 44%. Przyjmując, że minimalne prędkości wystarczające do generowania energii elektrycznej z zasobów wiatru obniżą się wraz z rozwojem technologii produkcji do 2 m/s, warunki takie występują przez 80%¹⁴² czasu na obszarach nizinnych województwa. Na terenach górskich korzystne warunki zasobów energii wiatru występować mogą lokalnie na wzniesieniach prostopadłych i przetęczach równoległych do głównego kierunku wiatru. Kotłiny śródgórskie charakteryzują się najbardziej niekorzystnymi warunkami ze względu na najniższe prędkości średnie i najwyższą częstość występowania okresów bezwietrznych. Rzetelna ocena rzeczywistych warunków wymaga jednak precyzyjnych analiz rzeźby terenu i pomiarów prędkości wiatru na danym terenie. Należy pamiętać, że znaczna część powyższych terenów jest obszarem wykluczonym lub niezalecanym do przeprowadzenia inwestycji z dziedziny energetyki wiatrowej ze względu na:

- uwarunkowania przyrodnicze,
- uwarunkowania krajobrazowo – kulturowe,
- uwarunkowania techniczne i ekonomiczne,
- oddziaływanie elektrowni wiatrowych na środowisko i zdrowie człowieka,
- dostępność komunikacyjną obszaru,
- uwarunkowania wynikające z dostępności do sieci elektroenergetycznej,
- uwarunkowania przeciwpowodziowe.

Opracowaniem poruszającym tematykę rozwoju energetyki wiatrowej w regionie jest **„Studium przestrzennych uwarunkowań rozwoju energetyki wiatrowej w województwie dolnośląskim”** przyjęte Uchwałą Nr 4857/III/10 Zarządu Województwa Dolnośląskiego w 2010 roku. Wyznaczono w nim najmniej konfliktowe tereny pod rozwój energetyki wiatrowej (obiekty o mocy nominalnej powyżej 1000 kW), uwzględniając zarówno oddziaływanie na człowieka jak i uwarunkowania przestrzenne, przyrodniczo-krajobrazowe, prawne i techniczne. Studium, jako narzędzie wspomagające podejmowanie decyzji lokalizacyjnych w ramach rozwoju energetyki wiatrowej kierowane do samorządów lokalnych oraz samorządu województwa, wyznacza zarówno obszary całkowicie wyłączone spod lokalizacji elektrowni wiatrowych jak i obszary potencjalnie najmniej konfliktowe dla realizacji tego typu przedsięwzięcia.

W 2011 r. dokonano **„Aktualizacji Studium przestrzennych uwarunkowań rozwoju energetyki wiatrowej w województwie dolnośląskim”**. Największy obiekt zlokalizowany był w powiecie jaworskim w gminie Męcinka, w miejscowości Słup o całkowitej mocy zainstalowanej 160 kW. Obecnie sytuacja wygląda nieco inaczej, według najnowszych danych z roku 2020, **ogólna moc zainstalowana w instalacjach wykorzystujących energię wiatru na Dolnym Śląsku wynosi 176,36 MW**, a największym producentem jest gmina Zagrodno (powiat złotoryjski) odpowiedzialna za około 36,3% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych na Dolnym Śląsku.

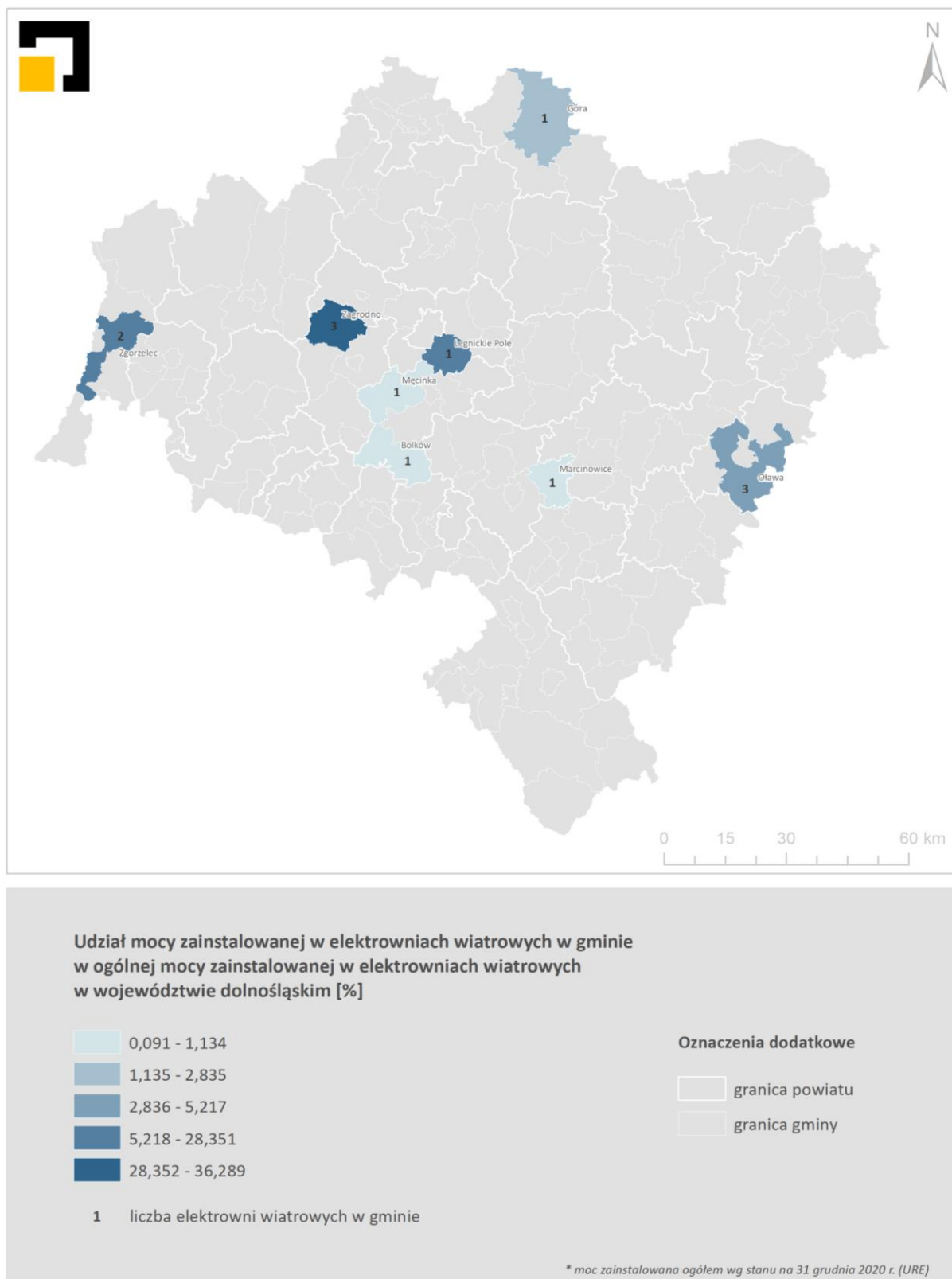
Rysunek nr 8 przedstawia obszar województwa (w podziale na gminy), w których wykorzystuje się siłę wiatru do produkcji energii. **Większość obszarów produkujących energię za pomocą farm wiatrowych**

¹⁴¹ art. 2 pkt 19 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, z późn. zm.3))

¹⁴² Aktualizacja Studium Przestrzennych Uwarunkowań Rozwoju Energetyki Wiatrowej w województwie dolnośląskim, Wrocław, grudzień 2011

zlokalizowana jest w centralnej części województwa, wynika to w dużej mierze z dogodnych uwarunkowań przestrzennych i klimatycznych tego obszaru.

Rysunek 9. Wykorzystanie energetyki wiatrowej dla powiatów w województwie dolnośląskim, źródło: opracowanie własne na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki

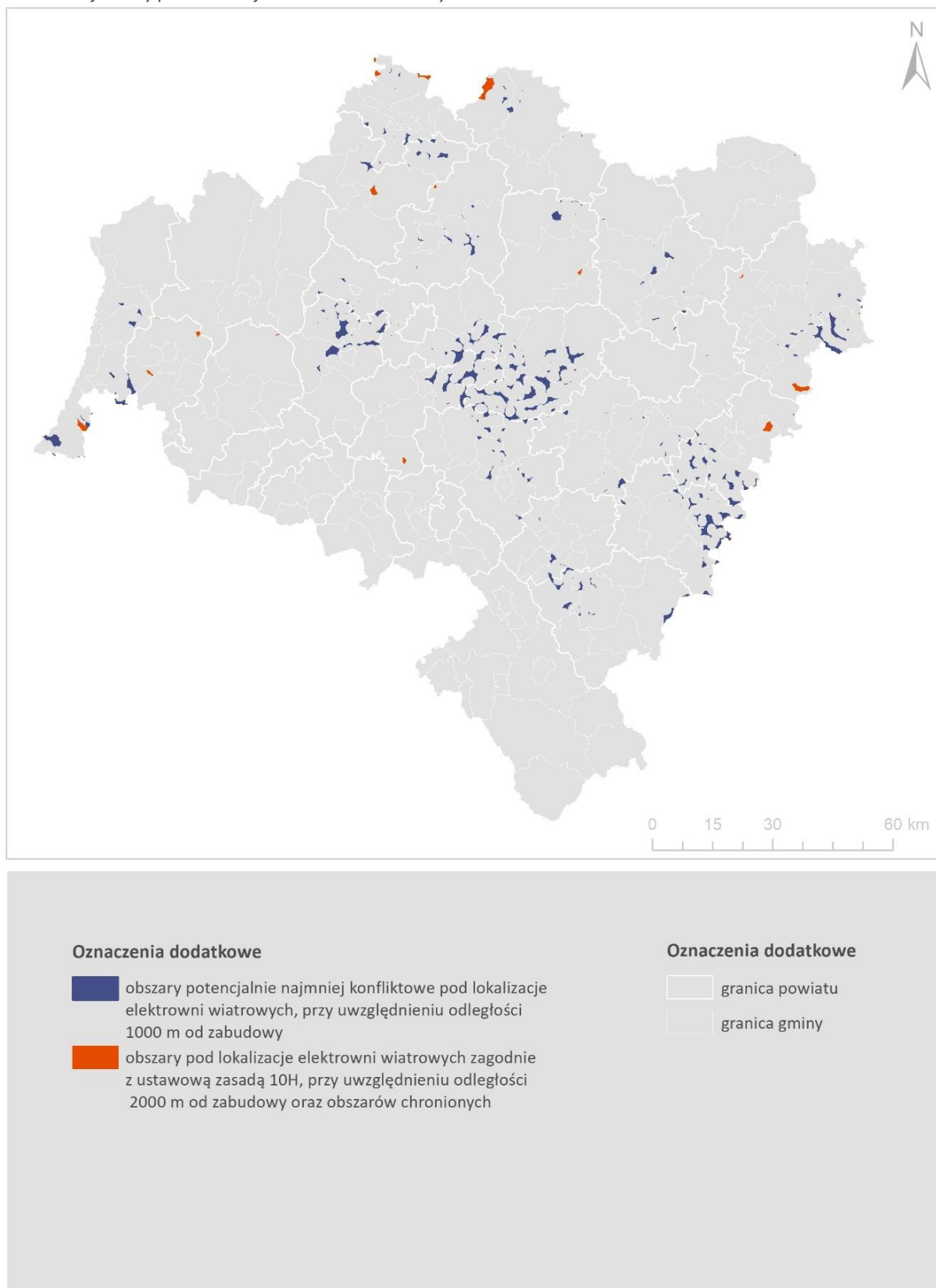
Wyznaczając obszary potencjalnie najmniej konfliktowe pod rozwój energetyki wiatrowej¹⁴³ wykluczono wszystkie obszary objęte prawną ochroną oraz potencjalne obszary Natura 2000. Należą do nich kolejno: Karkonoski Park Narodowy, Park Narodowy Gór Sowich wraz z ich strefami buforowymi, 66 rezerwatów przyrody, 99 obszarów Natura 2000, 12 parków krajobrazowych, 18 obszarów chronionego krajobrazu, 13 zespołów przyrodniczo-krajobrazowych oraz 155 użytków ekologicznych. W ramach uwarunkowań środowiskowych, dzięki ekspertyzie ornitologicznej i chiropterologicznej, udało się również wyłączyć tereny występowania nietoperzy oraz obszary ważne dla zachowania populacji chronionych gatunków ptaków, a także uwzględniono ich trasy przelotowe. Niemniej ważne było wyeliminowanie z gruntów dla potencjalnego rozwoju energetyki wiatrowej, obszarów objętych ochroną na podstawie Konwencji w sprawie ochrony światowego dziedzictwa kulturowego i naturalnego oraz ustawy o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami, do których należy zaliczyć między innymi parki kulturowe oraz zespoły wraz z otoczeniem wpisane na listę światowego dziedzictwa UNESCO. Dodatkowo spod lokalizacji farm wiatrowych wykluczono krajobrazy, panoramy oraz wnętrza krajobrazowe i przedpola ekspozycyjne, które są wartościami unikalnymi w skali regionalnej i cechują się wysokimi walorami kulturowymi i przyrodniczymi. Warto nadmienić, że pod rozwój energetyki wiatrowej wyznaczono takie obszary, które mają dostępność do sieci elektroenergetycznej i w przyszłości nie stanowiłyby zagrożenia dla startujących i lądujących statków powietrznych. Studium uwzględniło także wiele innych wytycznych, które w istotny sposób mogłyby wywoływać konflikty środowiskowe bądź społeczne, stąd też do wyłączonych obszarów zalicza się grunty obciążone wysokim ryzykiem inwestycyjnym oraz tereny przygraniczne z Republiką Czeską.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że do obszarów najmniej konfliktowych pod lokalizację elektrowni wiatrowych należy zaliczyć centralną część województwa, w okolicach Złotoryi i Legnicy rozciągającą się w kierunku wschodnim w stronę Wrocławia, a także rejon Oławy i Strzelina na terenie wschodniej części Niziny Śląskołużycy. Zgodnie z rysunkiem nr 9 są to obszary, na których odnotowuje się aktualnie największą produkcję energii przy wykorzystaniu instalacji opartych na sile wiatru. Istotny potencjał dla rozwoju energetyki wiatrowej mają również tereny położone w otoczeniu autostrady A4 oraz w okolicach Polkowic, Lubina i Głogowa. Pozostała część potencjalnych obszarów rozwojowych położona jest w następujących częściach województwa: północnej - okolice Trzebnicy, Oleśnicy i Wołowa, południowo-wschodniej - od Świdnicy po Ząbkowice Śląskie oraz zachodniej – okolice Bogatyni.

Pomimo określenia terenów jako potencjalnie najmniej konfliktowe pod rozwój energetyki wiatrowej zaleca się - przed podjęciem inwestycji, przeprowadzenie w tych okolicach szczegółowych analiz, w szczególności w zakresie walorów krajobrazowych. Obszary rozwojowe dla energetyki wiatrowej w województwie dolnośląskim przedstawiono na rysunku nr 9 z uwzględnieniem obecnie obowiązującym prawem (ograniczenia 10 H)

¹⁴³ „Studium przestrzennych uwarunkowań rozwoju energetyki wiatrowej w województwie dolnośląskim”, Uchwała Nr 4857/III/10 Zarządu Województwa Dolnośląskiego w 2010 roku

Rysunek 1010. Obszary rozwojowe dla energetyki wiatrowej w województwie dolnośląskim, źródło: opracowanie własne na podstawie Aktualizacji Studium przestrzennych uwarunkowań rozwoju energetyki wiatrowej w województwie dolnośląskim oraz własnej analizy przestrzennej w odniesieniu do zasady 10H



Źródło: opracowanie własne IRT

Rozwój energetyki wiatrowej na terytorium województwa dolnośląskiego podobnie jak na terytorium całego kraju wyhamowany został poprzez wejście w życie tzw. „ustawy odległościowej”¹⁴⁴. Zgodnie z ustawą, nową elektrownię wiatrową będzie można postawić w odległości nie mniejszej niż 10-krotność jego wysokości (licząc z łopatami) od zabudowań mieszkalnych i mieszanych oraz obszarów szczególnie cennych z przyrodniczego punktu widzenia (np. parków narodowych czy krajobrazowych, rezerwatów).

Analizując niniejszy przepis dotyczący wyłącznie odpowiedniej odległości, na rysunku nr 10 przedstawione zostały także obszary, które zgodnie z niniejszą ustawą są terenami odpowiadającymi zaleceniom zawartym w art.4.1. W celu ich wyznaczenia przyjęto średnią odległość 2 km od terenów zabudowanych oraz form ochrony przyrody.

Ilość terenów spełniających powyższy warunek jest niewielka, są to głównie punktowo rozproszone obszary w północnej części województwa, które w dużej mierze nie wpisują się w wyznaczone w Studium obszary potencjalnie najmniej konfliktowe dla lokalizacji elektrowni wiatrowych. Tak bardzo ograniczona przez ustawę ilość obszarów rozwojowych powoduje między innymi wstrzymanie tego typu inwestycji niemalże do minimum, aby możliwy był ponowny rozwój energetyki wiatrowej istnieje potrzeba nowelizacji ustawy i wprowadzenia do niej zdecydowanych zmian. Dalszy rozwój energetyki wiatrowej na terenie województwa zależy więc w dużej mierze od przyszłych zmian legislacyjnych.

Wielu przeciwników obecnej ustawy podkreśla, że to nie odległość powinna stanowić wskaźnik lokalizowania nowych inwestycji wiatrowych, tylko wartości akustyczne, które odpowiadałyby za dopuszczalną emisję hałasu. Dzięki zastosowaniu wskaźnika akustycznego, a nie odległościowego, możliwy byłby powrót do ponownego rozwoju energetyki wiatrowej, odblokowania inwestycji, a także możliwości inwestowania na wyznaczonych w 2010 roku terenach w województwie dolnośląskim.

2.3.2. Potencjał produkcji energii z promieniowania słonecznego na Dolnym Śląsku

Potencjał energii słonecznej szacowany jest na podstawie rocznej wartości nasłonecznienia, wyrażany poprzez ilość energii padającej na jednostkę powierzchni w danym czasie. Biorąc pod uwagę predyspozycje miejsca pod rozwój instalacji opartych na promieniowaniu słonecznym, warto wziąć pod uwagę nie tylko ogólną wartość nasłonecznienia na danym terenie, ale także wartość szacowanego potencjału wytwarzania energii fotowoltaicznej.

Najdogodniejsze warunki do wykorzystania energetyki słonecznej na terenie Dolnego Śląska znajdują się głównie we wschodniej części województwa, gdzie nasłonecznienie sięga powyżej 3800 MJ/m²/rok. Nasłonecznienie od 3700-3800 MJ/m²/rok występuje w środkowo-wschodniej części regionu, natomiast najmniejsze wynoszące od 3600-3700 MJ/m²/rok odnotowuje się w pasie od Bolestawca, Chojnowa po Dzierżoniów, Niemczę i Piławę Górna.

Przyjmuje się, że średnie roczne nasłonecznienie w Polsce wynosi około 1000 kWh/m² (~ 3500 MJ/m²/rok). Oznacza to, że z systemu o mocy 1kW w optymalnych warunkach można uzyskać od 900 – 950 kWh energii elektrycznej w ciągu roku. Ilość uzyskanej energii jest uzależniona od kąta nachylenia instalacji, usytuowania, zacienienia oraz warunków pogodowych. Najwyższa wartość natężenia promieniowania słonecznego przypada w okresie letnim od maja do września. Podczas tych miesięcy, można uzyskać nawet 70 % rocznej energii promieniowania. W Polsce średnie roczne usłonecznienie wynosi około 1600 godzin, czyli około 1/5 całego roku, przyjmując, że przeciętna roczna dawka promieniowania słonecznego na Dolnym Śląsku wynosi około 1030 kWh/m², to w przeciągu roku średnie nasłonecznienie regionu sięga 1529 godzin, a zatem jest niewiele mniejsze, niż średnia dla całego kraju.

Wykorzystanie promieniowania słonecznego jako źródła energii staje się coraz bardziej popularne. Możliwe jest przetworzenie energii promieniowania słonecznego na ciepło lub bezpośrednio na

¹⁴⁴ Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych

energię elektryczną za pomocą ogniw fotowoltaicznych¹⁴⁵. Urządzenia wykorzystujące promieniowanie słoneczne są zatem doskonałym rozwiązaniem dla energetyki rozproszonej, po pierwsze ze względu na łatwą adaptację dla pojedynczego gospodarstwa domowego, ale również ze względu na ogólną dostępność, coraz niższe koszty instalacji i niewyczerpalne źródło jakim jest słońce. Ze względu na szybko malejące koszty paneli fotowoltaicznych, a także możliwość wybudowania instalacji przez odbiorców indywidualnych przewidywany jest dalszy wzrost rozwoju tej technologii oraz coraz większy jej udział w miksie energetycznym województwa¹⁴⁶.

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki na rok 2020, energia pozyskiwana z promieniowania słonecznego, odpowiadała za około **17% mocy zainstalowanej w ogólnym bilansie energetycznym OZE w regionie. Według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. na terenie Dolnego Śląska działało 110 instalacji połączonych z siecią elektroenergetyczną o łącznej mocy blisko 79,58 MW**. W dużej mierze są to elektrownie o mocy nieprzekraczającej 1MW, z wyjątkiem dwóch, pierwszej zlokalizowanej w powiecie oleśnickim, która odnotowuje moc 2,059 MW, drugiej w powiecie złotoryjskim o mocy 1,999 MW. W odniesieniu do udziału procentowego poszczególnych instalacji OZE, należy podkreślić rosnące znaczenie fotowoltaiki, która z roku na rok zwiększa swój udział w ogólnej liczbie zainstalowanych OZE, gdzie w 2020 roku wyniósł on prawie 40%.¹⁴⁷

Pod koniec 2020 r. na terenie Dolnego Śląska w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji (MIOZE) znalazło się 19 podmiotów zakwalifikowanych jako firmy wytwarzające energię z promieniowania słonecznego, co daje blisko 22% wszystkich wytwórców MIOZE na terenie województwa dolnośląskiego.¹⁴⁸ Według stanu na dzień 30 września 2020 r. ich moc zainstalowana wyniosła ogółem 14,18 MW. Oprócz instalacji OZE oraz MIOZE należy wyróżnić także mikroinstalacje odpowiadające za 0,41 MW mocy zainstalowanej w energetyce słonecznej w województwie dolnośląskim¹⁴⁹.

Dane zaczerpnięte z Global Solar Atlas 2.0. (rysunek 12) przedstawiające globalne napromieniowanie poziome, pozwalają określić szacowaną, dostępną energię słoneczną w granicach regionu. Mapa odwzorowuje średnią dzienną oraz roczną sumę globalnego nasłonecznienia w okresie 25 lat, uwzględniając okres od roku 1994 do roku 2018. Nasłonecznienie zostało obliczone na podstawie danych atmosferycznych i satelitarnych. Należy podkreślić, iż istnieje pewna niepewność co do wartości wskaźnika, według szacunków błąd może wahać się od około 4% do 6%.

Jak wynika z przeprowadzonego badania w przeciągu 25 lat najlepszym nasłonecznieniem charakteryzował się obszar wschodni oraz część centralna województwa. Nasłonecznienie dzienne na tych obszarach sięgało od 3,0 do 3,1 kWh/m², natomiast w ciągu roku wartość tą oscylowała między 1095 kWh/m² a 1131,5 kWh/m². Najniższą sumę nasłonecznienia dziennego od 2,7 do 2,9 kWh/m² zaobserwować można w południowej części powiatu lwóweckiego, karkonoskiego, oraz w południowej części Jeleniej Góry. Podobnie na terenie powiatu wałbrzyskiego, w południowo-wschodniej części powiatu kłodzkiego oraz w północnej części powiatu zgorzeleckiego. Dla pozostałej części regionu odnotowuje się nasłonecznienie dzienne równe wartości od 2,9 do 3,0 kWh/m², co w przeliczeniu na wartość roczną daje wynik od 1058 do 1095 kWh/m².

¹⁴⁵ Regionalny Program Operacyjny Województwa Dolnośląskiego 2014-2020

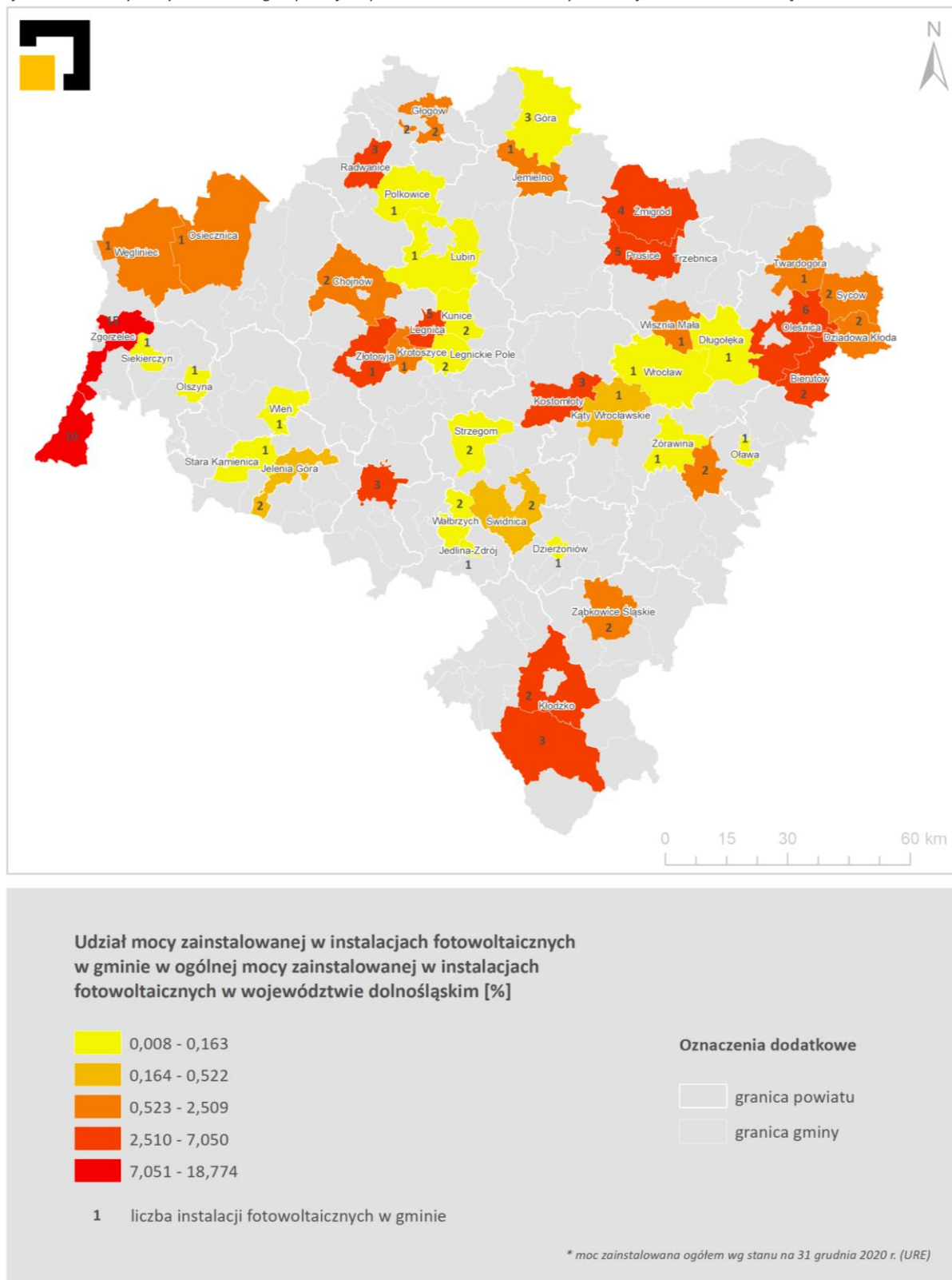
¹⁴⁶ ANALIZA PRODUKCJI, ZUŻYCIA ORAZ ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ, PALIWA GAZOWE I CIEPŁO W RAMACH „STRATEGII ENERGETYCZNEJ DOLNEGO ŚLĄSKA – KIERUNKÓW WSPARCIA SEKTORA ENERGETYCZNEGO”, Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

¹⁴⁷ ANALIZA PRODUKCJI, ZUŻYCIA ORAZ ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ, PALIWA GAZOWE I CIEPŁO W RAMACH „STRATEGII ENERGETYCZNEJ DOLNEGO ŚLĄSKA – KIERUNKÓW WSPARCIA SEKTORA ENERGETYCZNEGO”, Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

¹⁴⁸ Rejestr MIOZE

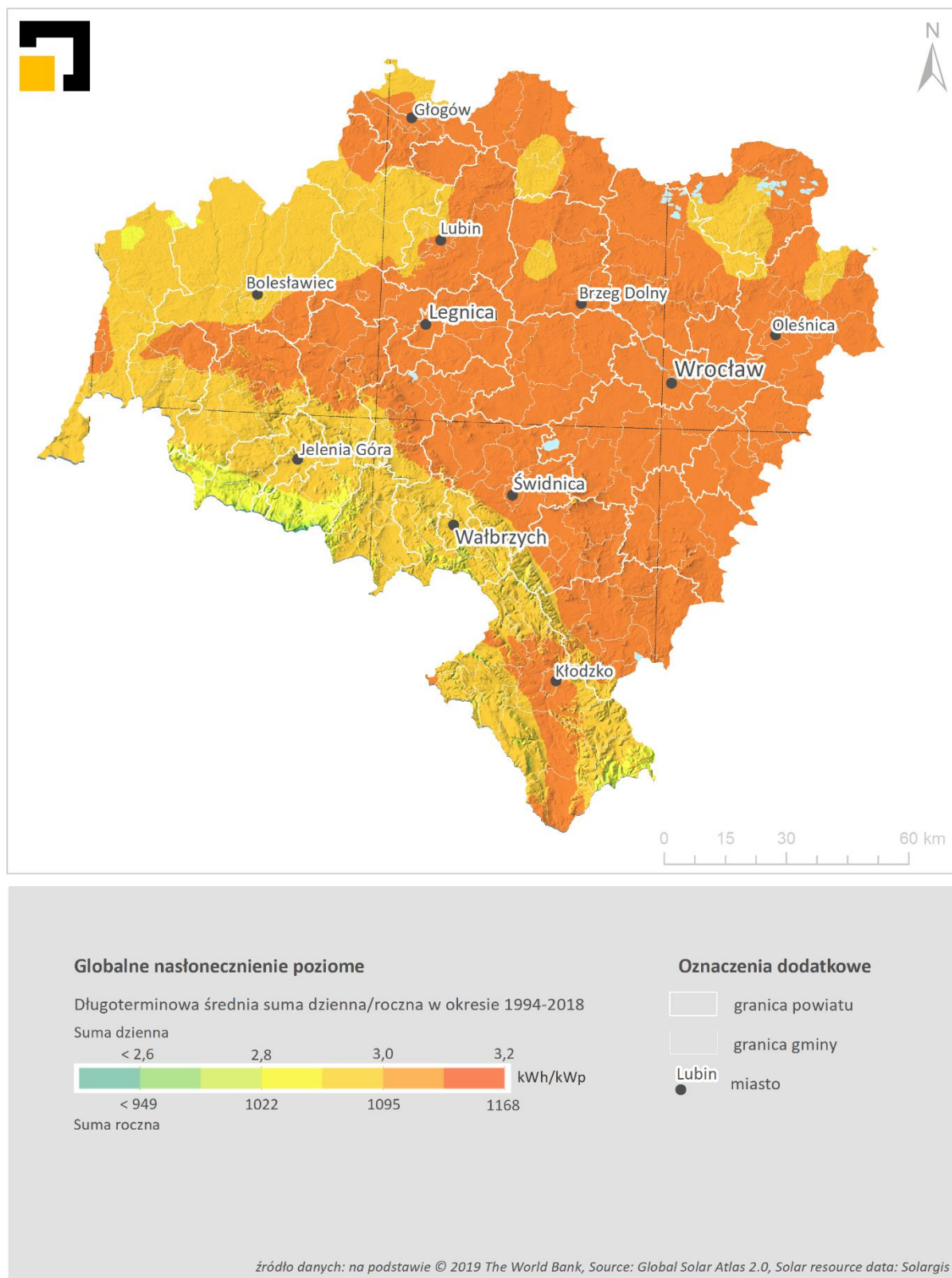
¹⁴⁹ ANALIZA PRODUKCJI, ZUŻYCIA ORAZ ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ, PALIWA GAZOWE I CIEPŁO W RAMACH „STRATEGII ENERGETYCZNEJ DOLNEGO ŚLĄSKA – KIERUNKÓW WSPARCIA SEKTORA ENERGETYCZNEGO”, Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Rysunek 111. Wykorzystanie energii opartej na promieniowaniu słonecznym w województwie dolnośląskim



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki

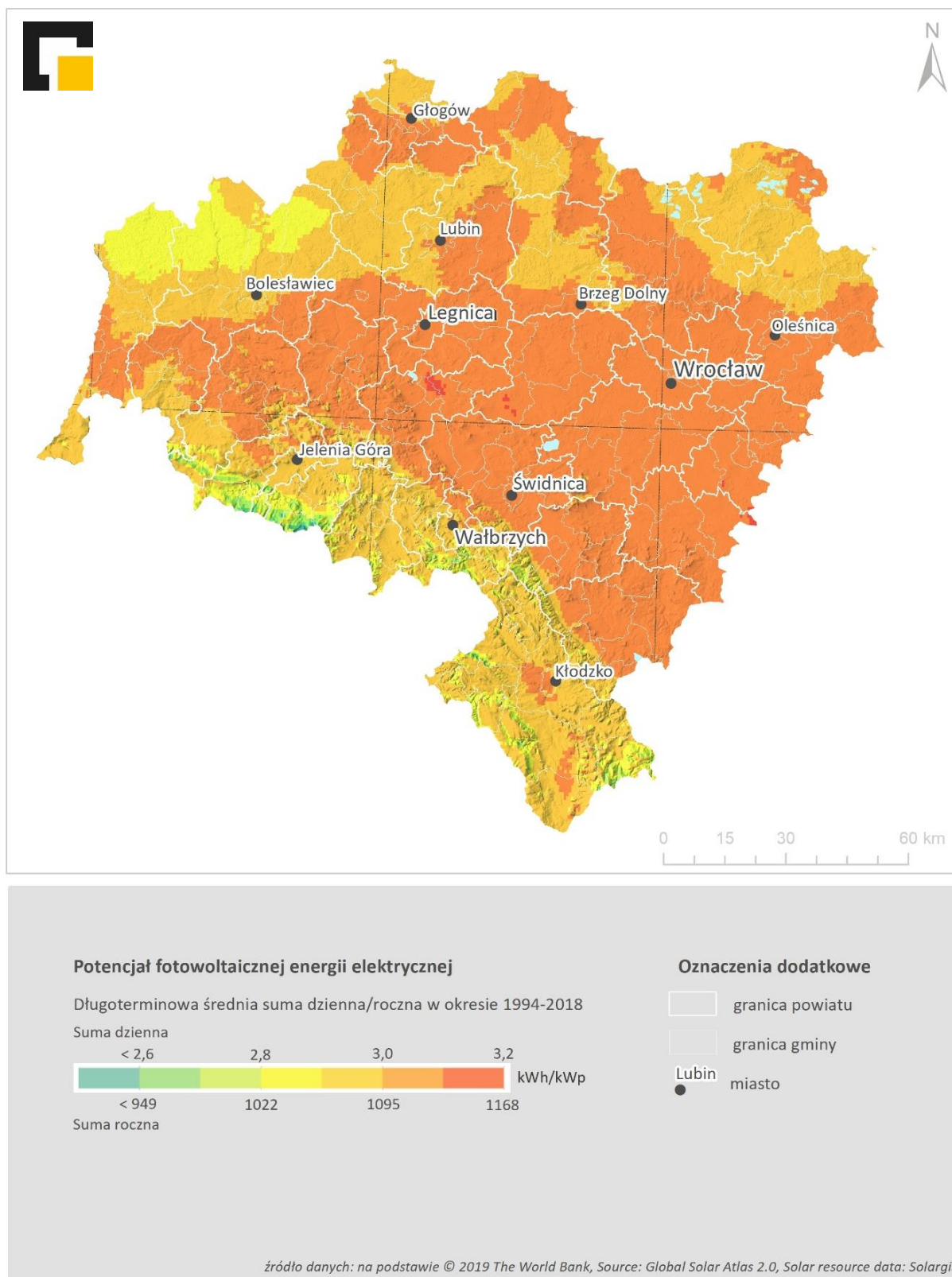
Rysunek 12. Globalne nasłonecznienie poziome w województwie dolnośląskim



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Global Solar Atlas 2.0, Solargis

W celu określenia szacowanego potencjału wytwarzania energii fotowoltaicznej dla województwa dolnośląskiego, dokonano analizy danych zasobów słonecznych, pozyskanych z Global Solar Atlas 2.0. Mapa zasobów słonecznych obrazująca szacowany potencjał wytwarzania energii fotowoltaicznej przedstawia średnie dzienne oraz roczne sumy produkcji energii elektrycznej w elektrowni słonecznej, podłączonej do sieci elektroenergetycznej. Dane uwzględnione w analizie obejmują nasłonecznienie obliczone dla okresu 25 lat (1994-2018). W badaniu założono, że system fotowoltaiczny jest oparty na naziemnych, wolnostojących konstrukcjach, ustawionych w optymalnym nachyleniu w celu maksymalizacji rocznego pozyskania energii. Obliczenia energii słonecznej uwzględniają promieniowanie słoneczne, temperaturę powietrza oraz ukształtowanie terenu. W badaniu zawarto również 7,5% straty wynikające z takich elementów jak: zacienienie, zabrudzenie czy system elektroenergetyczny. Użyte w analizie jednostki kWp określają jaką wydajność mogą osiągnąć panele fotowoltaiczne, przy założeniu, że ich praca odbywa się w standardowych warunkach pomiarowych. Wyniki widoczne na mapie pozwalają zatem ocenić, ile energii elektrycznej jest w stanie wyprodukować instalacja w danym obszarze, przy uśrednionej mocy promieniowania słonecznego. Biorąc pod uwagę wyniki analizy, największym potencjałem wytwarzania energii fotowoltaicznej charakteryzuje się centralna część województwa, w tym fragment powiatu zgorzeleckiego, północna część powiatu lubańskiego oraz lwóweckiego. Południowa część powiatu bolesławieckiego, a także powiat złotoryjski, jaworski, legnicki, Legnica, powiat średzki, świdnicki, dzierzoniowski, wrocławski, Wrocław, powiat oławski, strzeliński, oraz ząbkowicki, a także część wschodnia powiatu lubańskiego, południowa strefa powiatu oleśnickiego oraz centralna część powiatu trzebnickiego. Dodatkowo należy wyróżnić strefy przygraniczne powiatu wołowskiego, wschodnią część powiatu milickiego, a także pas w północnej części regionu ciągnący się przez powiat głogowski, polkowicki aż do powiatu górowskiego. Nieznaczna część terenów o wyższym potencjale znajduje się również w okolicach Kłodzka. Należy podkreślić, że najwyższy potencjał szacowany na 3,1-3,2 kWh/kWp występuje punktowo na terenach obecnie użytkowanych rolniczo. Pierwszy obszar podwyższonego potencjału zlokalizowany jest w kierunku północnym od Jawora, w okolicach drogi S3, kolejny w południowo-zachodniej części powiatu średzkiego w sąsiedztwie miejscowości Udanin. Według analizy podwyższony potencjał występuje również między miejscowością Owczary a Kłósów na granicy powiatu oławskiego i strzelińskiego, a także w okolicach autostrady A4, w sąsiedztwie miejscowości Siecieborowice. Nieco niższym potencjałem charakteryzuje się obszar północny powiatu zgorzeleckiego oraz bolesławieckiego, wynika to przede wszystkim z występowania na tym terenie największych kompleksów leśnych w regionie Dolnego Śląska. Z uwagi na ukształtowanie terenu najmniej korzystne warunki występują w południowej części powiatu karkonoskiego oraz lwóweckiego, a także na terenach zlokalizowanych w zachodniej części powiatu kłodzkiego.

Rysunek 13.. Potencjał fotowoltaicznej energii elektrycznej w województwie dolnośląskim



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Global Solar Atlas 2.0, Solargis

2.3.3. Potencjał produkcji energii z wody na Dolnym Śląsku

W województwie dolnośląskim istnieją dobre warunki dla rozwoju energetyki wodnej ze względu na potencjał płynących wód powierzchniowych. Region położony jest w dorzeczu środkowej Odry, która stanowi główną oś hydrologiczną regionu. Jej długość w granicach województwa sięga ponad 200 km, a średni spadek wynosi 0,74%.¹⁵⁰ Odra na odcinku od Kędzierzyna-Koźła do Brzegu Dolnego na długości 186 km jest skanalizowana 24 stopniami piętrzącymi wodę. Do głównych rzek województwa oprócz Odry zalicza się: Bóbr, Nysę Kłodzką, Kwisę, Bystrycę, Kaczawę, Nysę Łużycką, Widawę, Oławę, Barycz oraz Ślęzę. Po uwzględnieniu potencjału energetycznego rzek (wielkości spadku rzeki, wielkości zlewni, wielkości odpływu wody ze zlewni, przepływów minimalnych, ilości i czasu niżówek) można stwierdzić, że najlepsze warunki do rozwoju energetyki wodnej występują na obszarze Sudetów i Przedgórze Sudeckiego (około 15–20% potencjału polskich rzek).

Planując rozwój hydroenergetyki, należy uwzględnić istotne uwarunkowania mające bezpośredni wpływ na lokalizację inwestycji. Do głównych czynników zalicza się:

- spadek terenu,
- możliwości przepływu poszczególnych rzek,
- zasobność wodną, która uzależniona jest w dużej mierze od intensywności opadów atmosferycznych na poszczególnych terenach.

W granicach Dolnego Śląska sumy roczne opadów zwiększają się wraz ze wzrostem wysokości nad poziomem morza. Do obszarów charakteryzujących się najbardziej obfitymi opadami należy zaliczyć Wzgórza Trzebnickie, zbocza Gór Izerskich i Karkonoszy, Góry Orlickie oraz Masyw Śnieżnika, stąd też z uwagi na uwarunkowania klimatyczne i górski charakter zlewni, do najbardziej zasobnych w wodę zalicza się Nysę Kłodzką oraz Bóbr.

Analizując natomiast średnią wartość spadku oraz średni przepływ poszczególnych rzek na Dolnym Śląsku, oszacowano hydroenergetyczny potencjał teoretyczny województwa, który pozwolił ocenić predyspozycje regionu pod rozwój energetyki wodnej. Należy zaznaczyć, iż otrzymane wyniki przewyższają rzeczywiste możliwości wykorzystania zasobów energetycznych danej rzeki, wynika to między innymi z uśrednionych wartości, które w rzeczywistości odbiegają od naturalnej zmienności spadków, nierównomiernego przepływu oraz ukształtowania terenu. Wynik przeprowadzonej analizy wskazuje, iż do rzek odpowiedzialnych za blisko 70% zasobów należą: Odra, Bóbr oraz Nysa Kłodzka. Istotnymi ciekami pod względem potencjału teoretycznego w regionie są także Kwisa oraz Bystrzyca, które łącznie generują około 18% teoretycznej produktywności.

System wodny regionu uzupełniają naturalne zbiorniki wodne, 12 wielofunkcyjnych zbiorników retencyjnych, około 200 zbiorników małej retencji, ponad 1700 stawów. Łącznie pod wodami znajduje się 32 606 ha, co stanowi zaledwie 1,63% powierzchni województwa¹⁵¹. Podkreślić należy, że w związku z dość niewielką zasobnością regionu w wodę, obszar województwa klasyfikuje się jako region o znacznym bądź wysokim stopniu zagrożenia wystąpieniem suszy, wymagającym podjęcia pilnych działań minimalizujących niekorzystny wpływ tego zjawiska¹⁵².

Aby przeciwdziałać pogłębiającemu się deficytowi wody, należy podjąć zdecydowane działania. Jednym z rozwiązań jest magazynowanie wody w zbiornikach retencyjnych, przetrzymywanie wody w górnych odcinkach rzek oraz dążenie do maksymalnego spowalniania spływu wód. W przeszłości funkcję małej retencji służącą gromadzeniu wody i jej spiętrzaniu pełniły m.in. młyny wodne, które wraz z sąsiednimi zbiornikami tworzyły systemy kaskad, niejednokrotnie odpowiadając za obniżanie się poziomu wód w okresie suszy. **Odtwarzanie historycznych obiektów, takich jak: koła wodne, młyny, nieczynne elektrownie wodne oraz jazy jest procesem sprzyja realizacji działań w zakresie**

¹⁵⁰ https://irt.wroc.pl/pliki/ekofizjografia_2005/index.html

¹⁵¹ https://umwd.dolnyslask.pl/fileadmin/user_upload/Rozwoj_regionalny/SRWD/STRATEGIE%20-%20ZESTAWIENIE/1.DOLNY%20SLASK/SRWD_2030_calosc_druk.pdf s. 5-6

¹⁵² https://umwd.dolnyslask.pl/fileadmin/user_upload/Rozwoj_regionalny/SRWD/STRATEGIE%20-%20ZESTAWIENIE/1.DOLNY%20SLASK/SRWD_2030_calosc_druk.pdf s. 11

przeciwdziałania skutkom suszy oraz stanowi istotny potencjał hydroenergetyczny dla rozwoju energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii.¹⁵³ Poprzez zatrzymywanie wody w górnych odcinkach rzek, gromadzenie jej nadmiaru w zbiornikach oraz „spłaszczanie” fali, elektrownie wodne przyczyniają się również do przeciwdziałania skutkom powodzi.¹⁵⁴ Do innych pozytywnych efektów wywołanych pracą elektrowni wodnych należy zaliczyć natlenianie rzeki, co wpływa na proces samooczyszczania wód, a także usuwanie zanieczyszczeń w tym śmieci, które zostają zatrzymywane na kratkach przed wlotem do turbin¹⁵⁵.

Oprócz licznych pozytywnych efektów, rozwój hydroenergetyki może generować również negatywne skutki środowiskowe. Do najczęściej wymienianych należy zaliczyć przerwanie ciągłości rzeki, a co za tym idzie ograniczony przepływ organizmów. Obecnie najnowsze technologie pozwalają niwelować niniejsze skutki. W tym celu każda elektrownia wodna powinna stosować środki zapobiegawcze, takie jak: budowa przepławek, które umożliwią migrację ryb, stosowanie barier elektrycznych, które będą odstraszać ryby oraz narybek od wejście do komór turbin, instalowanie urządzeń redukujących hałas, a także stosowanie instalacji gwarantujących nienaruszalny przepływ¹⁵⁶.

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki na rok 2020, dolnośląskie elektrownie wodne stanowiły 16% całkowitej mocy zainstalowanej OZE w województwie. Według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. na terenie Dolnego Śląska pracowało 99 elektrowni wodnych, o łącznej mocy sięgającej 75,18 MW. Obecnie w regionie wyróżnia się jedną elektrownie wodną o mocy powyżej 10 MW, zlokalizowaną na rzece Bóbr w Pilchowicach w gminie Wleń, osiągającą moc 14,089 MW. Kolejną jedną elektrownię w gminie Brzeg Dolny odpowiadającą za 8,1 MW mocy zainstalowanej, a także 13 elektrowni wodnych przepływowych o mocy powyżej 1MW do 5MW, 24 elektrownie o mocy powyżej 0,3MW do 1MW oraz 60 instalacji do 0,3MW.

Pod koniec 2020 r. na terenie Dolnego Śląska w rejestrze wytwórców wykorzystujących małe instalacje odnawialnych źródeł energii (MIOZE) znalazło się 55 podmiotów zakwalifikowanych jako firmy wytwarzające energię z wody, co stanowi 63,2% wszystkich wytwórców MIOZE na terenie województwa dolnośląskiego.¹⁵⁷ Według stanu na dzień 30 września 2020 r. ich moc zainstalowana wyniosła ogółem 11,01 MW. Oprócz instalacji OZE oraz MIOZE należy wyróżnić także mikroinstalacje odpowiadające za 0,57 MW mocy zainstalowanej w energetyce wodnej w województwie dolnośląskim¹⁵⁸.

¹⁵³ TRMEW Sp. z o.o.

¹⁵⁴ TRMEW Sp. z o.o.

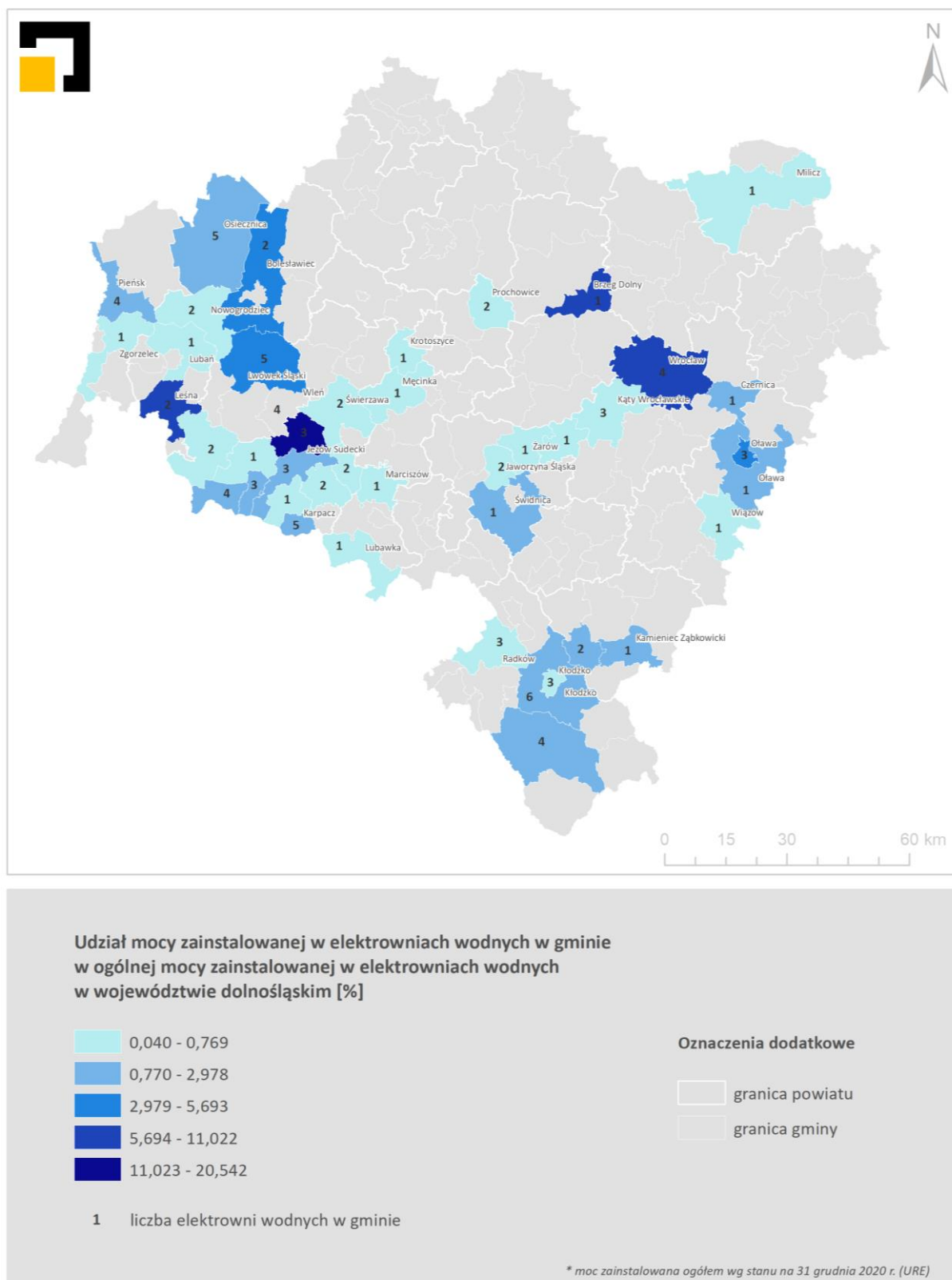
¹⁵⁵ TRMEW Sp. z o.o.

¹⁵⁶ TRMEW Sp. z o.o.

¹⁵⁷ TRMEW Sp. z o.o.

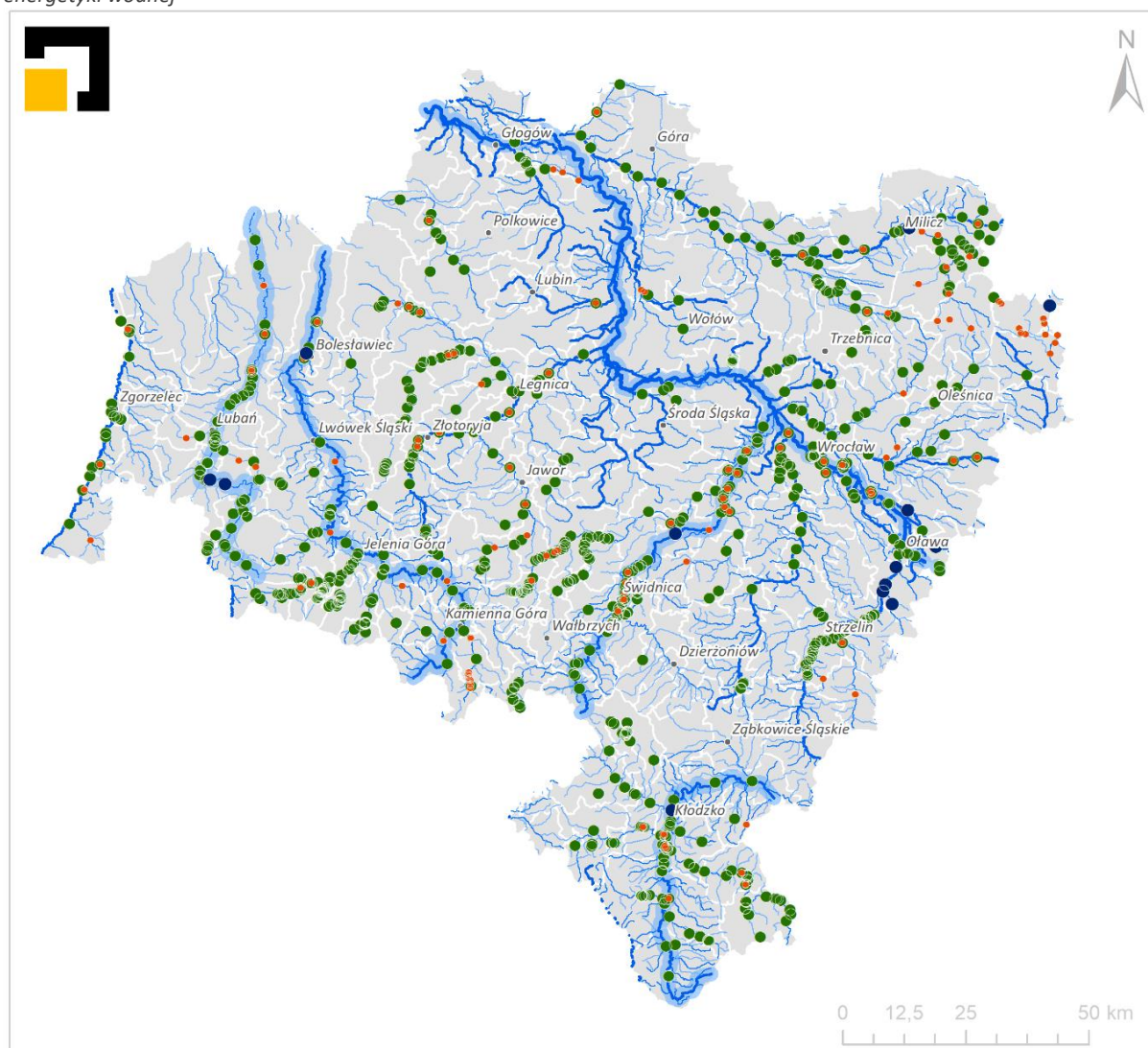
¹⁵⁸ ANALIZA PRODUKCJI, ZUŻYCIA ORAZ ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ, PALIWA GAZOWE I CIEPŁO W RAMACH „STRATEGII ENERGETYCZNEJ DOLNEGO ŚLĄSKA – KIERUNKÓW WSPARCIA SEKTORA ENERGETYCZNEGO”, Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA; Warszawa, 2020

Rysunek 14. Wykorzystanie hydroenergetyki w gminach w województwie dolnośląskim, źródło: opracowanie własne na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki

Rysunek 15. Rzeki o najwyższym potencjale pod rozwój hydroenergetyki w województwie dolnośląskim, lokalizacja małej energetyki wodnej



Potencjał rozwoju hydroenergetyki

Stan techniczny obiektów instalacji wodnych *

- czynny
- nieczynny
- do odbudowy/modernizacji

Rzeki

- I rzędu
- II rzędu
- III rzędu
- IV rzędu
- o wysokim teoretycznym potencjale hydroenergetycznym

Oznaczenia dodatkowe

- miasto powiatowe
- granica gminy

źródło: RESTOR Hydro, Europejska Federacja Energii Odnawialnej

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych RESTOR Hydro, Europejska Federacja Energii Odnawialnej

Według europejskiego projektu RESTOR Hydro, współfinansowanego z Programu Unii Europejskiej Intelligent Energy Europe, którego głównym celem jest zwiększenie produkcji energii odnawialnej w małych i mikro elektrowniach wodnych poprzez inwentaryzację i odbudowę historycznych obiektów, wykorzystujących energię wody, na terenie Polski znajduje się około 8 tysięcy zidentyfikowanych potencjalnych lokalizacji małej energetyki wodnej (MEW), z czego 1 115 w granicach województwa dolnośląskiego. Należy podkreślić, że z 1 115 zidentyfikowanych lokalizacji, 133 uznaje się za instalacje zdegradowane, dla 968 instalacji stan techniczny określa się jako umiarkowany, pozostałe zakwalifikowano do instalacji o stanie zaawansowanym. 92,4% zidentyfikowanych instalacji zalicza się do obiektów o mocy do 40 kW, 6,7% do instalacji o mocy od 40 do 300 kW, pozostałe osiągają moc powyżej 300 kW¹⁵⁹.

Należy podkreślić, iż **rola elektrowni wodnych nie ogranicza się wyłącznie do produkcji energii. Pełnią one istotną funkcję w gospodarce, dziedzictwie kulturowym, a także w życiu społecznym. Wśród głównych zalet należy wskazać: zwiększanie retencji wody, działanie przeciwpowodziowe, konserwację koryt rzek, odbudowę i utrzymywanie infrastruktury hydrotechnicznej, tworzenie miejsc pracy i wypoczynku, a także dbanie o zabytkowe obiekty hydroenergetyczne, stanowiące część dziedzictwa kulturowego.**¹⁶⁰ Dążenie do neutralności klimatycznej regionu, niesie ze sobą szereg wyzwań. Oprócz redukcji dwutlenku węgla należy uwzględnić tak istotne elementy jak ochrona przyrody i zachowanie bioróżnorodności.

W tym celu **należy ograniczyć rozwój nowych, dużych elektrowni wodnych mogących w znaczący sposób oddziaływać na środowisko i skupić się na istniejącym potencjale, jakie dają niewykorzystane obecnie historyczne obiekty hydrotechniczne.** Przeznaczanie środków finansowych na modernizację i dostosowanie istniejących obiektów do najnowszych standardów środowiskowych przyczyni się nie tylko do zwiększenia ilości energii pozyskiwanej z OZE, ale także dla poprawy wizerunku oraz ochrony i ponownego wykorzystania historycznych struktur.

2.3.4. Potencjał produkcji energii z biomasy i biogazu na Dolnym Śląsku

Na terenie Dolnego Śląska potencjał dla produkcji bioenergii jest wyższy niż w innych obszarach kraju. Województwo posiada drugą największą w Polsce powierzchnię nieużytków (7,9 tys ha)¹⁶¹, które można wykorzystać między innymi na uprawę roślin energetycznych. Ze względu na odpowiednią ilość opadów i dogodne nasłonecznienie, wegetacja roślin na Dolnym Śląsku zachodzi w tempie porównywalnym z wegetacją w lepiej nasłonecznionych rejonach świata, ale za to w bardziej suchych. Stwarza to na Dolnym Śląsku relatywnie korzystne warunki dla konkurencyjnej produkcji bioenergii¹⁶². Produkcja roślinna jest dominującą funkcją obszarów wiejskich województwa dolnośląskiego, obszar ten nieustannie od kilku lat znajduje się w czołówce województw pod względem ilości uzyskanych plonów. Należy jednak podkreślić, że wybór lokalizacji pod plantację roślin energetycznych ma istotne znaczenie. Do tego celu nie powinno wykorzystywać się gruntów o najwyższych klasach bonitacyjnych ze względu na ich ograniczoną ilość. Plantacji nie powinno się prowadzić również w rejonach o rocznej sumie opadów poniżej 550 mm, na obszarach chronionych, na terenach górskich położonych powyżej 350 m n.p.m., na obszarach o nachyleniu większym niż 12°, na polach zmeliorowanych oraz na niewykorzystywanych trwałych użytkach zielonych o dużej bioróżnorodności¹⁶³. Dodatkowo należy zaznaczyć, że według niektórych szacunków stosowanie biomasy w przeliczeniu na jednostkę energii może być tak samo emisyjne jak spalanie węgla, co więcej przeznaczanie obszarów na uprawę roślin

¹⁵⁹ mapa RESTOR Hydro, Europejska Federacja Energii Odnawialnej

¹⁶⁰ MEW- efekt ekologiczny do uzasadnienia-kopia

¹⁶¹ B. Igliński, M. Cichosz, M. Skrzatek R. Buczkowski; Potencjał energetyczny biomasy na gruntach ugorowanych i nieużytkach w Polsce, Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Wydział Chemii Zakład Chemicznych Procesów Proekologicznych, 2018

¹⁶² „Analiza produkcji, zużycia oraz zapotrzebowania na energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło w województwie dolnośląskim”, Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA

¹⁶³ Z. Ginalski, Uprawa wybranych roślin energetycznych, CDR O/Radom

energetycznych niesie ze sobą ryzyko konkurowania z produkcją żywności oraz z rozwojem naturalnych ekosystemów na tych obszarach.

Powierzchnia lasów w województwie wynosi około 560 000 ha, co stanowi blisko 29% powierzchni ogólnej regionu. W strukturze gatunkowej przeważają drzewa iglaste, stanowiące około 72,3% ogólnego drzewostanu. Za największe kompleksy leśne Dolnego Śląska uważa się Bory Dolnośląskie, lasy doliny Odry, doliny Baryczy, lasy sudeckie oraz obszary leśne położone w okolicach Wału Trzebnickiego. Około 93% zasobów podlega Regionalnej Dyrekcji Lasów Państwowych we Wrocławiu, 1,7% należy do parków narodowych, natomiast pozostała część to lasy prywatne, gminne bądź komunalne.¹⁶⁴ Niestety pozyskiwanie biomasy drzewnej, to podobnie jak w przypadku spalania roślin energetycznych istotny problem z emisją dwutlenku węgla, a także zagrożenie dla bioróżnorodności, zachwianie systemów wód podziemnych oraz pozbawienie siedlisk wielu organizmów.

Należy podkreślić, że **jednym z najważniejszych ograniczeń w procesie poprawy jakości powietrza jest preferowanie biomasy jako paliwa alternatywnego do węgla kamiennego, która charakteryzuje się większą emisją pyłów drobnych i B(a)P niż węgiel kamienny. Przy założeniu realizacji celu neutralności klimatycznej i trwałej poprawy jakości powietrza jednym z kroków powinna być ochrona bioróżnorodności, dążenie do odbudowy zniszczonych siedlisk, a także przeciwdziałanie wylesianiu oraz spalaniu martwego drewna, które emituje do atmosfery dwutlenek węgla zgromadzony w drzewie przez dziesiątki, a nawet setki lat. Wykorzystanie biomasy w skali kraju stale rośnie i dlatego należy rozważyć wady tego rozwiązania i dążyć do wyeliminowania spalania biomasy, za wyjątkiem biomasy stanowiącej odpad**

Biogaz jest paliwem otrzymywanym z fermentacji odpadów przetwórstwa spożywczego, osadów ściekowych, wysypisk odpadów, a także z produktów ubocznych produkcji zwierzęcej, takich jak obornik czy gnojownica, stanowiących również rodzaj biomasy. Otrzymywany w wyniku fermentacji gaz, może być stosowany zarówno w ciepłownictwie, jak i przetwarzany na energię elektryczną¹⁶⁵. **Obecnie do najszybciej rozwijającej się gałęzi energetyki odnawialnej w zakresie działania biogazu należy technologia wykorzystująca gaz wysypiskowy oraz gaz pochodzący z osadów ściekowych**¹⁶⁶. Niemniej w ostatnim czasie **wzrosła również popularność produkcji biogazu z odchodów zwierzęcych**. Analizując stan produkcji zwierzęcej na Dolnym Śląsku, od wielu lat obserwuje się średnią poniżej wartości krajowej. Wskaźnik ilości zwierząt na rok 2019 w przeliczeniu na 100 ha w przypadku pogłowia bydła wynosił 11,5 sztuki gdzie dla kraju wartość ta sięgała 42,6. Dla pogłowia trzody chlewnej wartość dla regionu wyniosła 20,3 sztuk, gdzie dla kraju wskaźnik ten osiągnął wartość 76,4. Należy zatem podkreślić, iż obecnie województwo dolnośląskie nie wykazuje znacznych możliwości pozyskiwania biogazu na bazie odchodów zwierzęcych w porównaniu z innymi regionami.

W przypadku energii z gazu wysypiskowego czy gazu z osadów ściekowych, coraz częściej wykorzystuje się technologię kogeneracji (ang. CHP - Combined Heat and Power), umożliwiając pozyskanie zarówno energii elektrycznej jak i ciepła. Ten rodzaj wykorzystania biogazu jest popularny przede wszystkim w sąsiedztwie większych ośrodków osadniczych, przy których znajdują się składowiska odpadów lub oczyszczalnie ścieków. Zakłady te wytwarzając biogaz z materii organicznej (ścieków bądź odpadów), najczęściej produkują energię w celu zaspokojenia własnych potrzeb. Warto podkreślić, że zakłady te w dużej mierze produkują o wiele więcej energii niż są w stanie wykorzystać, stąd też ważne jest ich podłączenie do systemu elektroenergetycznego i umożliwienie przesyłu nadwyżki zasobów do sieci.

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki na rok 2020, głównym źródłem wśród OZE na Dolnym Śląsku, tuż obok energii wiatru (39,8%) jest energia pozyskiwana z biomasy oraz biogazu, która stanowi blisko 30% w bilansie energetycznym OZE regionu. **Według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. na**

¹⁶⁴https://www.wroclaw.lasy.gov.pl/aktualnosci/-/asset_publisher/1M8a/content/lasy-regionu#.YFnaBK9KhPY

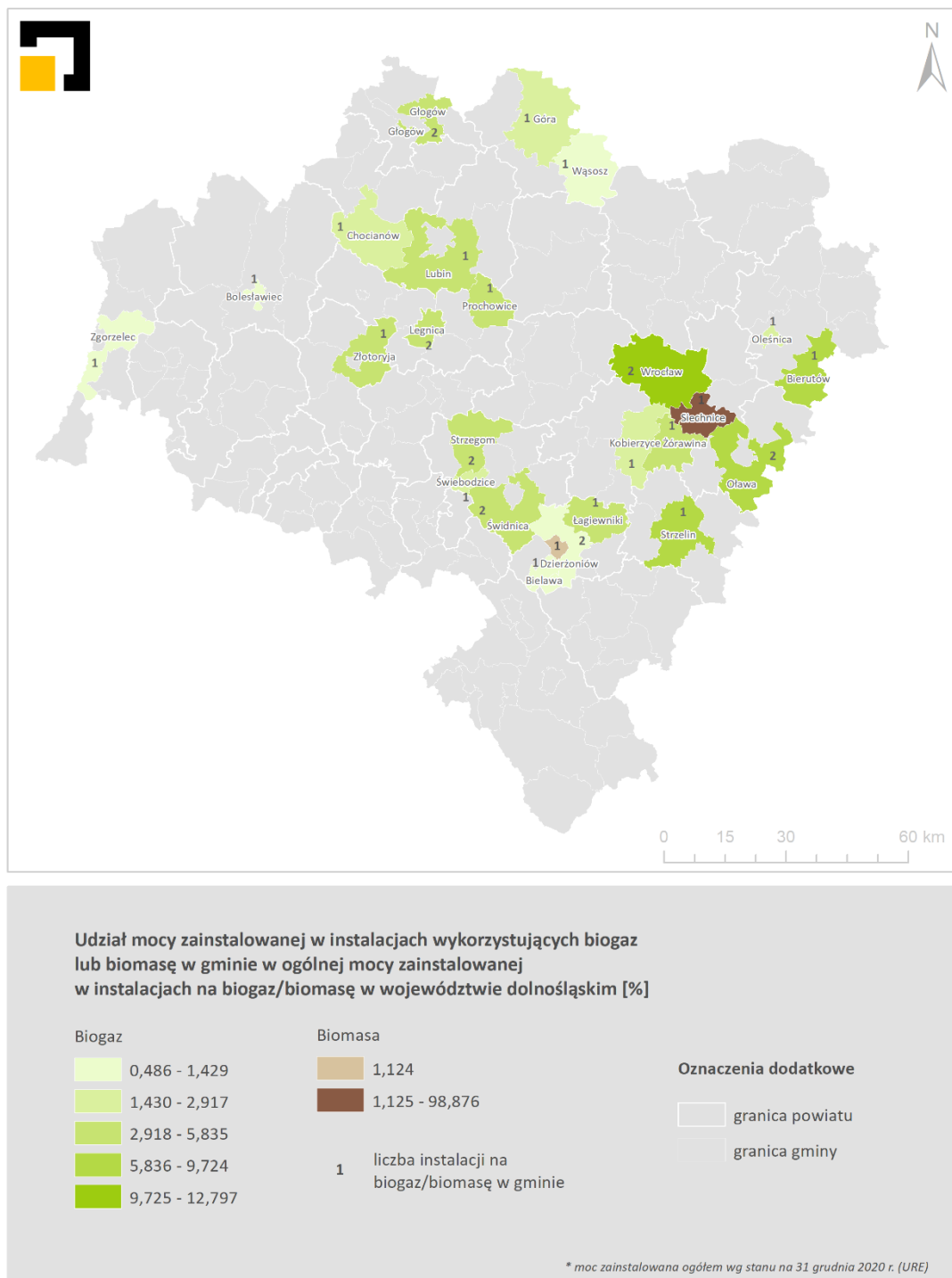
¹⁶⁵ Jastrzębska G., Energia ze źródeł odnawialnych i jej wykorzystanie, Wydawnictwo Komunikacji i Łączności sp.z o.o., Warszawa 2017, s. 160

¹⁶⁶ Jastrzębska G., Energia ze źródeł odnawialnych i jej wykorzystanie, Wydawnictwo Komunikacji i Łączności sp.z o.o., Warszawa 2017, s. 160

terenie Dolnego Śląska działały 2 instalacje na biomasę o mocy 111,25 MW oraz 29 biogazowni o łącznej mocy 20,53 MW. Najwięcej instalacji opartych na biogazie znajduje się w powiecie świdnickim oraz w powiecie dzierżoniowskim.

Pod koniec 2020 r. na terenie Dolnego Śląska w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji (MIOZE) znalazło się 12 podmiotów zakwalifikowanych jako firmy wytwarzające energię z biogazu, co stanowi blisko 14% wszystkich wytwórców MIOZE na terenie województwa dolnośląskiego.¹⁶⁷ Według stanu na dzień 30 września 2020 r. ich moc zainstalowana wyniosła ogółem 4,08 MW.

Rysunek 12. Wykorzystanie energii z biomasy i biogazu dla gmin w województwie dolnośląskim



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki

¹⁶⁷ Rejestr wytwórców energii w małej instalacji (MIOZE)

Według danych na rok 2019, pozyskanych z Głównego Urzędu Statystycznego, na terenie województwa dolnośląskiego funkcjonowało 25 czynnych składowisk, na których unieszkodliwiano odpady komunalne. Większość tego typu zakładów zlokalizowana jest w części zachodniej województwa. **W przypadku komunalnych składowisk odpadów, z 25 istniejących należy wyróżnić 22, które są wyposażone w instalację odgazowywania. Żadne ze składowisk posiadające instalację tego typu nie podejmuje się odzyskiwania energii cieplnej, natomiast zaledwie 5 składowisk odzyskuje energię elektryczną.** Łącznie w wyniku unieszkodliwiania gazu składowiskowego w instalacji odgazowywania na Dolnym Śląsku produkuje się 7 001 896 kWh (ok. 25,2 TJ) energii elektrycznej. Należy zatem założyć, że zakłady te mogą stać się pewnego rodzaju wsparciem w ramach dobrych praktyk i szkoleń dla pozostałych składowisk, które pomimo instalacji, nie wykorzystują możliwości pozyskiwania energii.

Przyjmuje się, że z 1 tony składowanych odpadów można pozyskać do 250 m³ biogazu o około 45-65% zawartości metanu. Biorąc pod uwagę ilość odpadów komunalnych, która sięga ponad milion ton rocznie, finalnie potencjał produkcyjny biogazu z odpadów komunalnych na Dolnym Śląsku szacuje się na około 290 mln m³ biogazu (1 173 002,14 t = 293 250 636 m³ biogazu).

W ramach przemysłowych i komunalnych oczyszczalni ścieków, w 2019 roku w granicach Dolnego Śląska funkcjonowały 293 zakłady, w tym: 227 oczyszczalni komunalnych, w podziale na biologiczne (164) oraz z podwyższonym usuwaniem biogenów (63), 66 oczyszczalni przemysłowych w podziale na oczyszczalnie mechaniczne (10), chemiczne (17), biologiczne (37) oraz z podwyższonym usuwaniem biogenów (2). Największą liczbę oczyszczalni odnotowuje się w granicach powiatu lubińskiego (22), zgorzeleckiego (18) oraz głogowskiego (18). Natomiast w odniesieniu do gmin, najwięcej tego typu instalacji, znajduje się w gminie Rudna, następnie w Bogatyni, Jerzmanowie oraz Wrocławiu.

Potencjał techniczny dla wykorzystania biogazu z osadów ściekowych na cele energetyczne w odniesieniu dla możliwości i dostępności zasobów, oceniany jest dosyć wysoko. Przyjmuje się, że z 1 m³ osadu ściekowego można uzyskać od 10 do 20 m³ biogazu zawierającego 60% metanu. Biorąc pod uwagę względy ekonomiczne, pozyskiwanie biogazu do celów energetycznych jest uzasadnione dla większych oczyszczalni ścieków, przyjmujących średnio 10 tys. m³ ścieków na dobę.

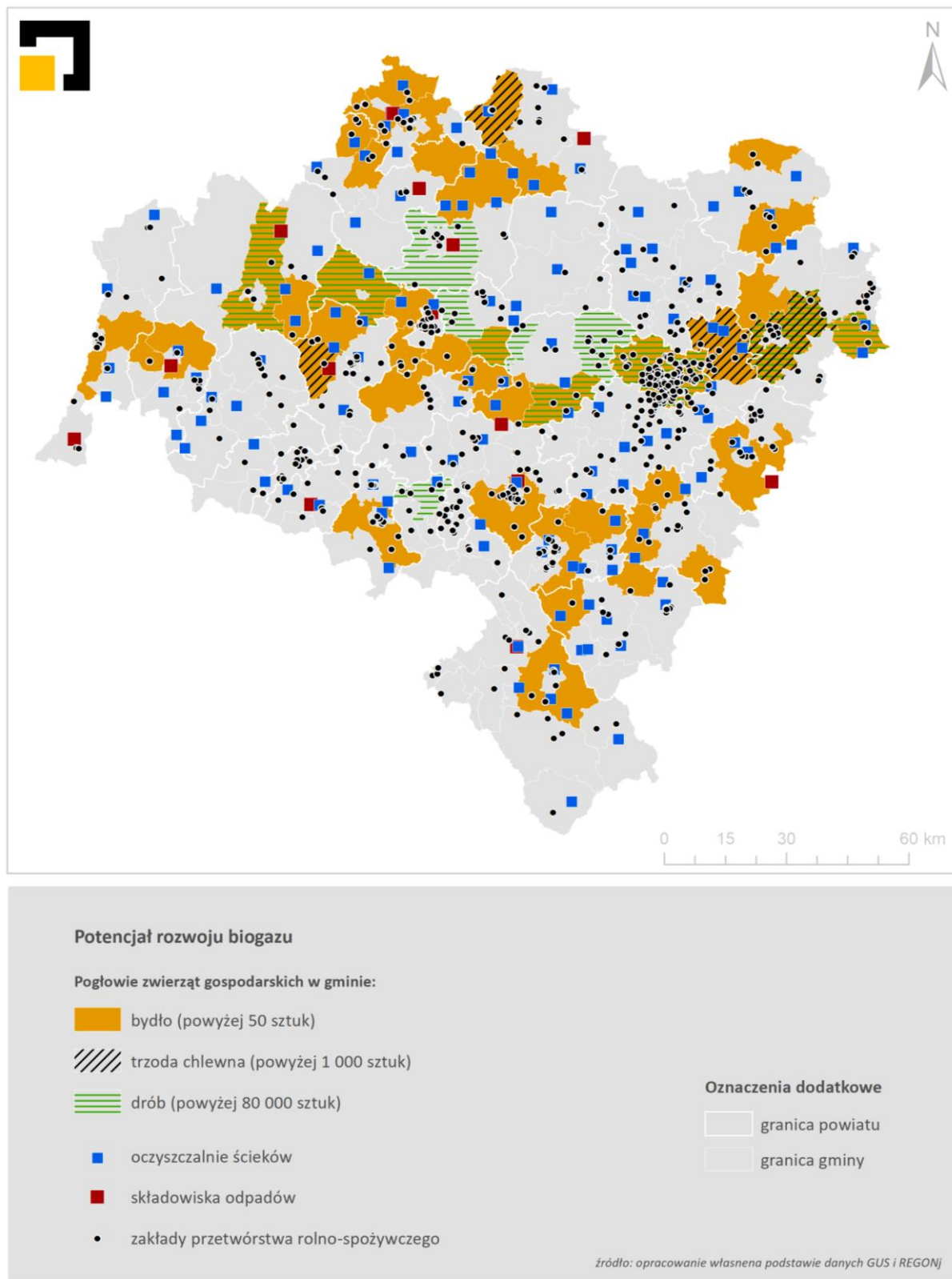
Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego na terenie Dolnego Śląska w 2019 roku funkcjonowało 26 oczyszczalni (20 komunalnych, 6 przemysłowych), przyjmujących powyżej 10 tys. m³ nieczystości na dobę. Łączna ilość osadów ściekowych w tych oczyszczalniach, w 2019 roku wyniosła 907 812 m³, a zatem potencjał produkcji biogazu z osadów ściekowych szacuje się na około 9 - 18 mln m³. Przy założeniu obecnie dostępnych instalacji opartych na układzie kogeneracyjnym z 1 m³ biogazu możemy uzyskać około 2,2 kWh energii elektrycznej i jednocześnie około 8 MJ ciepła¹⁶⁸. W oparciu o powyższe dane roczny potencjał Dolnego Śląska do produkcji energii z biogazu otrzymanego z osadu ściekowego szacuje się na 71,28 – 142,56 TJ.

Jak wynika z publikacji „Biogaz w Polsce – raport 2020”, opracowanej pod opieką merytoryczną prof. dr hab. inż. Jacka Dacha, pożądanym **kierunkiem rozwoju produkcji biogazu rolniczego w Polsce jest wykorzystanie przede wszystkim produktów ubocznych i odpadowych**, pochodzących z gospodarstw rolnych oraz zakładów przetwórstwa rolno-spożywczego. Pozwala to na powstanie systemu łączącego przetwórstwo rolno-spożywcze z energetycznym wykorzystaniem surowców (odpadów), co korzystnie wpływa na obniżenie kosztów produkcji energii w biogazowniach. Rynek biogazu jest zatem nie tylko skierowany na energetykę, ale także recykling odpadów i budowę gospodarki o obiegu zamkniętym. Wg autorów w/w publikacji, ze względu na kierunek dekarbonizacji Europy, redukowanie emisji gazów cieplarnianych, gospodarkę zmierzającą w kierunku obiegu zamkniętego wraz z trendem waste-to-energy, a także zwiększone zapotrzebowanie na gaz i zieloną energię, spodziewany jest regularny wzrost rynku biogazowni i biometanowni w Polsce do 2030 r. Podkreśla się ponadto ich istotną rolę w transformacji energetycznej, jako stabilnych źródeł energii.

¹⁶⁸ <https://www.pigeor.pl/biogaz>

Biorąc pod uwagę ww. możliwości wykorzystania istniejących w regionie zasobów do produkcji biogazu (hodowla zwierząt gospodarskich w gminach – bydło, trzoda chlewna, drób, lokalizacja zakładów przetwórstwa rolno-spożywczego oraz oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów) przygotowana została mapa określająca potencjał dla rozwoju biogazu w województwie dolnośląskim.

Rysunek 17. Potencjał rozwoju biogazu w województwie dolnośląskim



Źródło: opracowanie własne IRT na podstawie danych GUS i REGON

2.3.5. Potencjał produkcji energii ze źródeł geotermalnych na Dolnym Śląsku

Za energię geotermalną przyjmuje się energię wewnątrz Ziemi skumulowaną w skałach i wodach podziemnych. Jej zasób i możliwości wykorzystania są zależne od budowy geologicznej danego obszaru. Warunki geotermiczne Dolnego Śląska stały się przedmiotem zainteresowania na przełomie lat 60 i 70 ubiegłego wieku. W latach wcześniejszych region dolnośląski był często traktowany jako obszar nieperspektywny pod względem dostępności do wód termalnych, stąd też w wielu opracowaniach Dolny Śląsk był zwyczajnie pomijany.

Ze względu na wyniki współczesnych badań¹⁶⁹, należy stwierdzić, że warunki geotermiczne na Dolnym Śląsku są zróżnicowane i zależne od budowy geologicznej, jak również geotektoniki głębokich struktur podłoża. W oparciu o aktualny stan wiedzy obszar Dolnego Śląska należy podzielić na trzy strefy.

Strefa północna województwa to obszar związany z monokliną przedsudecką, który ze względu na prowadzone poszukiwania złóż ropy i gazu oraz miedzi, dostarcza nam liczne dane na temat temperatury przewiercanych skał, jak również mineralizacji i wielkości dopływu wód podziemnych, których potwierdzeniem jest prowadzona od 1961 roku eksploatacja złóż rud miedzi. Wskazuje to jednoznacznie na istnienie dużego potencjału zasobów geotermalnych, które nie są obecnie wykorzystane. Warunki temperaturowe głębokich poziomów eksploatacji miedziowej wskazują na temperatury powyżej 50°C, natomiast ilość odpompowanej rocznie wody (jako nośnika ciepła) wynosi ponad 30000m³/h. W tej strefie, związanej z bliskością strefy uskokuwej środkowej Odry (zasięg wgłębnym do płaszcza Ziemi) istnieje również potencjał udokumentowania zasobów ciepła na dużych głębokościach sięgających powyżej 5 km (tzw. ciepło suchych skał – HDR), co może być podstawą do planowania wykorzystania ciepła do generowania energii elektrycznej i ciepła.

Strefa środkowa regionu jest związana z blokiem przedsudeckim o umiarkowanych warunkach geotermalnych, która od północy jest ograniczona uskokiem Odry, a od południa – uskokiem sudeckim brzeżnym. W tej strefie możemy rozważać płytką geotermię do 100 m p.p.t. oraz bardzo głęboką, związaną z masywami skał krystalicznych oraz strefą paleowulkanów.

Strefa południowa, obejmująca Sudety, stanowi duży potencjał w zakresie zasobów geotermalnych związanych z wodami czyli tzw. hydrotermią, jak również petrotermią. W tej strefie występuje szereg otworów i ujęć wód termalnych znanych od XVII wieku jako termy.

Dolny Śląsk ze względów na posiadaną infrastrukturę górniczą, ma również duży potencjał wykorzystania infrastruktury podziemnej (komory, chodniki), jak również szybów i otworów poszukiwawczo-rozpoznawczych dla zabezpieczenia potrzeb lokalnych w ciepło i chłód pochodzące ze zbiorników (magazynów) podziemnych.

Wody termalne na terenie Dolnego Śląska zaczęto wykorzystywać w 1973 r. w Łądku-Zdroju (temperatura wody 45°C) oraz w Cieplicach - dwa odwierty wody o temperaturze 41,5°C oraz 63,3°C. Kolejne odkryte zasoby pochodzą między innymi ze złóż wód geotermalnych występujących na terenie kopalni węgla brunatnego Turów, do których odkrycia doszło przypadkowo. Obecnie ujęcia tych wód nie istnieją, ponieważ zostały zlikwidowane na skutek rozszerzenia odkrywki kopalni. Natomiast bardzo ważnym okresem dla rozwoju geotermii Dolnego Śląska stały się lata 90, kiedy to pogłębiono odwiert w Cieplicach i ujęto wodę o najwyższej dotąd temperaturze dochodzącej do 86,7°C. W tym samym czasie odkryto również nowe zasoby wód termalnych w Dusznikach - Zdroju o temperaturze 35°C. Warto jednak podkreślić, że ich wykorzystywanie rozpoczęło dopiero w 2011 roku.

W Polsce za wody termalne uważa się wody zwykłe bądź mineralne, których temperatura przy wypływie ze źródła osiąga wartość co najmniej 20°C. Biorąc pod uwagę ten wskaźnik, obecnie należy

¹⁶⁹ B. Bruszeńska, Warunki geotermiczne Dolnego Śląska, Przegląd Geologiczny, vol. 48, nr 7, 2000

wyróżnić dziesięć udokumentowanych złóż wód termalnych opisanych w tabeli 7, zlokalizowanych na terenie województwa dolnośląskiego.

Tabela 18. Występowanie wód termalnych na terenie województwa dolnośląskiego

Miejsce	Głębokość odwiertu[m]	Temperatura [°C]	Wydajność [m ³ /h]
Wody termalne zagospodarowane			
Jelenia Góra (Cieplice odwiert C-1)	2002,5	86,7	45
Jelenia Góra (Cieplice odwiert C-2)	750	63,3	27
Karpniki (odwiert KT-1)	1793,5-2010	54	44
Lądek-Zdrój (odwiert L-2)	0-700	20,3-44	39,6
Potencjalne lokalizacje wykorzystania wód termalnych			
Duszniki-Zdrój (odwiert GT-1)	1695	34,7	30
Jeleniów (odwiert P-5)	133	20,2	7,5
Krosnowice	525	22	3,6
Lądek-Zdrój (odwiert LZT-1)	2500	59,8	-
Staniszów (odwiert ST-1)	1360-1405	37	20,5
Trzebnica (odwiert IG-1)	1030 -1350	37	-

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Ciężkowski W. i in., Wody termalne na Dolnym Śląsku, Politechnika Wrocławska, Wydział Geoinżynierii i Geologii, Instytut Górnictwa, Zakład Geologii i Wód Mineralnych; Mapa zagospodarowania wód podziemnych zaliczonych do kopalin w Polsce (stan na 31.12.2019 r.), Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy.

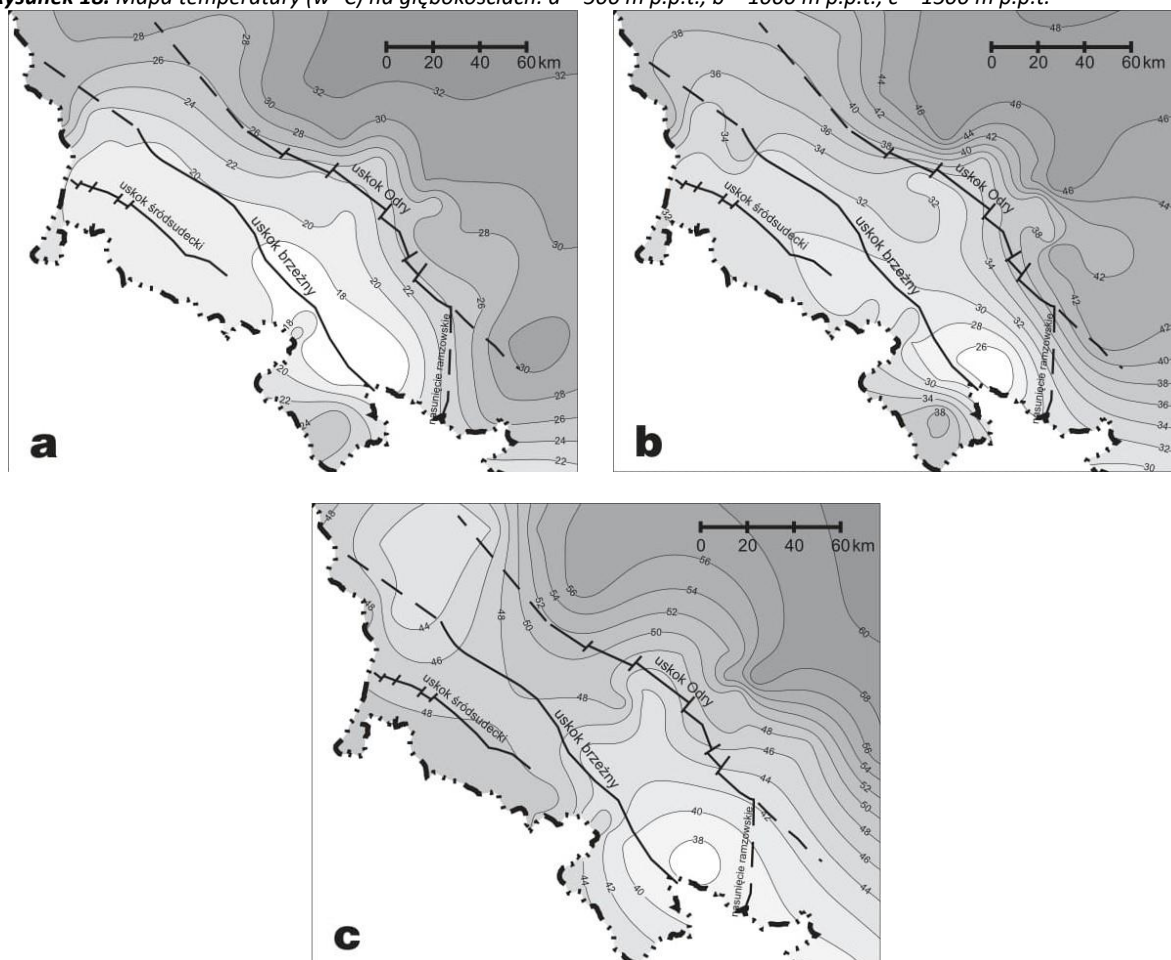
Najniższą temperaturę odnotowuje się dla odwiertu P-5 w Jeleniowie w powiecie kłodzkim, natomiast najwyższą dla odwiertu C-2 na terenie Jeleniej Góry (Cieplice), której wartość wynosi 86,7°C oraz cechuje się największą wydajnością spośród wszystkich zbadanych wód termalnych na terenie Dolnego Śląska. Największe nagromadzenie rozpoznanych złóż występuje głównie w powiecie kłodzkim, jeleniogórskim oraz na terenie Jeleniej Góry.

W ocenie warunków geotermicznych danego terenu główne znaczenie ma wartość strumienia ciepłego Ziemi. Obszary, które notują podwyższoną jego wartość posiadają większe perspektywy dla rozwoju geotermii niż te o niższym wskaźniku. W Europie szacuje się, że przeciętna wartość gęstości strumienia ciepłego wynosi od 55 do 65 mW/m², w Polsce wartość ta wynosi od 21-91 mW/m², natomiast dla Dolnego Śląska waha się pomiędzy 50-60 mW/m², co wskazuje jednoznacznie, że województwo dolnośląskie nie odbiega od średnich wartości przyjętych dla całej Europy.

Pogłębione rozpoznanie parametrów termicznych Ziemi na obszarze Dolnego Śląska¹⁷⁰ wykazało, że teren ten pod względem warunków geotermicznych jest zróżnicowany. Z przedstawionych poniżej map temperatury można wywnioskować, że pole cieplne województwa dolnośląskiego wykazuje znaczne obniżenie parametrów termicznych w centrum obszaru, pomiędzy uskokiem brzeżnym a uskokiem Odry. Wraz z głębokością niższe wartości temperatury przesuwają się w kierunku południowo-wschodnim. Jednocześnie zakres temperatury przyjmuje wyższe wartości wraz ze wzrostem głębokości. Na głębokości 500 m ppt. temperatura osiąga wartości od poniżej 18°C do ponad 32°C. Izolinie temperatury na głębokości 1000 m ppt. zawarte są między 28°C a 44°C. Natomiast na głębokości 1500 m ppt. rozkład temperatury osiąga wartości od 40°C do 58°C.

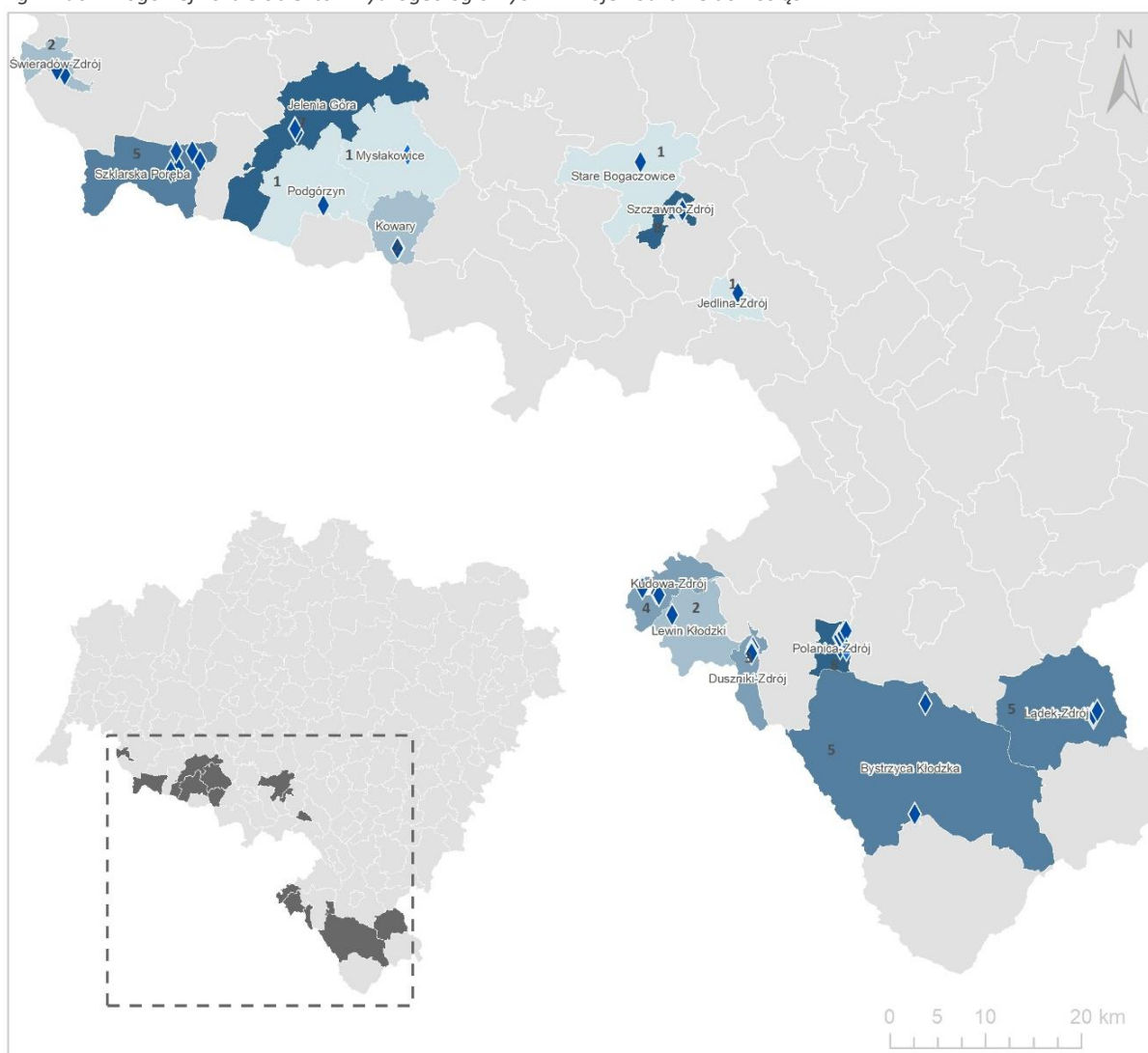
¹⁷⁰ B. Bruszeńska, Warunki geotermiczne Dolnego Śląska, Przegląd Geologiczny, vol. 48, nr 7, 2000

Rysunek 18. Mapa temperatury (w °C) na głębokościach: a – 500 m p.p.t., b – 1000 m p.p.t., c – 1500 m p.p.t.¹⁷¹

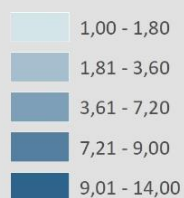


¹⁷¹ B. Bruszewska, Warunki geotermiczne Dolnego Śląska, Przegląd Geologiczny, vol. 48, nr 7, 2000

Rysunek 13. Udział czynnych obiektów hydrogeologicznych (źródło, źródło podwiercane, otwór, studnia kopana, sztolnia) w gminach w ogólnej liczbie obiektów hydrogeologicznych w województwie dolnośląskim.



Udział czynnych obiektów hydrogeologicznych* w gminach
w ogólnej liczbie obiektów hydrogeologicznych
w województwie dolnośląskim [%]



Rodzaj obiektu

♦ wody termalne

♦ wody lecznicze

1 liczba czynnych obiektów
hydrogeologicznych w gminach

Oznaczenia dodatkowe

□ granica gminy

□ granica powiatu

* typ obiektu: źródło/źródło podwiercane/ otwór/otwór/
badawczy/studnia kopana/sztolnia

źródło danych: <https://geologia.pgi.gov.pl>

Źródło: opracowanie IRT na podstawie danych Państwowego Instytutu Geologicznego

Należy zaznaczyć, iż **obecna ilość odwiertów nie pozwala na jednoznaczne wyznaczenie obszarów perspektywicznych pod rozwój geotermii**. Zakwalifikowanie danego terenu jako rejonu o wysokich predyspozycjach lub jego wykluczenie z rozwoju geotermii wymaga pogłębionych badań, co wiąże się w tym przypadku z przeznaczeniem środków na kosztowne prace poszukiwawcze.

W celu rozpoznania, upowszechnienia i zwiększenia wykorzystania niskotemperaturowej energii geotermalnej na terenie województwa dolnośląskiego, zrealizowane zostały projekty z udziałem Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowy Instytut Badawczy Oddział Dolnośląski. Efektem prac są mapy potencjału energetycznego płytkiej geotermii wraz z ewentualnymi możliwościami wystąpienia konfliktów geo-środowiskowych oraz narzędziami wspomagającymi planowanie i zrównoważony rozwój geotermalnych pomp ciepła. Analizami objęto jedynie dwa obszary, obejmujące pogranicze polsko-saksońskie – w rejonie Zgorzelca (projekt TransGeoTherm) oraz polsko-czeski obszar transgraniczny – rejon Wałbrzycha (projekt GeoPLASMA-CE). Z przeprowadzonych analiz dla obszaru pilotażowego Wałbrzycha wynikają następujące wnioski:¹⁷²

- na ok. ¼ powierzchni regionu brak geo-zagrożeń lub ograniczeń dla montażu geotermalnych pomp ciepła (...),
- montaż geotermalnych pomp ciepła niedozwolony jest tylko na terenie rezerwatów, osuwisk, obszarach bezpośredniej ochrony wód i w strefach uzdrowiskowych A
- istnieje konieczność uzyskania zgody i warunków montażu gruntowych pomp ciepła na pozostałym obszarze,
- ponad połowa obszaru Wałbrzych-Broumov posiada dobre i bardzo dobre własności termiczne skał (...) do wykorzystania geotermii płytkiej,
- w regionie wałbrzyskim większość miejscowości z dużym zapotrzebowaniem na energię ciepłą lokuje się na terenach o korzystnych warunkach termicznych podłoża
- w Wałbrzychu, mniej korzystne termicznie podłoże występuje głównie w rejonie zasięgu sieci ciepłowniczej.

Z w/w projektów wynikają ponadto następujące wnioski dotyczące płytkiej, niskotemperaturowej energii geotermalnej:¹⁷³

- stanowi niezawodne źródło ogrzewania i chłodzenia,
- pomaga redukować szkodliwe emisje,
- gruntowe pompy ciepła nie są widoczne na zewnątrz i nie zajmują dużo miejsca w pomieszczeniach budynków i znajdują zastosowanie w budynkach zabytkowych,
- energia geotermalna ułatwia dekarbonizację,
- może wspierać nową generację lokalnych sieci grzewczych i chłodniczych, wykorzystując ośrodek skalny jako magazyn sezonowy ciepła dla połączonych ze sobą budynków,
- nie wymagana stosowania specjalnej infrastruktury – działanie opiera się na zasilaniu elektrycznym (gruntowa pompa ciepła wytwarza co najmniej cztery jednostki energii cieplnej zużywając tylko jedną jednostkę energii elektrycznej),
- niskotemperaturowa energia geotermalna zapewnia wysoki poziom wytrzymałości technicznej i samodzielności energetycznej, szczególnie w połączeniu z innymi źródłami odnawialnymi, takimi jak fotowoltaika,
- jest przyszłościową, integralną częścią „inteligentnych sieci” wspomagającą łączenie różnych form OZE w odniesieniu do efektywnego ogrzewania i chłodzenia oraz zdecentralizowanego zasilania energią.

¹⁷² KAPE - Kozdrój W. *Strategia wykorzystania geotermii niskotemperaturowej dla obszaru pilotażowego Wałbrzycha i propozycje przyszłych działań*, Seminarium końcowe projektu GeoPLASMA-CE, Wałbrzych, Stara Kopalnia, 17 lipiec 2019. (WPT4, D.T4.3.1: Training and consulting of stakeholders at the 6 target regions)

¹⁷³ Na podstawie publikacji w ramach realizacji projektu pn. „Opracowanie zasad planowania, strategii wykorzystania oraz metod oceny i wykonywania map potencjału płytkiej geotermii w Europie Środkowej”, akronim: GeoPLASMA-CE, (GeoPLASMA-CE – Shallow Geothermal Energy Planning, Assessment and Mapping Strategies in Central Europe)

Na terenie Dolnego Śląska płytka geotermia wykorzystywana jest głównie w budownictwie jednorodzinnym, która stanowi alternatywę dla tradycyjnych rozwiązań grzewczych i klimatyzacyjnych w budynkach i opiera się głównie na instalacjach wykorzystujących ciepło z gruntu i powietrza (pompy ciepła). **Rozwój geotermii płytkiej może mieć istotne znaczenie dla całego sektora ciepłowniczego na Dolnym Śląsku i może przyczyniać się do osiągnięcia celu jakim jest zeroemisyjność.**

Dodatkowo Informacja o wynikach kontroli NIK dotycząca wykorzystania energii wód termalnych dla celów wytwarzania ciepła (styczeń 2022 r.) wskazuje, iż możliwości zagospodarowania ciepła z wód termalnych w Polsce, do tej pory, nie zostały wykorzystane w stopniu adekwatnym do posiadanych zasobów tej energii oraz do korzyści wynikających z jej zastosowania. W przedstawionych materiałach na terenie województwa dolnośląskiego występują obszary perspektywiczne dla poszukiwania wód termalnych o niskim stopniu rozpoznania. Jak wynika z informacji NIK, w Polsce w latach 2015-2021 nie osiągnięto planowanego wykorzystania zasobów geotermalnych. Znaczne wsparcie finansowe inwestycji w geotermię w tym okresie przyczyniło się do rozwoju tej branży, jednak ze względu na długotrwałość procesów inwestycyjnych, efekty tego wsparcia będą widoczne dopiero po 2021 roku. Krajowe zasoby geotermalne zostały dobrze rozpoznane, jednak potencjalni inwestorzy mieli utrudniony dostęp do informacji o możliwościach ich zagospodarowania w konkretnych lokalizacjach. Realizowane projekty zagospodarowania ciepła wód termalnych miały ekonomiczne uzasadnienie, przy czym ich efektywność była zróżnicowana.

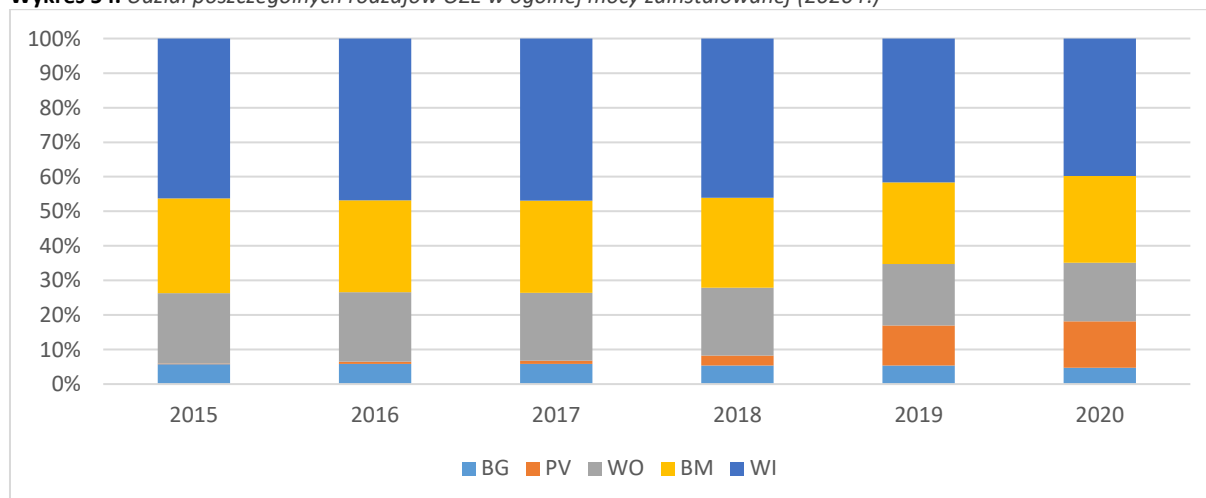
2.3.6. Podsumowanie

W województwie dolnośląskim, podobnie jak w całym kraju, wzrasta zainteresowanie pozyskiwaniem energii ze źródeł odnawialnych, które spowodowane dążeniem do osiągnięcia przyjętego w międzynarodowych porozumieniach udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym kraju jak również malejącymi cenami z energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, a także wzrostem świadomości ekologicznej społeczeństwa.

Na zamieszczonym poniżej wykresie (wykres 55) przedstawiono udział poszczególnych rodzajów OZE w ogólnej mocy zainstalowanej na terenie województwa dolnośląskiego w grudniu 2020 r.:

- 38% elektrownie wiatrowe (WI),
- 16% elektrownie wodne (WO),
- 17% fotowoltaika (PV)
- 24% elektrownie wykorzystujące biomasę (BM),
- 4% elektrownie wykorzystujące biogaz (BG).

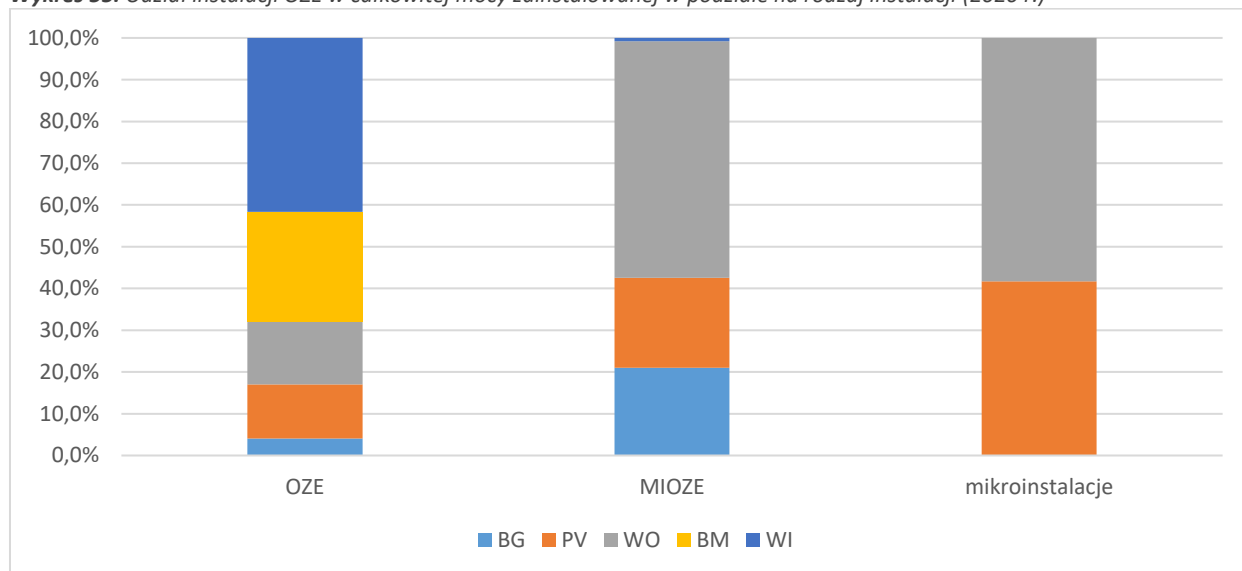
Wykres 54. Udział poszczególnych rodzajów OZE w ogólnej mocy zainstalowanej (2020 r.)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki

W odniesieniu do podziału OZE na mikroinstalacje i MIOZE dane prezentują się inaczej niż w przypadku OZE ogółem. W małych instalacjach największy udział w mocy zainstalowanej stanowią elektrownie wodne – ponad 56%. Biogazownie i fotowoltaika stanowią po około 21% całkowitej mocy zainstalowanej w MIOZE. Energetyka wiatrowa w przypadku tej klasyfikacji odpowiada za niecały 1% udziału w całkowitej mocy MIOZE. Moc całkowita w przypadku mikroinstalacji jest rozdzielona pomiędzy dwa źródła: fotowoltaikę – 42% i elektrownie wodne – 58%.

Wykres 55. Udział instalacji OZE w całkowitej mocy zainstalowanej w podziale na rodzaj instalacji (2020 r.)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki

Ze względu na położenie i ukształtowanie terenu, region posiada zróżnicowane warunki do rozwoju energetyki wiatrowej, nieco lepsze słonecznej oraz opartej na biomasie. Istnieje także możliwość zwiększenia udziału energii wytwarzanej ze źródeł geotermalnych (na południu województwa) jednak wymaga to pogłębionych badań. Województwo dolnośląskie posiada dobre warunki naturalne do powstawania małych i średnich elektrowni wodnych jednak technologia ta jest już coraz rzadziej rozwijana i nie przewiduje się powstania nowych instalacji.

2.4. OCENA WYKORZYSTANIA CIEPŁA ODPADOWEGO ORAZ ODPADÓW NA CELE ENERGETYCZNE

2.4.1. Wykorzystanie ciepła odpadowego

Wyczerpywanie się nieodnawialnych źródeł energii, a co za tym idzie wzrost cen kopalnych surowców energetycznych oraz rosnące zanieczyszczenie środowiska powodują, że coraz częściej zwraca się w kierunku wykorzystania ciepła odpadowego pochodzącego z różnych źródeł. **Ciepło odpadowe, które powstaje podczas procesów produkcyjnych i jest oddawane do otoczenia, może być także gromadzone, a następnie ponownie użyte.** Źródeł ciepła odpadowego jest tak wiele, że trudno je wszystkie wymienić, jednakże przykładowo mogą być nimi: ciepło odpadowe z elektrowni, zakładów przemysłowych, układów wentylacji i klimatyzacji, transportu (gazy wylotowe z silników spalinowych), biogazowni, oczyszczalni ścieków, kolektorów słonecznych, itp.¹⁷⁴

Jednym z wielu problemów zarówno w skali regionalnej jak i lokalnej jest wykorzystanie ciepła odpadowego, którego potencjał został wskazany w Dyrektywie o efektywności energetycznej (2012/27/UE). W 2016 r. przystąpiono do projektu CE-HEAT „Kompleksowy model wykorzystania ciepła odpadowego w regionach Europy Środkowej” („Comprehensive model of waste heat utilization in CE regions”), którego celem była poprawa zarządzania efektywnością energetyczną poprzez

¹⁷⁴ WORK PACKAGE 4 DELIVERABLE D.T4.2.3, Plan działania na rzecz wykorzystania ciepła odpadowego na terenie Dolnego Śląska Action plan for waste heat utilization in the region of Lower Silesia, Poland, 2019

skupienie się na dziedzinie wykorzystania ciepła odpadowego w przestrzeni Europy Środkowej oraz poprzez zwiększone wykorzystanie endogennych OZE – ciepła odpadowego.

Zgodnie z „Planem działania na rzecz wykorzystania ciepła odpadowego na terenie Dolnego Śląska” potencjał ciepła odpadowego w przetwórstwie przemysłowym szacuje się na 3253,50 TJ rocznie (0,9 TWh/rok). Biorąc pod uwagę łączne zużycie energii w przetwórstwie przemysłowym można stwierdzić, że niedoszacowanie całkowitego potencjału ciepła odpadowego ze względu na brak danych dla niektórych działów przetwórstwa, nie będzie odgrywać dużego znaczenia. Zatem wartość 3253,5 TJ/rok przyjęto jako całkowity potencjał województwa, co stanowi około 16,5 % zużycia energii w przemyśle przetwórczym. Dla porównania, 3253,5 TJ/rok odpowiada nieco ponad 25 % zużyciu ciepła komercyjnego (tzn. ciepła będącego przedmiotem obrotu handlowego) w dolnośląskich gospodarstwach domowych.

Szacowany roczny spadek emisji CO₂ w wyniku wykorzystania ciepła odpadowego można uzyskać mnożąc jego wartość przez wskaźnik emisyjności jednostkowej odnoszący się do źródła konwencjonalnego, które zostaje zastąpione przez ciepło odpadowe (emisja uniknięta). Jako źródło konwencjonalne przyjęto węgiel kamienny o średnim wskaźniku emisji 94,71 kg/GJ [10]. Wykazano potencjał redukcji emisji w wysokości 308 tys. ton CO₂/rok.

Aby poprawić zarządzanie wykorzystaniem ciepła odpadowego, potrzebne jest lepsze i kompleksowe planowanie, ale także narzędzia monitorujące. Rozwój wykorzystania źródeł ciepła odpadowego zgodnie ze scenariuszem ochrony klimatu będzie możliwy do osiągnięcia jedynie przy dobrej współpracy wielu instytucji i partnerów społecznych, a przede wszystkim partnerów przemysłowych i inwestorów. Ważną rolę ma do odegrania samorząd województwa, który powinien inicjować działania zgodnie z przyjętą regionalną polityką rozwoju i obowiązującymi w tym zakresie regulacjami prawnymi. **Przedsięwzięcia samorządu województwa powinny obligować i mobilizować do odpowiednich działań samorządy lokalne oraz wszelkie inne podmioty instytucjonalne, których elementem działalności jest wspieranie poprawy efektywności energetycznej.** Proponowane zadania „Planu działania na rzecz wykorzystania ciepła odpadowego na terenie Dolnego Śląska” powinny być ujęte i uszczegóławiane na szczeblach lokalnych, tj. w programach ochrony środowiska, planach zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz innych dokumentach poziomu gminnego i powiatowego, poruszających problematykę lepszego wykorzystywania zasobów energii i efektywności energetycznej. Wpływ samorządu wojewódzkiego powinien także koncentrować się na działaniach, ułatwiających dostęp przedsiębiorcom do informacji gospodarczej, doradztwa i źródeł finansowania.

W ramach prowadzonych działań do zadań samorządu województwa w szczególności należeć powinny:

- w związku z opiniowaniem gminnych projektów założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz ich aktualizacji, sugerowanie możliwości uwzględnienia w nich zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych i innych źródeł,
- rozdział środków finansowych dostępnych w ramach funduszy unijnych i innych dostępnych źródeł z poziomu regionu,
- szeroko pojęte rozpowszechnianie informacji o możliwościach finansowania przedsięwzięć w regionie oraz poświęconego dobrym przykładom inwestycji,
- wsparcie dla opracowania studiów i analiz rozwoju branży, zawierających modelowe przykłady zrealizowanych lub planowanych inwestycji w systemy odzysku ciepła odpadowego, zgodnych polityką regionalną,
- wsparcie organizacji specjalistycznych szkoleń dla samorządów lokalnych, przedsiębiorców i mieszkańców,
- organizacja wymiany doświadczeń pomiędzy samorządami różnego szczebla i podmiotami zajmującymi się rozwojem systemów energetycznych wykorzystujących ciepło odpadowe.

WNIOSKI¹⁷⁵

W procesach przetwórstwa przemysłowego i energetycznego powstają znaczne ilości ciepła odpadowego. Odzysk tego ciepła może nieść za sobą wiele korzyści, przede wszystkim dla bezpieczeństwa energetycznego i środowiska. Lepsze wykorzystanie energii może zmniejszyć zużycie paliw kopalnych potrzebnych do wytwarzania energii i związane z nim emisje gazów cieplarnianych do atmosfery. Jest to szansa dla przedsiębiorstw, które mogą przeznaczyć mniej środków na zakup energii, na zwiększenie swojej konkurencyjności lub, jeśli ciepło odpadowe nie może być ponownie wykorzystane w procesach wewnętrznych, na uzyskanie nowego źródła dochodu z jego sprzedaży innym podmiotom.

Dokładna ilość przemysłowego ciepła odpadowego jest trudna do określenia, ale powyższe szacunki wskazują, że 16,5 procent energii zużytej w dolnośląskim przemyśle przetwórczym w ciągu roku jest odprowadzane jako ciepło odpadowe, które może być efektywnie wykorzystane.

Sprawniejsze i bardziej zrównoważone wytwarzanie i zużycie energii jest priorytetem dla Unii Europejskiej. Strategia UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia (COM(2016) 51 final) stwierdza: „Niektóre branże przemysłu generują ciepło jako produkt uboczny. Znacznie większa część tego ciepła mogłaby być wykorzystywana w samym zakładzie lub sprzedawana do ogrzewania pobliskich budynków. To samo dotyczy ciepła odpadowego z elektrowni, sektora usług i infrastruktury, np. sieci metra”. W związku z powyższym, trendy rozwoju tego sektora powinny być monitorowane, a potencjał lepiej oszacowany i w przyszłości szeroko wykorzystywany. Niektóre programy operacyjne, także Regionalny Program Operacyjny Województwa Dolnośląskiego, wyraźnie wskazują, że finansowanie mogą uzyskać zarówno przedsiębiorcy, jak i samorządy prowadzące inwestycje w systemy energooszczędne, w których ciepło odpadowe jest odzyskiwane.

Lepsze wykorzystanie ciepła odpadowego zdecydowanie sprzyjałoby osiągnięciu celów strategicznych województwa dolnośląskiego w zakresie niekonwencjonalnych źródeł energii i zwiększenia efektywności energetycznej, a samorząd województwa może odegrać istotną rolę w monitorowaniu i koordynowaniu tych procesów.

2.4.2. Odzysk energii z odpadów poprzez procesy spalania

Obserwowany stały wzrost ilości wytwarzanych odpadów został dostrzeżony w UE, która zaczęła wprowadzać prawodawstwo regulujące ten problem. Pierwsza Dyrektywa¹⁷⁶, ustanawiająca ramy prawne dotyczące postępowania z odpadami we Wspólnocie, została uchwalona w dniu 5 kwietnia 2006 r. Zdefiniowała ona kluczowe pojęcia, takie jak odpady, odzysk i unieszkodliwianie oraz ustanowiła istotne wymogi w zakresie gospodarowania odpadami, w szczególności obowiązek dla zakładu lub przedsiębiorstwa wykonującego czynności związane z gospodarowaniem odpadami do uzyskania zezwolenia lub rejestracji oraz obowiązek dla państw członkowskich do sporządzania planów gospodarki odpadami. Określiła także główne zasady, takie jak obowiązek postępowania z odpadami w sposób niewywierający ujemnego oddziaływania na środowisko lub zdrowie ludzkie, zachęcanie do stosowania hierarchii postępowania z odpadami oraz – zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci” – wymóg, aby koszty unieszkodliwiania odpadów były ponoszone przez posiadacza odpadów lub przez poprzednich posiadaczy, lub przez producentów produktów, z których te odpady powstały.

Głównym założeniem wprowadzanych aktów prawnych jest zasada aby odpadów powstawało jak najmniej. Ustalona hierarchia postępowania z odpadami wskazuje kolejność priorytetów w przepisach prawa i polityce, dotyczących zapobiegania powstawaniu odpadów oraz gospodarowania nimi. Podstawę stanowi przede wszystkim **zapobieganie powstawaniu odpadów**. Następnie przygotowywanie do ponownego użycia i recykling. **Inne sposoby odzysku (w tym odzysk energii) oraz**

¹⁷⁵ WORK PACKAGE 4 DELIVERABLE D.T4.2.3, Plan działania na rzecz wykorzystania ciepła odpadowego na terenie Dolnego Śląska Action plan for waste heat utilization in the region of Lower Silesia, Poland, 2019

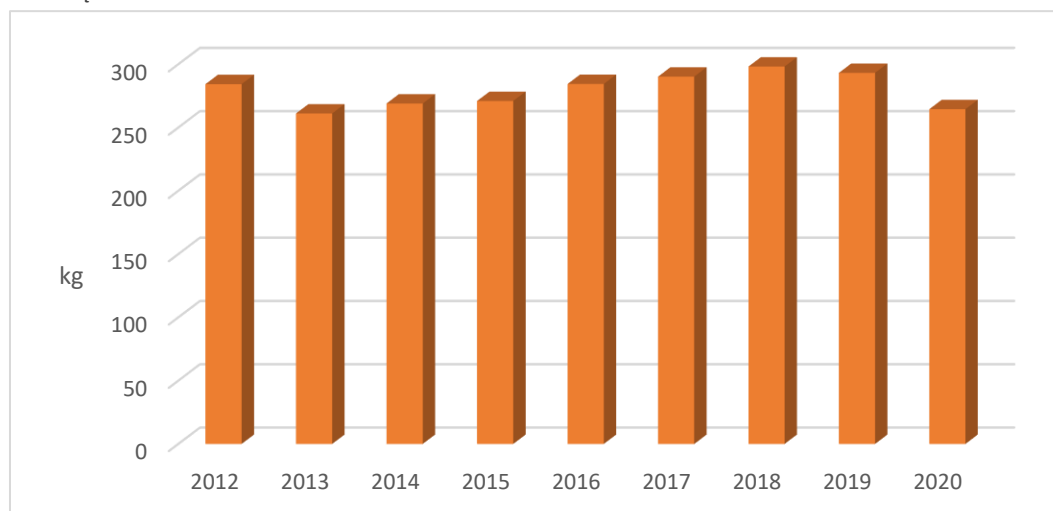
¹⁷⁶ DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy

unieszkodliwianie, stanowią ostatni element procesu postępowania z odpadami. Stosując hierarchię postępowania z odpadami podejmuje się środki sprzyjające rozwiązaniom, które dają najlepszy wynik całkowity dla środowiska.

Odzysk energii z odpadów jest jednym z ostatnich elementów w hierarchii postępowania z odpadami, ale jednocześnie jest sposobem na ograniczenie negatywnych skutków składowania odpadów, takich jak poważne i długoterminowe szkody dla środowiska. Należy podkreślić, że przepisy prawa unijnego i krajowego wymuszają ograniczenia w procesie składowania odpadów, przede wszystkim pod względem ilości składowanych odpadów i pojemności składowisk. Restrykcyjne przepisy oraz brak działań w kierunku zmniejszenia ilości powstających odpadów (np. poprzez technologie małodopadowe) powodują, że możliwości składowania odpadów stają się ograniczone.

Z drugiej jednak strony stanowisko organów UE zorientowane jest ściśle na prowadzenie gospodarki odpadami zgodnie z zasadami gospodarki obiegu zamkniętego i nadrzędnym sposobem postępowania z odpadami jest ich ponowne wykorzystanie i recykling, a nie spalanie. Inwestycje związane z termicznym przetwarzaniem odpadów uznaje się za najmniej pożądaną metodę zagospodarowania odpadów. Organy UE postulują obecnie o **zaprzestanie inwestowania w spalanie odpadów również ze względu na towarzyszące temu procesowi emisje CO₂ i innych zanieczyszczeń**. W Rozporządzeniu 2020/852¹⁷⁷ w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, w Artykule 13 dotyczącym istotnego wkładu w przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym, w pkt. 1 lit. j wprost mówi się o konieczności minimalizacji spalania odpadów. Ponadto uważa się, że ilość energii pozyskiwana ze spalania odpadów jest znikoma w stosunku do potrzeb, co uwidaczniają wytyczne dla statystyki dotyczące odpadów¹⁷⁸ (zakładane zmniejszanie się strumienia odpadów). Finansowe wsparcie projektów związanych z instalacjami do spalania odpadów z funduszy europejskich jest zatem wątpliwe.

Wykres 56. Zmieszane odpady komunalne zebrane w ciągu roku na jednego mieszkańca w latach 2012-2020 w województwie dolnośląskim



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

W województwie dolnośląskim od 2012 r. **ilość zmieszanych odpadów komunalnych** zebranych w ciągu roku w przeliczeniu na jednego mieszkańca **zmałała** z 284,3 do 264,5 kg/mieszkańca, pomimo że w latach 2013-2018 obserwowano ich systematyczny wzrost.

¹⁷⁷ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088

¹⁷⁸ DECYZJA WYKONAWCZA KOMISJI (UE) 2019/1004 z dnia 7 czerwca 2019 r. określająca zasady obliczania, weryfikacji i zgłaszania danych dotyczących odpadów zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE oraz uchylająca decyzję wykonawczą Komisji C(2012) 2384

Krajowe regulacje i zasady postępowania w zakresie termicznego przekształcania odpadów określa Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (t.j. Dz.U. z 2022 r. poz. 699). W obowiązujących wytycznych dopuszcza się odzyskiwanie ciepła wytworzonego w trakcie termicznego przekształcania odpadów w zakresie, w jakim jest to wykonalne, przez produkcję ciepła, wytwarzanie pary technologicznej lub energii elektrycznej. Zakłada się, że **spalanie lub współspalanie odpadów z odzyskiem energii** odbywa się przy zachowaniu **wysokiego poziomu efektywności energetycznej**.

Obowiązujące przepisy określają również **sposób projektowania, budowania, wyposażenia i użytkowania spalarni odpadów**, który **ma zapewniać jak najmniejszą ilość i szkodliwość dla życia, zdrowia ludzi lub dla środowiska, odpadów i innych emisji powstających wskutek termicznego przekształcania odpadów**.

Krajowy plan gospodarki odpadami 2022 (KPGO 2022), przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 1 lipca 2016 r. obejmuje działania niezbędne dla zapewnienia zintegrowanej gospodarki odpadami w całym kraju, opiera się przede wszystkim na hierarchii sposobów postępowania z odpadami i wpisuje się w strategiczne dokumenty przyjęte na poziomie UE i krajowym, w tym dotyczące gospodarki o obiegu zamkniętym. Głównym celem dokumentu jest zapobieganie powstawaniu odpadów, a następnie, zgodnie z przyjętą hierarchią, ich zagospodarowanie. KPGO 2022 kładzie nacisk na realizację zasady gospodarki odpadami stanowiącej, iż **przekształcanie termiczne odpadów powinno być uzupełnieniem systemu przetwarzania odpadów**, natomiast jego podstawę ma stanowić infrastruktura służąca zapobieganiu powstawaniu odpadów (sieci napraw i ponownego użycia) oraz selektywnemu zbieraniu (PSZOK-i, sortownie odpadów selektywnie zbieranych). Zakłada się, że **termicznemu przekształcaniu nie powinno być poddawane więcej niż 30% wytworzonych odpadów komunalnych**. Przedmiotowy cel uwzględnia przekształcenie termiczne odpadów komunalnych oraz odpadów pochodzących z przetworzenia odpadów komunalnych.

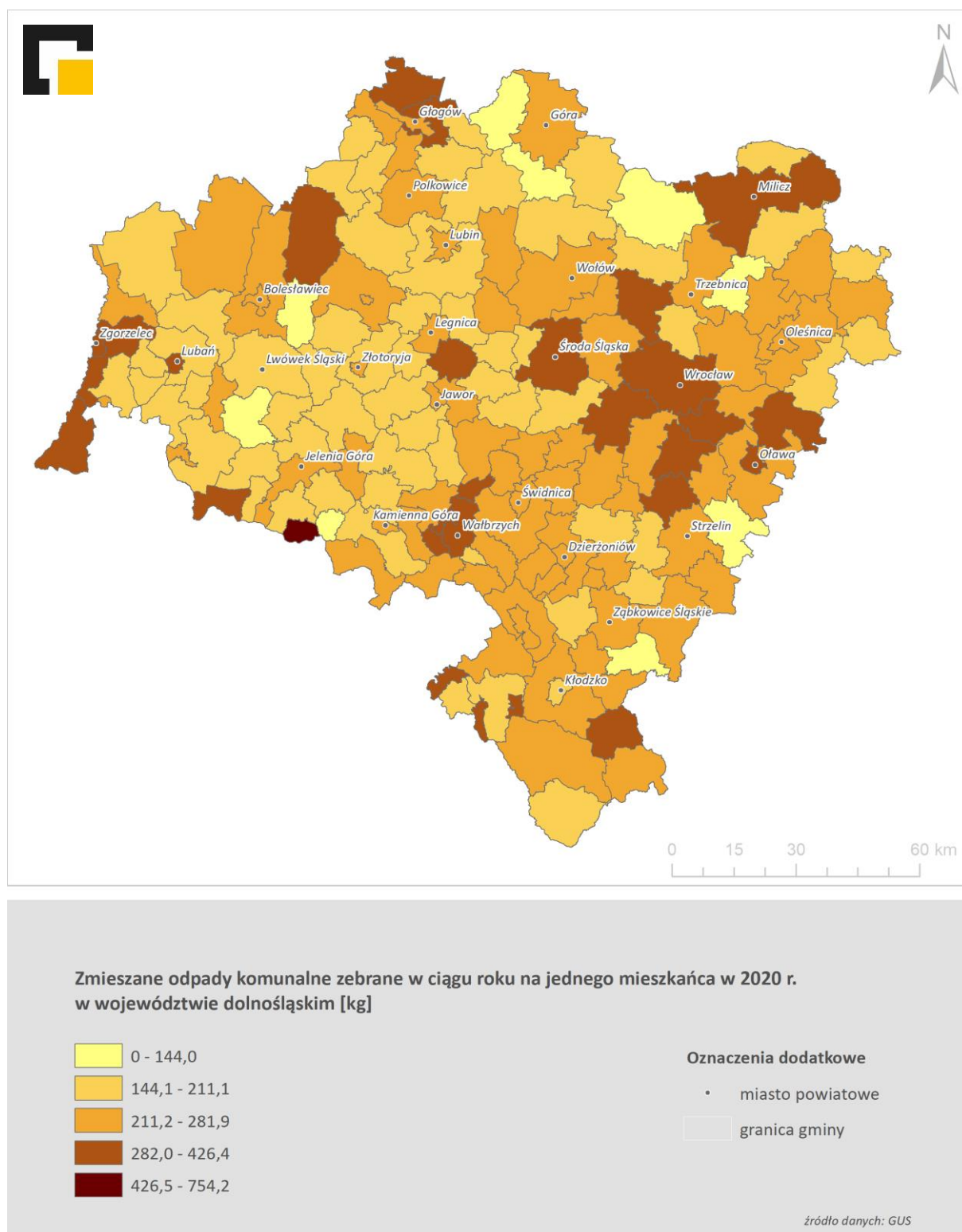
Obecnie na terenie województwa dolnośląskiego nie funkcjonuje żadna instalacja termicznego przekształcania odpadów komunalnych z produkcją energii elektrycznej i ciepła. Warto dodać, że na poziomie regionalnym instalacje do spalania odpadów komunalnych zostały ujęte w obowiązującym **Wojewódzkim Planie Gospodarki Odpadami Województwa Dolnośląskiego (WPGO 2016)**, który został przyjęty Uchwałą NR XLIII/1450/17 Sejmiku Województwa Dolnośląskiego z dnia 21 grudnia 2017 r. Przewidziano wówczas 6 lokalizacji dla planowanych nowych instalacji do termicznego przekształcania odpadów komunalnych i odpadów pochodzących z przetworzenia odpadów komunalnych, w tym w następujących gminach: Lubawka, Łagiewniki, Wrocław, Wąsosz, Mysłakowice i Legnica. Jednakże, po zmianach wprowadzonych na podstawie ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o utrzymaniu czystości i porządku w gminach oraz niektórych innych ustaw, ustalenia dotyczące instalacji do termicznego przekształcania odpadów ujęte w wojewódzkich planach gospodarki odpadami stały się nieobowiązujące, a ogłoszenie listy instalacji przeznaczonych do termicznego przekształcenia odpadów komunalnych miało nastąpić w formie rozporządzenia ministra właściwego do spraw klimatu. Przepis ten został jednak skreślony i obecnie nie ma obowiązku uwzględniania tego typu inwestycji w wojewódzkich planach gospodarki odpadami. Jako obowiązujący pozostaje jednak warunek ustawowy związany z dopuszczeniem finansowania budowy, rozbudowy lub modernizacji instalacji przeznaczonych do przetwarzania odpadów komunalnych ze środków Unii Europejskiej lub funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej, jakim jest ich ujęcie w planie inwestycyjnym, stanowiącym załącznik do wojewódzkiego planu gospodarowania odpadami.

Na terenie województwa dolnośląskiego największa ilość zmieszanych odpadów komunalnych, przypadająca na 1 mieszkańca, w 2020 r. zebrana została głównie w aglomeracji Wrocławia, w Wałbrzychu oraz w gminach uzdrowiskowych i turystycznych.

Dążenie do minimalizowania ilości składowanych odpadów i ich wykorzystanie do odzyskiwania energii (m.in. w procesie termicznego przekształcania odpadów) **jest uzasadnione jedynie pod warunkiem ścisłego przestrzegania hierarchii postępowania z odpadami** (priorytetowe - zapobieganie powstawaniu odpadów, następnie przygotowanie do ponownego użycia i recykling oraz

najmniej pożądane - inne sposoby odzysku oraz unieszkodliwianie), a także maksymalnie możliwego do uzyskania ograniczenia emisji szkodliwych dla środowiska.

Rysunek 20. Zmieszane odpady komunalne zebrane w ciągu roku na jednego mieszkańca w 2020 r. w województwie dolnośląskim.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

2.5. ROZWÓJ BADAŃ I INNOWACJI

UE zainicjowała globalne wysiłki na rzecz przeciwdziałania zmianie klimatu i jest siłą napędową w dziedzinie opracowywania odnawialnych źródeł energii. UE chce być światowym liderem w dziedzinie rozwiązań w zakresie efektywności energetycznej na potrzeby przemysłu, transportu i budynków. Przedsiębiorstwa europejskie chcą zdobyć przewagę komparatywną na wielu światowych rynkach, na których rośnie konkurencja ze strony światowych rywali, a europejscy naukowcy i innowatorzy poszerzają granice wiedzy. **Powodzenie transformacji energetyki zależy właśnie od rozwoju innowacyjności.** Zastąpienie węglowodorów OZE wymaga daleko idących innowacji i dlatego UE poprzez swoje prawodawstwo chce nadać jak największy impuls w kierunku poszukiwania przełomowych technologii.

Komisja Europejska określiła ramy działania oparte na trzech nadrzędnych celach:

- efektywność energetyczna przede wszystkim;
- Europa jako światowy lider w dziedzinie odnawialnych źródeł energii;
- zapewnienie konsumentom sprawiedliwych warunków.

Polityka UE zakłada zwiększenie inwestycji w technologie związane z efektywnością energetyczną i odnawialnymi źródłami energii oraz w rozwój modeli biznesowych opartych na czystej energii, wykorzystując nowe możliwości i uwzględniając mocną pozycję konsumenta wynikającą z digitalizacji.

Celem, do którego dąży Unia¹⁷⁹, jest wzmocnienie swojej bazy naukowej i technologicznej poprzez wzmocnienie europejskiej przestrzeni badawczej (EPB), w której zapewniony zostanie swobodny przepływ naukowców, wiedzy naukowej i technologii, oraz poprzez sprzyjanie zwiększaniu jej konkurencyjności, w tym w unijnym przemyśle, przy jednoczesnym promowaniu wszelkiej działalności w zakresie badań naukowych i innowacji w celu realizacji strategicznych priorytetów i zobowiązań Unii, której nadrzędnym celem jest wspieranie pokoju, wartości Unii i dobrobytu jej narodów.

W 2021 roku uruchomiono Program¹⁸⁰ który przyczyni się do realizacji celu ogólnego i celów szczegółowych określonych w art. 3 rozporządzenia (UE) 2021/695. Program szczegółowy ma następujące cele operacyjne:

- a) wzmocnienie badań podstawowych i badań pionierskich; wzmocnienie doskonałości i rozpowszechnianie jej, w tym poprzez propagowanie szerszego udziału w całej Unii,
- b) wzmocnienie powiązania między badaniami naukowymi, innowacjami oraz – w stosownych przypadkach – edukacją i innymi obszarami polityki, z uwzględnieniem komplementarności z krajowymi, regionalnymi i unijnymi politykami i działaniami w zakresie badań naukowych i innowacji,
- c) wspieranie realizacji priorytetów polityki Unii, w tym w szczególności porozumienia paryskiego,
- d) propagowanie odpowiedzialnych badań naukowych i innowacji, z uwzględnieniem zasady ostrożności,
- e) zwiększanie powiązań w zakresie współpracy w europejskich badaniach naukowych i innowacjach oraz współpracy między sektorami i dyscyplinami, z uwzględnieniem nauk społecznych i humanistycznych,
- f) wzmocnienie współpracy międzynarodowej,
- g) połączenie i rozwój infrastruktur badawczych w całej europejskiej przestrzeni badawczej (EPB) oraz zapewnianie transgranicznego dostępu do nich,
- h) przyciąganie talentów, szkolenie i zatrzymywanie naukowców i innowatorów w EPB, w tym dzięki mobilności.

¹⁷⁹ ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2021/695 z dnia 28 kwietnia 2021 r. ustanawiające program ramowy w zakresie badań naukowych i innowacji „Horyzont Europa” oraz zasady uczestnictwa i upowszechniania obowiązujące w tym programie oraz uchylające rozporządzenia (UE) nr 1290/2013 i (UE) nr 1291/2013.

¹⁸⁰ DECYZJA RADY (UE) 2021/764 z dnia 10 maja 2021 r. ustanawiająca program szczegółowy służący realizacji programu ramowego w zakresie badań naukowych i innowacji „Horyzont Europa” oraz uchylająca decyzję 2013/743/UE.

Niezależne oceny okresowe Europejskiego Instytutu Innowacji i Technologii (EIT) oraz doświadczenie zdobyte podczas stosowania rozporządzenia (WE) nr 294/2008 pokazują, że konieczne są znaczące zmiany w celu dalszego usprawnienia modelu EIT¹⁸¹ i jego podstawowych procesów. Ponadto w ocenie śródkresowej i ocenie skutków ex ante EIT określono szereg obszarów wymagających poprawy, między innymi model finansowania wspólnot wiedzy i innowacji (WWiI), ich integrację z lokalnymi ekosystemami innowacji, ich otwartość i przejrzystość oraz monitorowanie przez EIT.

W strategicznym planie innowacji (SPI) należy określić dziedziny priorytetowe i potrzeby finansowe EIT na okres siedmiu lat, obejmujące odpowiednie wieloletnie ramy finansowe (WRF). Należy dostosować SPI do programu ramowego w zakresie badań naukowych i innowacji „Horyzont Europa” (zwanego dalej „programem »Horyzont Europa«”), ustanowionego rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/695, w tym w odniesieniu do wymogów dotyczących sprawozdawczości, monitorowania, oceny oraz innych wymogów określonych w tym rozporządzeniu, oraz należy uwzględnić w SPI planowanie strategiczne programu „Horyzont Europa”. SPI powinien tworzyć i wspierać synergę z innymi częściami programu „Horyzont Europa”, innymi odpowiednimi programami Unii przewidzianymi w WRF oraz innymi odpowiednimi inicjatywami, strategiami i instrumentami unijnymi, krajowymi i regionalnymi, w szczególności z tymi, które wspierają badania naukowe i innowacje, kształcenie i rozwój umiejętności, zrównoważonego i konkurencyjnego przemysłu, przedsiębiorczości i rozwoju regionalnego. Zważywszy na znaczenie SPI dla unijnej polityki w zakresie innowacji, a także spodziewane oddziaływanie społeczno-gospodarcze na Unię, SPI powinien zostać przyjęty przez Parlament Europejski i Radę na podstawie wniosku Komisji. Podstawą tego wniosku powinien być wkład przekazany przez EIT. Wkład ten należy udostępnić Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.

Na potrzeby niniejszego rozporządzenia stosuje się następujące definicje: „innowacja” oznacza proces, wraz z jego wynikami, dzięki któremu nowe pomysły odpowiadają na społeczne, gospodarcze lub środowiskowe zapotrzebowanie i popyt oraz prowadzą do powstawania nowych produktów, procesów, usług lub modeli działalności gospodarczej oraz modeli organizacyjnych i społecznych z powodzeniem wprowadzanych na istniejący rynek lub zdolnych do tworzenia nowych rynków oraz mających wartość dla społeczeństwa;

Największym wyzwaniem dla energetyki jest zastąpienie spalanych węglowodorów i związanych z tym emisji gazów cieplarnianych, głównie CO₂, energią uzyskiwaną z OZE oraz opracowanie technologii magazynowania energii na skale przemysłową, aby zapewnić ciągłość dostaw energii przez całą dobę. Zaletą wykorzystania magazynów energii jest możliwość pracy zarówno w trybie generacyjnym, jak i odbiorczym. W zależności od technologii magazyny energii mogą pracować w czasie:

- krótkoterminowym (sekundowym, minutowym – regulacja częstotliwości i mocy czynnej),
- średnioterminowym (bilansowanie dobowe),
- długoterminowym (bilansowanie sezonowe).

Metody magazynowania energii można podzielić na pięć kategorii, w zależności od rodzaju energii pełniącej rolę rezerwuaru :

- mechaniczne,
- elektrochemiczne,
- elektryczne,
- chemiczne,
- cieplne.

Aktualnie najefektywniejszymi zasobnikami energii na świecie są elektrownie szczytowo-pompowe (ang. Pumped hydro energy storage, PHS). PHS wykorzystują energię potencjalną różnicy poziomu wód znajdujących się na różnych wysokościach. Elektrownia szczytowo-pompowa zbudowana jest z dwóch zbiorników wodnych umieszczonych na różnych wysokościach. Występują dwa stany pracy PHS:

¹⁸¹ ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2021/819 z dnia 20 maja 2021 r. w sprawie Europejskiego Instytutu Innowacji i Technologii

rozładowanie oraz ładowanie. W stanie rozładowania (wytworzenia energii elektrycznej, która jest wprowadzana do sieci elektroenergetycznej) woda przepływa ze zbiornika położonego wyżej (tzw. zbiornik górny) do zbiornika dolnego poprzez turbiny sprzęgnięte z hydrogeneratorem, które zamieniają energię mechaniczną na energię elektryczną. W stanie ładowania woda pompowana jest do zbiornika górnego ze zbiornika dolnego przez te same turbiny, przy czym energia elektryczna do zasilania pompy pochodzi z sieci elektroenergetycznej. Sprawność procesu przechowywania energii w obecnych elektrowniach szczytowo-pompowych przekracza 80%, dochodzi do 85% (sprawność ta uwzględnia zarówno proces pompowania wody do górnego zbiornika, jak i wytworzenia energii elektrycznej w trakcie opróżniania tego zbiornika). Ograniczeniem PHS są uwarunkowania naturalne, ponieważ nie wszędzie występuje możliwość budowy takich zbiorników.

Obecnie z uwagi na ograniczoną dostępność lokalizacji, wysokie nakłady inwestycyjne oraz ograniczenia środowiskowe budowa nowych elektrowni szczytowo-pompowych jest bardzo trudna, dlatego należy zwrócić uwagę na inne, rozwijające się technologie. Rozwój magazynów energii elektrycznej wymaga przyjęcia przepisów prawnych regulujących ich dostęp do rynku, jak też stwarzających ekonomiczne zachęty do ich wykorzystania zarówno przez wytwórców, w szczególności energii odnawialnej, jak i przez operatorów systemów elektroenergetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej.¹⁸²

Niewątpliwie jednak największy potencjał rozwoju mają technologie oparte o magazynowanie energii w postaci wodoru. Jest on przedmiotem szybko rosnącego zainteresowania w Europie i na całym świecie. W celu wytyczenia kierunków rozwoju wodoru KE opublikowała Strategię dla rozwoju „zielonego wodoru”¹⁸³. Wodór może być wykorzystywany jako surowiec, paliwo lub jako nośnik i magazyn energii. Ma on również wiele potencjalnych zastosowań w sektorach przemysłu, transportu, energii i budownictwa. Wodór stanowi jednak obecnie niewielką część światowego i unijnego koszyka energetycznego i jest nadal w dużej mierze wytwarzany z paliw kopalnych, w szczególności z gazu ziemnego lub węgla (98%).¹⁸⁴ Obecnie rocznie (dane za 2019 r.) produkuje się na świecie ok. 70 mln ton wodoru (H₂) zużywając około 205 miliardów metrów sześciennych gazu ziemnego (75% produkcji wodoru). Wydatek energetyczny do wyprodukowania tej ilości wodoru wynosi 275 Mtoe. i powoduje to emisję ok. 830 mln ton CO₂ rocznie co odpowiada ok. 25% łącznej emisji CO₂ w UE. Towarzyszą temu również emisje: SO_x, NO_x, CO i pyły. Roczna emisja w UE wynosi 70–100 mln ton CO₂ przy produkcji wodoru na poziomie 10 mln ton. Aby wodór przyczynił się do osiągnięcia neutralności klimatycznej, jego stosowanie musi odbywać się na znacznie większą skalę, a jego produkcja musi stać się w pełni bezemisyjna. Obecnie gdy nie funkcjonują technologie komercyjne wychwytu CO₂ (CCS – są prowadzone intensywne opracowania instalacji komercyjnych) koszt wodoru wynosi 1,7 dol. USA/ 1 kg H₂ a z wychwytem (CCS) 2,4 dol. USA / 1 kg H₂ (cena 2018 r.). Koszty paliwa są największym składnikiem kosztów, stanowiąc od 45% do 75% kosztów produkcji. Niskie ceny gazu na Bliskim Wschodzie, w Rosji i Ameryce Północnej powodują jedne z najniższych kosztów produkcji wodoru.

Jest wiele powodów, dla których wodór jest kluczowym priorytetem służącym osiągnięciu Europejskiego Zielonego Ładu i czystej transformacji energetycznej w Europie. Do 2050 r. energia elektryczna ze źródeł odnawialnych powinna przyczynić się do dekarbonizacji znacznej części – choć nie całości – zużycia energii w UE. Wodór ma duży potencjał, aby w pewnym stopniu wypełnić tę lukę jako – podobnie jak baterie – jako magazyn energii ze źródeł odnawialnych i jako jej nośnik, zapewniając wsparcie dla sezonowych wahań i umożliwiając połączenie miejsc produkcji z bardziej odległymi centrami popytu.

Europa jest wysoce konkurencyjna w dziedzinie czystych technologii wodorowych i jest dobrze przygotowana do czerpania korzyści z globalnego rozwoju czystego wodoru jako nośnika energii. Łączne inwestycje w wodór odnawialny w Europie mogą do 2050 r. sięgnąć 180–470 mld EUR,

¹⁸² „Analiza systemów zarządzania energią elektryczną i jej magazynowania” DISE; Wrocław 2020

¹⁸³ „Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu” COM(2020) 301 final

¹⁸⁴ Międzynarodowa Agencja Energii (International Energy Agency - IEA) – „The Future of Hydrogen”. Report prepared by the IEA for the G20, Japan (Seizing today’s opportunities) – czerwiec 2019 rok.

a inwestycje w niskoemisyjny wodór z paliw kopalnych – od 3 do 18 mld EUR. Przy wiodącej roli UE w dziedzinie technologii związanych z odnawialnymi źródłami energii (OZE) powstanie łańcuch wartości na potrzeby wielu sektorów przemysłowych i innych zastosowań końcowych. Rozwój gospodarki wodorowej mógłby, bezpośrednio lub pośrednio, zapewnić nowe miejsca pracy nawet dla miliona osób. Według szacunków analityków czysty wodór mógłby zaspokoić 24 % światowego zapotrzebowania na energię do 2050 r., przy rocznej sprzedaży o wartości 630 mld EUR.

Należy jednak pamiętać, że UE da wsparcie tylko dla „zielonego” wodoru produkowanego z wody i przy pomocy elektrolizerów (bezemisyjny sposób produkcji musi być zgodny z głównym celem – osiągnięcie UE neutralności klimatycznej do 2050 roku).

Wodór może być produkowany w szeregu różnych procesów. Ścieżki produkcji wiążą się ze zróżnicowaną wielkością emisji, w zależności od wykorzystywanej technologii i źródła energii oraz mają różne implikacje kosztowe i różne wymagania materiałowe. W „Strategii ...” zdefiniowano podstawowe rodzaje wodoru:

- „wodór elektrolityczny” odnosi się do wodoru wytwarzanego w drodze elektrolizy wody (w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną), niezależnie od źródła energii elektrycznej. Emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia związane z produkcją wodoru elektrolitycznego zależą od sposobu wytwarzania energii elektrycznej.
- „wodór odnawialny” oznacza wodór wytwarzany w drodze elektrolizy wody (w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną), przy czym energia elektryczna pochodzi z odnawialnych źródeł (OZE). Emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia związane z produkcją wodoru odnawialnego są bliskie zeru. Wodór odnawialny może być również wytwarzany w procesie reformingu biogazu (zamiast gazu ziemnego) lub biochemicznego przekształcania biomasy, pod warunkiem że spełnione są wymagania dotyczące zrównoważonego rozwoju.
- „czysty wodór” odnosi się do wodoru odnawialnego.
- „wodór z paliw kopalnych” odnosi się do wodoru wytwarzanego w ramach różnych procesów, w których w charakterze surowców wykorzystuje się paliwa kopalne; są to głównie reforming gazu ziemnego lub zgazowanie węgla. Stanowi on przeważającą część produkowanego obecnie wodoru. Emisje gazów cieplarnianych w cyklu życia związane z produkcją wodoru z paliw kopalnych są wysokie
- „wodór z paliw kopalnych z wychwytywaniem dwutlenku węgla (CCS)” jest podtypem wodoru z paliw kopalnych, przy czym gazy cieplarniane emitowane w procesie produkcji tego wodoru mają być wychwytywane. Emisje gazów cieplarnianych związane z produkcją wodoru z paliw kopalnych z wychwytywaniem dwutlenku węgla lub z zastosowaniem pirolizy są niższe niż w przypadku wodoru z paliw kopalnych, ale należy wziąć pod uwagę zmienną skuteczność wychwytywania gazów cieplarnianych (maksymalnie 90 %).
- „wodór niskoemisyjny” obejmuje wodór z paliw kopalnych z wychwytywaniem dwutlenku węgla oraz wodór elektrolityczny ze znacznym ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia w porównaniu z obecną produkcją wodoru.
- „syntetyczne paliwa wodoropochodne” odnoszą się do różnych paliw gazowych i ciekłych na bazie wodoru i węgla. Aby paliwo syntetyczne można było uznać za odnawialne, frakcja wodorowa gazu syntezowego powinna być odnawialna. Paliwa syntetyczne obejmują na przykład naftę syntetyczną w lotnictwie, syntetyczny olej napędowy do samochodów oraz różne molekuły stosowane w produkcji chemikaliów i nawozów. Paliwa syntetyczne powodują emisje gazów cieplarnianych na bardzo różnych poziomach, w zależności od stosowanego surowca i procesu. Zanieczyszczenie powietrza w wyniku spalania paliw syntetycznych powoduje podobne poziomy emisji zanieczyszczeń jak z paliw kopalnych.

Kluczowe czynniki warunkujące sukces oraz bariery rozwoju technologii magazynowania energii w Polsce:¹⁸⁵

- niski poziom rozwoju magazynów energii w Polsce nie pozwalają ocenić wszystkich aspektów rozwoju tego obszaru,
- ramy regulacyjne dotyczące magazynowania energii nie są wystarczająco rozwinięte. Wyzwaniem jest usunięcie barier regulacyjnych zwiększających ryzyko inwestycyjne i koszty prowadzenia działalności, a tym samym utrudniających rozwój wielkoskalowych komercyjnych projektów magazynowania,
- istotnym wyzwaniem jest zapewnienie optymalnego środowiska dla rozwoju projektów hybrydowych, czyli instalacji OZE połączonych z magazynami energii,
- podatki ekologiczne i model taryfowy nie są obecnie dostosowane do specyfiki projektów magazynowania energii,
- barierą biznesową dla zwiększenia komercyjnego magazynowania energii jest między innymi aktualny model rynku usług regulacyjnych, który uniemożliwia konkurencję magazynów energii z elektrowniami konwencjonalnymi,
- należy również uwzględnić magazynowanie energii w zasadach redysponowania jednostek wytwórczych,
- nie istnieją żadne szczególne warunki przyłączenia, które mogą być wydane przez operatorów systemów przesyłowych lub dystrybucyjnych dla instalacji magazynowania energii. Kodeksy sieci RfG i DC powinny regulować warunki dostępu do sieci w celu magazynowania energii,
- kształtują się rozwiązania w zakresie dostępu magazynowego do rynku bilansujących usług pomocniczych,
- konieczne jest doprecyzowanie struktury usług elastyczności w taki sposób, aby zapewnić udział magazynów energii w tych usługach, na poziomie sieci dystrybucyjnej,
- istniejące projekty, stworzone głównie dla celów badań i rozwoju, otrzymały dofinansowanie i są w większości realizowane przez operatorów sieci.

Na Dolnym Śląsku plany rozwoju technologii magazynowania energii posiada Energetyczny Klaster Oławski, w którym realizowana jest obecnie inwestycja polegająca na budowie 4 turbin wiatrowych ENERCON E-126 o mocy 4 MW każda wraz ze zintegrowanymi magazynami energii o pojemności 3 MWh. Po zakończeniu inwestycji zakłada się funkcjonowanie na terenie Gaju Oławskiego 4 elektrowni wiatrowych (o mocy przyłączeniowej 2,5 MW każda) wraz ze zintegrowanymi magazynami energii każdy o mocy 1,5 MW i pojemności 3 MWh, które będą przyłączone do sieci SN eksploatowanej przez TAURON Dystrybucja. Zgodnie ze specyfikacją zamówienia magazyny energii o pojemności 3 MWh powinny cechować się żywotnością nie mniejszą niż 10 lat, dla 8.000 cykli ładowania/rozładowania przy pełnym DoD (100%), co wskazuje, że będą to prawdopodobnie ogniwa oparte o baterie litowo-jonowe. W swoich planach rozwoju oławski klaster zakłada także budowę grawitacyjnego magazynu energii o mocy 35 MW.¹⁸⁶

PLAN INWESTYCYJNY DLA ROZWOJU GOSPODARKI WODOROWEJ W UE.

Rozwój gospodarki wodorowej w UE podzielono na 3 fazy. W pierwszej fazie, w latach 2020–2024, celem strategicznym UE jest zainstalowanie zasilanych energią ze źródeł odnawialnych elektrolizerów o mocy co najmniej 6 GW, które będą mogły wyprodukować nawet 1 milion ton wodoru odnawialnego. Produkcja ta może się przyczynić do dekarbonizacji istniejącej produkcji wodoru, np. w sektorze chemicznym, oraz ułatwiać wprowadzanie wodoru w nowych zastosowaniach końcowych, takich jak inne procesy przemysłowe, i być może w transporcie ciężkim.

W drugiej fazie, w latach 2025–2030, wodór musi stać się nieodłączną częścią zintegrowanego systemu energetycznego. Strategicznym celem jest zainstalowanie do 2030 r. zasilanych energią ze źródeł

¹⁸⁵ „Analiza systemów zarządzania energią elektryczną i jej magazynowania” Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, Wrocław 2020

¹⁸⁶ J.W.

odnawialnych elektrolizerów o mocy co najmniej 40 GW, które będą mogły produkować nawet 10 milionów ton wodoru odnawialnego w UE.

W trzeciej fazie, od 2030 r. do 2050 r., technologie związane z wodorem odnawialnym powinny osiągnąć „dojrzałość techniczną” i być wdrażane na dużą skalę w celu dotarcia do wszystkich sektorów, w których trudno doprowadzić do obniżenia emisyjności. Wodór można również wykorzystać w przypadkach w których inne rozwiązania mogą być niewykonalne lub bardzo kosztowne.

Od chwili obecnej do 2030 r. wysokość inwestycji w elektrolizery mieściłaby się w przedziale od 24 do 42 mld EUR. Ponadto w tym samym okresie potrzebne byłoby 220 – 340 mld EUR aby zwiększyć skalę produkcji i bezpośrednio połączyć ją do elektrolizerów o zdolności produkcyjnych pochodzących z energii słonecznej i wiatrowej o mocy 80–120 GW, w celu zapewnienia niezbędnej ilości energii elektrycznej. Szacuje się, że inwestycje w modernizację połowy istniejących instalacji umożliwiających wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla wyniosą około 11 mld EUR. Dodatkowo na transport, dystrybucję i magazynowanie wodoru oraz na stacje tankowania wodoru potrzebne będą inwestycje w wysokości 65 mld EUR. Od chwili obecnej do 2050 r. inwestycje w zdolności produkcyjne w UE wyniosłyby 180–470 mld EUR.

PLAN INWESTYCYJNY DLA WODURU (POLSKA I WOJEWÓDZTWO)

Obecnie Polska produkuje ok. 1,3 mln H₂ co stanowi 13% produkcji w UE. Zakłada się 2 scenariusze¹⁸⁷ rozwoju rynku wodorowego: 1) rozwój gospodarki wodorowej bez wsparcia ze strony UE (Business as usual), 2) przewiduje się podwojenie produkcji wodoru do 2030 roku i wsparcie UE. Prawodawstwo unijne oraz komunikaty KE wyraźnie wskazują, że wariant drugi jest bardziej preferowany

Opracowanie „Opportunities for Hydrogen ...” pokazuje 2 trendy dla rozwoju produkcji wodoru w Polsce (wydają się najbardziej realne) do roku 2030. Pierwszy, bardziej ambitny trend, zakłada wzrost produkcji wodoru o 5,5 TWh (wzrost o 12,5%), który powinien osiągnąć ok. 45 TWh/rok. Aby osiągnąć ten poziom produkcji wodoru (45 TWh) należy zainstalować elektrolizery o mocy 1,7 GW. Drugi scenariusz przewiduje wzrost produkcji wodoru tylko o 2,2 TWh (wzrost o 5,2%).

Obecnie został uruchomiony program „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” - GOSPOSTRATEG VI przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR). W ramach tego programu zostały złożone 2 projekty dotyczące rozwoju wodoru na Dolnym Śląsku: „Dolina wodorowa” oraz „Reallabor”. Celem obu projektów jest stworzenie podstaw formalnych oraz technicznych dla rozwoju gospodarki wodorowej. Powstanie hubu wodorowego na obszarze naszego województwa powinno wykreować nowoczesne oraz trwałe miejsca pracy. Stworzenie technologii dla pewnych ogniw łańcucha produkcyjnego wodoru powinno doprowadzić do powstania obszarów najnowocześniejszej techniki. Stworzona technologia poprzez sieć kooperantów powinna być istotnym czynnikiem rozwoju gospodarczego województwa.

¹⁸⁷ „Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans” – FCH 2020 (Trinomics)

3. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

Na redukcję emisji gazów cieplarnianych i poprawę bezpieczeństwa energetycznego, a także poprawę jakości powietrza i stanu zdrowia obywateli istotny wpływ ma ograniczenie zapotrzebowania na energię, które wiąże się poprawą efektywności energetycznej.

Definicja efektywności energetycznej zawarta w obowiązujących przepisach¹⁸⁸ nie wyjaśnia jednak pojęcia dość jasno. W dokumentach Unii Europejskiej, **efektywność energetyczna** wyjaśniana jest jako **stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii**, którą w krajowej definicji doprecyzowuje się, zwracając uwagę na konieczność uwzględnienia porównywalnych warunków użytkowania i eksploatacji. **Poprawa efektywności energetycznej**, definiowana w przepisach unijnych, oznacza natomiast **zwiększenie efektywności energetycznej w wyniku zmian technologicznych, zachowań lub ekonomicznych**. Pojęcie poprawy efektywności energetycznej najlepiej jednak wyjaśnić jako ograniczenie strat lub wprowadzenie nowego rozwiązania, które w odniesieniu do stanu pierwotnego wskaże na końcowe zmniejszenie zapotrzebowania na energię do przeprowadzenia danego procesu. Poprawa efektywności energetycznej wiąże się zatem z ograniczeniem strat energii tam, gdzie nie są one konieczne.

Zakres ustawodawstwa unijnego, przepisy i dokumenty krajowe wskazują rolę efektywności energetycznej i określają cele skierowane na osiągnięcie jej poprawy. Znajduje to również odniesienie do koniecznych i możliwych do podjęcia działań ze strony jednostek samorządu terytorialnego, w tym samorządu województwa.

3.1. DZIAŁANIA UNII EUROPEJSKIEJ

Ograniczenie zapotrzebowania na energię jest jednym z pięciu wymiarów strategii na rzecz unii energetycznej ustanowionej w komunikacie Komisji Europejskiej z dnia 25 lutego 2015 r. – „Strategii ramowej na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu”. Zgodnie z unijnymi zobowiązaniami podjętymi w ramach unii energetycznej i globalnymi działaniami na rzecz klimatu określonymi w „Porozumieniu paryskim” z 2015 r. w sprawie przeciwdziałania negatywnym zmianom klimatu, celem poprawy efektywności energetycznej jest przede wszystkim: obniżenie kosztów energii dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, pomoc w łagodzeniu ubóstwa energetycznego, zwiększenie konkurencyjności, wzrost zatrudnienia i ożywienie całej gospodarki, co w rezultacie podniesie jakość życia. W dokumentach unijnych zwraca się ponadto uwagę, że poprawa efektywności energetycznej powinna mieć miejsce na każdym etapie łańcucha energetycznego: wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i końcowego zużycia.

Bazą dla regulacji unijnych w zakresie efektywności energetycznej są:

- **Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków**, gdzie wskazuje się realizację celu **znacznego wzrostu efektywności energetycznej poprzez poprawę parametrów termicznych budynków**. Ww. dokument obliguje państwa członkowskie do sporządzenia wykazów aktualnych i planowanych działań, w tym środków finansowych, które wspierają cele niniejszej dyrektywy. Działania znajdujące się w wykazach państw członkowskich mogą w szczególności zawierać środki, których celem jest: zmniejszenie istniejących barier prawnych i rynkowych oraz zachęcanie do inwestycji lub innych działań zwiększających efektywność energetyczną nowych i istniejących budynków. Środki takie obejmują: darmową lub dotowaną poradę i pomoc techniczną, bezpośrednie dotacje, dotowane programy kredytowe lub niskooprocentowane kredyty. Organy publiczne lub inne instytucje udostępniające środki

¹⁸⁸Definicja z ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (tj. Dz.U. z 2021 r., poz. 468 z późn. zm.): **Efektywność energetyczna** – stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, albo w wyniku wykonanej usługi niezbędnej do uzyskania tego efektu.

finansowe muszą powiązać zastosowanie takich środków z określoną charakterystyką energetyczną oraz z zaleceniami świadectw charakterystyki energetycznej.

- **Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE**, którą ustanowiono wspólną strukturę ramową dla środków służących wspieraniu efektywności energetycznej w Unii, w celu osiągnięcia głównego unijnego celu zakładającego zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do 2020 r., a także stworzenia warunków dla dalszego polepszania efektywności energetycznej po 2020 r. Przepisy niniejszej Dyrektywy zostały oparte na:
 - konkluzjach Rady Europejskiej obradującej w dniach 8-9 marca 2007 r., gdzie podkreślono potrzebę zwiększenia efektywności energetycznej w Unii, aby osiągnąć cel zakładający 20% oszczędność w zużyciu energii pierwotnej w Unii do 2020 r.,
 - konkluzjach Rady Europejskiej z dnia 4 lutego 2011 r., gdzie podkreślono, że przyjęty w czerwcu 2010 roku przez Radę Europejską cel polegający na zwiększeniu efektywności energetycznej o 20% do 2020 r., który nie był wówczas realizowany, musi zostać osiągnięty. W Dyrektywie ustalono, że główny cel unijny w dziedzinie zużycia energii do 2020 r. nie może przekroczyć 1 474 Mtoe (milionów ton oleju ekwiwalentnego – równoważnik miary dla wszystkich paliw) energii pierwotnej lub nie większy niż 1 078 Mtoe energii końcowej, przy czym każde państwo członkowskie ustala orientacyjną krajową wartość docelową w zakresie efektywności energetycznej, w oparciu o swoje zużycie energii pierwotnej lub końcowej, oszczędność energii pierwotnej lub końcowej, albo energochłonność¹⁸⁹, o czym powiadamia Komisję Europejską.

Kluczowym elementem unii energetycznej jest zasada „efektywność energetyczna przede wszystkim”, którą wprowadzono wnioskiem KE COM(2016) 761 final, 2016/0376 (COD) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. We wniosku podkreślono, że efektywność energetyczną należy traktować jako pełnoprawne źródło energii oraz jeden z najbardziej efektywnych kosztowo sposobów wspierania przejścia na gospodarkę niskoemisyjną oraz zapewniania wzrostu gospodarczego, zatrudnienia i możliwości inwestycyjnych. Dokument ustanawia **wiążący cel w zakresie efektywności energetycznej na 2030 r. wynoszący 30% na poziomie UE** (w stosunku do prognozowanych wielkości zużycia energii w 2030 r.). We wniosku podtrzymany został **obowiązek zwiększenia oszczędności energii przez dostawców i dystrybutorów energii o 1,5% rocznie po roku 2020 w państwach członkowskich**, w oparciu o zapisy DPEiR 2012/27/UE.

Na podstawie dotychczasowych regulacji unijnych w zakresie efektywności energetycznej wypracowano ustalenia zawarte w:

- **Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniającej dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej**, gdzie podkreśla się ogromne znaczenie podjęcia wysiłków na rzecz poprawy charakterystyki energetycznej budynków, które: przyczynia się do zwiększenia niezależności energetycznej państw członkowskich, tworzenia nowych miejsc pracy, w szczególności w małych i średnich przedsiębiorstwach, a także wiąże się z koniecznością wspierania rozwoju umiejętności i kształcenia w sektorach budownictwa i efektywności energetycznej. W dokumencie zwraca się szczególną uwagę, aby środki służące poprawie charakterystyki energetycznej budynków nie koncentrowały się wyłącznie na przegrodach zewnętrznych, ale obejmowały wszystkie istotne elementy i systemy techniczne budynku, służące ograniczeniu zapotrzebowania na energię do celów ogrzewania lub chłodzenia oraz zużycia energii.

¹⁸⁹ pojęcia zostały zdefiniowane w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r.

Ww. Dyrektywa wprowadza obowiązek ustanowienia przez każde państwo członkowskie **długoterminowej strategii renowacji**, służącej wspieraniu odnowy zasobów budynków mieszkaniowych i niemieszkaniowych (publicznych i prywatnych), w celu zapewnienia do 2050 r. wysokiej efektywności energetycznej i dekarbonizacji. Strategia renowacji ma umożliwić opłacalne przekształcenie istniejących obiektów budowlanych w budynki o niemal zerowym zużyciu energii. Dyrektywa określa również zakres dokumentu, który ma obejmować m.in.:

- przegląd krajowych zasobów budowlanych oparty, w stosownych przypadkach, na próbkach statystycznych i przewidywanym udziale w 2020 r. budynków poddanych renowacji,
- przegląd polityk oraz działań ukierunkowanych na segmenty krajowych zasobów budowlanych wykazujących najgorszą charakterystykę energetyczną, które przyczyniają się do złagodzenia ubóstwa energetycznego,
- **politykę i działania ukierunkowane na wszystkie budynki publiczne**,
- przegląd krajowych inicjatyw służących wspieraniu inteligentnych technologii, a także podnoszenia umiejętności i wprowadzanie kształcenia w sektorze budownictwa i efektywności energetycznej,
- określenie spodziewanych oszczędności energii i korzyści w szerszym zakresie np. zdrowia, bezpieczeństwa i jakości powietrza.

W długoterminowych strategiach renowacji każde państwo członkowskie powinno ustalić plan działania i określone na poziomie krajowym wymierne wskaźniki postępów służące osiągnięciu długoterminowego celu na rok 2050, czyli neutralności klimatycznej. Założono również do tego roku zredukowanie emisji gazów cieplarnianych w Unii o 80-95% w porównaniu z 1990 r. Plan działania ma zawierać orientacyjne cele pośrednie na lata 2030, 2040 i 2050 oraz określić jak przyczyniają się one do osiągnięcia celów Unii w zakresie efektywności energetycznej.

- **Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej**, stanowiącej element realizacji unii energetycznej, w ramach której efektywność energetyczna jest traktowana jako odrębne źródło energii. W dokumencie wskazuje się konieczność osiągnięcia przez Unię **celu w zakresie efektywności energetycznej** na poziomie unijnym, wyrażonych w postaci redukcji zużycia energii pierwotnej lub końcowej, **wynoszącego co najmniej 32,5% na 2030 r.**, co odpowiadałoby 1 273 Mtoe energii pierwotnej oraz 956 Mtoe energii końcowej w roku 2030. Obowiązek oszczędności energii ustanowiony dyrektywą 2012/27/UE został przedłużony poza 2020 r., co ma zapewnić większą stabilność dla inwestorów, a tym samym wsparcie długoterminowych inwestycji w zakresie efektywności energetycznej, takich jak gruntowne renowacje budynków. Dyrektywa odnosi się także do podejmowania przez państwa członkowskie środków mających na celu poprawę efektywności energetycznej w transporcie, które obejmują strategie propagujące energooszczędne pojazdy, zmianę środków transportu na rzecz jazdy na rowerze, chodzenia pieszo i korzystania z transportu zbiorowego lub mobilność i zagospodarowanie przestrzenne zmniejszające popyt na transport. Wskazuje się również znaczącą rolę sektora wodno-ściekowego w oszczędności energii, który w 2018 r. odpowiadał za 3,5% zużycia energii elektrycznej w Unii i oczekuje się, że udział ten będzie wzrastał. Zwraca się również uwagę na fakt, że sektor energetyczny jest największym konsumentem wody, odpowiadając za 44% jej zużycia, wobec czego należy w pełni zbadać potencjał oszczędności energii wiążący się z wykorzystaniem inteligentnych technologii i procesów związanych z sektorem wodno-ściekowym. Jedną z istotnych przesłanek ww. Dyrektywy jest stwierdzenie, iż główną rolę w rozwoju i projektowaniu, realizacji oraz ocenie środków określonych w dyrektywie 2012/27/UE powinny odgrywać władze lokalne i regionalne, tak aby mogły w odpowiedni sposób dostosować je do swojej specyfiki klimatycznej, kulturowej i społecznej.

Należy również wspomnieć o **Zaleceniu KE (UE) 2019/786 z dnia 8 maja 2019 r. w sprawie renowacji budynków (notyfikowane jako dokument nr C(2019) 3352)**, które podkreśla zaangażowanie UE w działania na rzecz rozwijania zrównoważonego, konkurencyjnego, bezpiecznego i niskoemisyjnego

systemu energetycznego. W dokumencie zasadnicze znaczenie dla unijnej polityki efektywności energetycznej przypisuje się budynkom, które odpowiadają za ok. 40% zużycia energii końcowej. Odnosząc się do art. 10 dyrektywy (DPEiR 2018/844) w sprawie charakterystyki energetycznej budynków zalecenia KE stanowią, że środki finansowe dotyczące poprawy efektywności energetycznej przy renowacji budynków muszą być zależne od planowanej lub osiągniętej oszczędności energii, a także umożliwiać gromadzenie danych na temat zmierzonego lub obliczonego zużycia energii w przypadku niektórych budynków, a następnie udostępniać te dane w ustandaryzowanej formie.

3.2. PRZEPISY I DOKUMENTY KRAJOWE

W lutym 2022 r. Rada Ministrów przyjęła **Długoterminową Strategię Renowacji Budynków (DSRB)**¹⁹⁰, którą każdy z krajów członkowskich ma obowiązek przygotować zgodnie z ww. dyrektywami. Przedstawia ona działania niezbędne do osiągnięcia **wysokiej efektywności energetycznej i niskoemisyjności budynków w Polsce do roku 2050**. W dokumencie zakłada się długoterminową modernizację budynków, która wiąże się przede wszystkim z koniecznością **wymiany emisyjnych źródeł ciepła**, w celu poprawy jakości powietrza. Zakłada się, że przyjęcie perspektywy transformacji zasobów budowlanych w kierunku neutralności klimatycznej do 2050 r. oznacza **całkowitą rezygnację z wykorzystania węgla w celach grzewczych (do 2040 r., a w miastach do 2030 r.), a także wycofanie stosowania gazu ziemnego w budynkach mieszkalnych i niemieszkalnych do 2050 r.** DSRB zawiera wytyczne w zakresie wsparcia renowacji budynków, w tym rekomendacje dotyczące kształtowania polityki publicznej w obszarze wsparcia renowacji oraz scenariusze **termomodernizacji zasobów budowlanych** w perspektywie lat 2021 - 2050 r. Dokument zakłada średnie tempo termomodernizacji na poziomie ok. 3,8% przy założeniu, że do 2050 r. 65% budynków osiągnie wskaźnik EP (wskaźnik zużycia energii pierwotnej) nie większy niż 50 kWh/m²·rok. Stwierdza się także, że ok. 13% budynków, z przyczyn technicznych lub ekonomicznych nie da się głęboko zmodernizować (do osiągnięcia standardu pasywnego lub energooszczędnego).

Od 1 października 2016 r. obowiązuje w Polsce **ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej** (tj. Dz.U. z 2021 r., poz. 468 z późn.zm.), która wdraża do krajowego porządku prawnego unijną dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej oraz kontynuuje (z pewnymi modyfikacjami) wprowadzony w naszym kraju w 2013 r. obowiązek w zakresie oszczędności energii, za które można uzyskać świadectwo efektywności energetycznej. Z przepisów zawartych w ustawie wynika, że każdy, kto spełni określone wymagania (audyt efektywności energetycznej dla określonej inwestycji), otrzyma korzyść w postaci praw majątkowych wynikających z ww. świadectw efektywności energetycznej (potocznie zwanych białymi certyfikatami). W tym celu należy zaoszczędzić energię w ilości co najmniej 10 toe/rok (1 toe to równowartość 11,63 MWh).

Najbardziej istotną z perspektywy samorządu regionalnego regulacją ujętą w ww. Ustawie jest wynikający z niej **obowiązek stosowania co najmniej jednego ze środków poprawy efektywności energetycznej w jednostkach sektora finansów publicznych**. Zobowiązuje to do podejmowania działań związanych z:

- realizacją i finansowaniem przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej,
- nabyciem urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji,
- wymianą lub modernizacją eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd charakteryzujący się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji,
- realizacją przedsięwzięcia termomodernizacyjnego oraz gminnych programów niskoemisyjnych w rozumieniu ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 554),

¹⁹⁰ Długoterminowa strategia renowacji budynków. Wspieranie renowacji krajowego zasobu budowlanego; Załącznik do uchwały nr 23/2022 Rady Ministrów z dnia 9 lutego 2022 r.

- wdrażaniem systemu zarządzania środowiskowego (EMAS), potwierdzone uzyskaniem wpisu do rejestru EMAS.

Zgodnie z przepisami, jednostka samorządu terytorialnego ma obowiązek informowania o stosowanych środkach poprawy efektywności energmagazynetycznej na swojej stronie internetowej lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty.

Zmiana ustawy o efektywności energetycznej i niektórych innych ustaw z dnia 20 kwietnia 2021 roku (Dz.U. poz. 868), która wdraża przepis dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z 11 grudnia 2018 r w sprawie efektywności energetycznej, ma na celu dostosowanie prawa polskiego do znowelizowanej dyrektywy, w której podwyższono dla Polski obowiązki w zakresie oszczędności energii finalnej na koniec 2030 r. w wysokości 5,58 Mtoe. Najważniejsze zmiany dotyczą możliwych do stosowania form finansowania inwestycji zwiększających efektywność energetyczną oraz wprowadzenia alternatywnych narzędzi uzupełniających system świadectw efektywności energetycznej. Umożliwiona została również realizacja obowiązku oszczędności energii w formie programów bezzwrotnych dofinansowań, polegających na realizacji przedsięwzięć u odbiorców końcowych. Programy te będą obejmowały głównie modernizację lub wymianę u odbiorcy końcowego urządzeń lub instalacji służących do celów ogrzewania na bardziej efektywne energetycznie. Wprowadzone zmiany zapewniają także uszczelnienie systemu monitorowania i raportowania oszczędności energii poprzez powołanie Centralnego Rejestru Oszczędności Energii Finalnej.

3.3. DZIAŁANIA BIEŻĄCE SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO – ZARZĄDZANIE BUDYNKAMI

Mając na uwadze obowiązki samorządu związane ze stosowaniem środków na rzecz poprawy efektywności energetycznej, w ramach prac nad Strategią energetyczną Dolnego Śląska przeprowadzono **inwentaryzację stanu obiektów, których właścicielem jest Samorząd Województwa Dolnośląskiego oraz jednostki podległe**. W analizowanych budynkach zidentyfikowano: stosowane źródła ogrzewania, zużycie energii elektrycznej i ciepła, przeprowadzone i planowane działania termomodernizacyjne, a także wykorzystanie rozwiązań ograniczających wpływ funkcjonowania budynku na środowisko. Odpowiedzi udzielono dla 537 obiektów lub zespołów obiektów, które pełnią funkcje usługowe z zakresu zdrowia, kultury, oświaty i administracji wraz z budynkami służącymi do ich obsługi (garaże, wiaty, magazyny itp.).

Dotychczas przeprowadzone działania termomodernizacyjne dotyczą ok. 35% obiektów i polegały przede wszystkim na wymianie okien i ociepleniu ścian. Natomiast planowane inwestycje związane z termomodernizacją obejmują 18% ankietowanych budynków i dotyczą głównie wymiany drzwi oraz okien. Problematiczną grupę obiektów stanowią budynki wybudowane przed 1946 r., których większość objęta jest ochroną konserwatorską, a ich stan techniczny oceniany jest przeważnie jako średni, zły lub bardzo zły. W tym przypadku obiekty te wymagają przeprowadzenia tzw. zmian głębokich oraz zastosowania metod i technologii termomodernizacyjnych, które nie naruszają cennych walorów historycznych.

Pozyskane dane wskazują, że audyty energetyczne, których wykonanie jest konieczne dla określenia zakresu wymaganej termomodernizacji dla konkretnego obiektu, zostały przeprowadzone jedynie dla 17% obiektów należących do zasobów budowlanych Samorządu Województwa Dolnośląskiego.

Badanie pozwoliło również na weryfikację stosowanych źródeł ogrzewania i paliw, a co za tym idzie wskazanie obiektów, gdzie potrzebne jest podjęcie pilnych działań w zakresie wymiany kotła lub pieca i odejścia od używania paliw stałych takich jak: węgiel, ekogroszek lub drewno.

Zebrane dane pozwoliły także na ogólną ocenę energochłonności obiektów, z której wynika, że szczególnie wysokie zużycie energii jest charakterystyczne dla placówek ochrony zdrowia oraz budynków pełniących funkcje administracyjne. Obiektami, gdzie zużycie energii jest największe, a co za tym idzie – koszty utrzymania najwyższe, są budynki, które nie zostały poddane renowacji i zostały wybudowane przed 1946 r.

Z przeprowadzonej ankiety wynika, że zgromadzone informacje mogą posłużyć jako dane wyjściowe do stworzenia systemu pozwalającego na regularne i skoordynowane gromadzenie danych o stanie budynków należących do samorządu województwa oraz jednostek podległych. Stanowią one również wstępny materiał do przeprowadzenia szczegółowych analiz pozwalających na faktyczną ocenę energochłonności wybranych obiektów. Stąd rekomendowane jest stworzenie regularnie aktualizowanej bazy danych stanowiącej podstawę do podejmowania i wdrażania działań podnoszących efektywność budynków Samorządu Województwa Dolnośląskiego, które będą wpływały na obniżenie zużycia energii, wpływu na środowisko i relatywnie mniejsze koszty utrzymania.

3.4. DZIAŁANIA PLANISTYCZNE SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO – ZARZĄDZANIE MOBILNOŚCIĄ

Przyjęta w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. definicja efektywności energetycznej ogranicza się do obiektów, urządzeń technicznych i instalacji, natomiast nie odnosi się do szerszego kontekstu – organizacji przestrzeni w sposób pozwalający na optymalne zużycie energii podczas przemieszczania się w celu korzystania z usług, dojazdów do miejsca pracy lub nauki, przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiej jakości życia, czyli zapewnienia efektywności energetycznej struktur osadniczych.

Obecne wysiłki na rzecz przeprowadzenia transformacji energetycznej oraz realizacji strategii Europejskiego Zielonego Ładu, oprócz działań związanych z efektywnością energetyczną w zakresie określonym w obowiązujących przepisach, muszą się wiązać z radykalną zmianą stylu życia mającą na celu wyeliminowanie źródeł emisji CO₂. Konieczne jest w tym także wdrożenie rozwiązań mających odzwierciedlenie w prowadzonej polityce przestrzennej, ponieważ **przestrzeń jest również jednym z ograniczonych zasobów**, którymi dysponuje człowiek. Sposób jej wykorzystania, w szczególności rozproszenie zabudowy, wiąże się z wyższymi kosztami przyłączenia do infrastruktury, a także zwiększonym zużyciem energii, w tym paliw zużywanych do przemieszczania się za pomocą pojazdów emitujących zanieczyszczenia powietrza.

Poprawę efektywności energetycznej struktur osadniczych można osiągnąć poprzez wdrażanie nowego modelu planowania przestrzennego, np. opartego na idei miasta 15-minutowego opracowanej przez Carlosa Moreno. Koncepcja ta zapewnia poprawę jakości życia poprzez tworzenie przestrzeni w których do wszystkiego, czego potrzebuje mieszkaniec, można dotrzeć pieszo lub rowerem w ciągu 15 minut. Organizacja otoczenia ma zapewniać 6 funkcji: mieszkania, pracy, zaopatrzenia, opieki zdrowotnej, edukacji i wypoczynku, przy minimalnej podróży pomiędzy obiektami spełniającymi ww. funkcje. **Tworzenie przestrzeni zapewniającej bliskość** (tzw. „miasta bliskości lub krótkich odległości”) nie tylko pomiędzy strukturami, ale także ludźmi, **gwarantuje przede wszystkim redukcję zużycia energii i zmniejszenie emisji** pochodzących zwłaszcza z korzystania z transportu. Należy dodać, że idea miasta bliskości, oprócz istotnego wpływu na ochronę klimatu, wpisuje się w plan odbudowy po pandemii koronawirusa. Koncepcja ta dotyczy również elastycznej zmiany funkcji obiektu w zależności od pory dnia (np. szkoła, która popołudniu pełni funkcję ośrodka kultury), co również sprzyja minimalizowaniu zużycia energii. Powszechne rozlewanie się zabudowy i lokalizowanie nowych obiektów poza zwartą zabudową, obserwowane również na terenie województwa dolnośląskiego, nie sprzyja realizacji ww. koncepcji. Istnieją jednak **narzędzia, które powinny wykorzystać przede wszystkim samorządy lokalne, mogące służyć kształtowaniu efektywnych energetycznie struktur osadniczych** w oparciu o założenia koncepcji miasta krótkich odległości. Odpowiednie, zgodne z ww. ideą, zagospodarowanie terenów jest możliwe przy zachowaniu zasady zapobiegania rozpraszaniu zabudowy za pomocą **dokumentów planistycznych**, takich jak studia uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego.

Należy mieć na uwadze, że powiązanie ww. dokumentów z założeniami do planów lub planami zaopatrzenia w ciepło, paliwa gazowe i energię elektryczną, odpowiadającymi za planowanie energetyczne na poziomie lokalnym, ma na celu rozwój efektywnych energetycznie sieci

energetycznych, w tym ciepłowniczych. Stąd koordynacja działań na poziomie dokumentów w zakresie planowania przestrzennego i planowania energetycznego ma duże znaczenie dla podnoszenia efektywności energetycznej.

Jak już wspomniano wyżej, na sposób przemieszczania się ludności mają wpływ następujące czynniki związane z zagospodarowaniem przestrzennym:

- intensywność zagospodarowania obszaru;
- funkcja terenów i zabudowy;
- polityka parkingowa;
- układ i struktura ulic oraz innych przestrzeni publicznych.

W planowaniu efektywnych energetycznie terenów zurbanizowanych niezmiernie ważne jest również uwzględnianie zasobów środowiska tworzących zieloną infrastrukturę, którą stanowi sieć terenów naturalnych i przekształconych przez człowieka obszarów zieleni, zapewniających usługi ekosystemowe. Usługi te oprócz korzyści związanych z zaopatrywaniem człowieka w zasoby, w tym żywność czy wodę, oraz regulowanie warunków życia, dostarczają również korzyści związanych z wykorzystaniem na cele rekreacyjne i kulturalne.

Racjonalne zagospodarowanie terenów ma także związek z rewitalizacją obszarów zdegradowanych, której zadaniem jest uzupełnianie zabudowy, poprawa struktury funkcjonalno-przestrzennej, a także stosowanie rozwiązań służących ograniczaniu emisji.

Podsumowując, zwiększanie efektywności energetycznej za pomocą planowania przestrzennego może być wdrażane poprzez:

- optymalne lokalizowanie inwestycji,
- efektywne planowanie transportu,
- zieloną infrastrukturę,
- rewitalizację obszarów zdegradowanych,
- wskazywanie obszarów dla rozwoju energetyki rozproszonej,
- efektywne energetycznie budynki i kompleksową termomodernizację obiektów istniejących.

3.5. DZIAŁANIA WSPIERAJĄCE SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO – ORGANIZACJA TRANSPORTU

Kluczową rolę w redukcji zużycia paliw i energii odgrywa także efektywne organizowanie komunikacji, oparte na odpowiedniej polityce transportowej, polegającej przede wszystkim na ograniczaniu popytu na transport, wykorzystywaniu niskoemisyjnych lub zeroemisyjnych sposobów przemieszczeń oraz działaniach technologicznych i organizacyjnych wpływających na poprawę efektywności transportu.

Podstawowe znaczenie ma **wspieranie tych środków transportu, które najbardziej efektywnie wykorzystują przestrzeń, a jednocześnie ograniczają zużycie energii:**

- najbardziej niekorzystne są przemieszczenia wykonywane za pomocą motoryzacji indywidualnej: pas terenu przeznaczony dla samochodów osiąga najniższą przepustowość spośród wszystkich znanych środków transportu, jednocześnie – przy największym zużyciu energii na przemieszczającą się osobę;
- ze względu na przepustowość, najkorzystniejsze sposoby przemieszczeń to ruch pieszcy oraz wykorzystanie szynowej komunikacji zbiorowej (zwłaszcza metra i kolei miejskiej), które ponadto są transportem zeroemisyjnym (łatwość elektryfikacji);
- środkami wspomagającymi może być mobilność rowerowa oraz inne systemy transportu zbiorowego, osiągające pośrednie wartości przepustowości pasa ruchu i możliwe do przekształcenia w transport zeroemisyjny.

W związku z powyższym, **działania jednostek samorządu terytorialnego powinny skupiać się na wspieraniu preferowanych systemów transportu (zbiorowy, pieszy, rowerowy) względem systemów nieefektywnych środowiskowo (samochodowy)**. Oznacza to przede wszystkim działania podnoszące konkurencyjność komunikacji publicznej (skrącanie czasu podróży, zwiększanie częstotliwości odjazdów, poprawę dostępności), przemieszczeń pieszych (poprawa warunków ruchu, ochrona przed niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi za pomocą nasadzeń zieleni, priorytet na przejściach przez jezdnie) a także rowerowych (likwidacja barier, preferencje w ruchu ulicznym). W województwie dolnośląskim **zagadnienia te zostały ujęte w „Uwarunkowaniach i wytycznych kierunkowych dla kształtowania transportu zeroemisyjnego w województwie dolnośląskim - mobilność rowerowa w codziennych dojazdach Dolnoślązaków”¹⁹¹**. Należy przy tym pamiętać, że oprócz uczynienia zeroemisyjnych alternatyw prawdziwie konkurencyjnymi, podjąć należy również działania restrykcyjne w stosunku do całej motoryzacji indywidualnej (również elektrycznej) – ponieważ wydatki energetyczne ponoszone na przemieszczenie jednego podróżnego w samochodzie osobowym nigdy nie będą efektywne w stosunku do podróży wykonywanych komunikacją zbiorową. Wykorzystanie motoryzacji indywidualnej powinno zatem docelowo być ograniczone do tras (lub godzin), w których transport publiczny nie funkcjonuje, bądź nie zapewnia potrzebnego wyposażenia (np. przewóz osób chorych).

Poza zagadnieniem utrzymywania właściwego udziału poszczególnych środków transportu w ogóle przemieszczeń (tzw. modal split), **konieczne dla uzyskania efektywności energetycznej danego systemu jest stosowanie odpowiednich rozwiązań z zakresu organizacji i inżynierii ruchu:**

- w obrębie skrzyżowań pojazd ciężki zawsze powinien mieć pierwszeństwo przed pojazdem lekkim (tak jak pociągi posiadają pierwszeństwo przed ruchem drogowym, powinno zostać stosowane pierwszeństwo tramwajów przed ruchem samochodowym) – im większy jest koszt rozruchu, tym rzadziej powinien on występować z przyczyn niezwiązanych z wymianą pasażerów lub ładunków,
- na najbardziej obciążonych trasach należy wprowadzać połączenia przyspieszone, zatrzymujące się tylko na głównych przystankach – aby nie tracić niepotrzebnie energii, podczas rozruchu na przystankach pośrednich, na pasażerów podróżujących tranzytem,
- punkty o mniejszej wymianie pasażerów powinny być obsługiwane na żądanie – co ogranicza zużycie energii podczas rozruchu do przypadków, w których zatrzymanie było potrzebne.

Należy odnotować, że Samorząd Województwa Dolnośląskiego podjął działania w tym zakresie. Nacisk na uprzywilejowanie komunikacji zbiorowej względem indywidualnej znalazł odzwierciedlenie w zapisach przywoływanej wyżej „Koncepcji”. W ramach organizowanego przez Urząd Marszałkowski Województwa Dolnośląskiego systemu kolejowych połączeń regionalnych, zostały uruchomione pociągi przyspieszone, osiągające prędkość do 160 km/h, które zatrzymują się jedynie na najbardziej obciążonych stacjach i przystankach. Jednocześnie, podczas przygotowywania założeń kolei aglomeracyjnej, przyjęto, że pociągi regionalne nie będą zatrzymywać się w obszarze aglomeracji (np. z kierunku Legnicy – pomiędzy Środą Śląską i Wrocławiem) – te przystanki będą bowiem obsługiwane dedykowanymi składami aglomeracyjnymi, co pozwoli efektywnie dostosować tabor do popytu oraz znacząco skrócić średni czas podróży. Ponadto – w grudniu 2019 r. rozpoczęto w Kolejach Dolnośląskich pilotażową eksploatację przystanków na żądanie w ruchu kolejowym¹⁹². Obecnie rozwiązanie to wdrażane jest przez innych przewoźników na terenie całego kraju.

Dla osiągnięcia właściwych efektów energetycznych w systemach transportowych, należy **brać pod uwagę sprawność całości systemu, począwszy od źródła energii**. Dobrą ilustracją problemu może być system komunikacji zbiorowej oparty na nowoczesnych autobusach elektrycznych, zasilanych z instalacji fotowoltaicznej. Taki system – w założeniach pozytywny ze względów środowiskowych – napotyka na dwie bariery:

¹⁹¹ Uchwała Nr 5437/VI/22 Zarządu Województwa Dolnośląskiego

¹⁹² szersze omówienie wdrożenia tego rozwiązania można znaleźć w: Molecki B., Soczówka A.: Przystanki na żądanie w transporcie kolejowym, w: Technika Transportu Szynowego nr 11-12/2019

- pierwszym problemem jest fakt produkcji prądu w dzień przy ruchu pojazdów w dzień – i wynikającej z tego konieczności ładowania ich nocą,
- drugi problem stanowi fakt największego zapotrzebowania na energię w warunkach zimowych, co powoduje np. stosowanie w autobusach elektrycznych spalinyowego ogrzewania przestrzeni pasażerskiej.

W opisywanym przypadku, rozwiązaniem problemów może być budowa tradycyjnej sieci trolejbusowej: prąd produkowany jest w dzień, przesyłany i wykorzystywany jest w dzień, istnieje także możliwość zwiększenia obciążalności sieci trakcyjnej dla umożliwienia elektrycznego ogrzewania pojazdów.

Oczywiście, przywoływany przykład i wskazywane rozwiązanie nie może być uogólniane na wszystkie przypadki. Budowa sieci trakcyjnej dla regionalnych połączeń autobusowych zazwyczaj nie będzie zasadną. Chodzi jednak o zwrócenie uwagi na wszelkie występujące wyzwania oraz przygotowanie do wdrożenia rozwiązań stanowiących realne, środowiskowe efekty energetyczne.

3.6. WNIOSKI

Wnioski wynikające z dokumentów unijnych:

1. Zasada „efektywność energetyczna przede wszystkim” jest kluczowym elementem unii energetycznej, utworzonej w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego UE.
2. Efektywność energetyczna traktowana jest jako pełnoprawne źródło energii.
3. Cel unijny w zakresie zwiększania efektywności energetycznej na 2030 r. wynosi 32,5%, a dostawcy i dystrybutorzy energii są zobowiązani do zwiększania oszczędności energii o 1,5% rocznie po roku 2020 w każdym z państw członkowskich.
4. Poprawę efektywności energetycznej należy wdrażać w procesie: wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i końcowego zużycia energii.
5. Znaczny wzrost efektywności energetycznej można uzyskać poprzez poprawę stanu budynków. Wymaga to wskazania odpowiednich działań na poziomie krajowym i wdrożenie wsparcia finansowego. Należy przede wszystkim wziąć pod uwagę: zmniejszanie barier prawnych, zapewnienie pomocy technicznej, bezpośrednich dotacji, programów kredytowych.
6. Poprawa charakterystyki energetycznej budynków ma duże znaczenie dla osiągnięcia niezależności energetycznej państw członkowskich, tworzenia nowych miejsc pracy i rozwoju edukacji w sektorze budownictwa i energetyki.
7. Poprawa charakterystyki energetycznej budynków musi kompleksowo obejmować wszystkie elementy i systemy budynku służące ograniczeniu zapotrzebowania na energię.
8. W każdym z państw członkowskich obowiązuje przygotowanie długoterminowych strategii renowacji, które zapewnią do 2050 r. osiągnięcie wysokiej efektywności energetycznej oraz dekarbonizacji.
9. Przepisy unijne odnoszą się również do poprawy efektywności energetycznej przez państwa członkowskie w zakresie:
 - transportu – obejmując propagowanie wykorzystania energooszczędnych pojazdów, transportu zeroemisyjnego (rowerowego i ruchu pieszego), transportu zbiorowego oraz gospodarowania przestrzenią w sposób zmniejszających popyt na transport.
 - sektora wodno-ściekowego – przy wykorzystaniu inteligentnych technologii i procesów zmniejszających zużycie energii, a także uwzględniając konieczność zmniejszenia zużycia wody w sektorze energetycznym.
10. Główną rolę we wspieraniu rozwoju, realizacji oraz ocenie środków podejmowanych na rzecz zwiększania efektywności energetycznej powinny odgrywać władze lokalne i regionalne.

Wnioski wynikające z przepisów i dokumentów krajowych:

1. Długoterminowa Strategia Renowacji, której celem jest osiągnięcie poprawy efektywności energetycznej sektora budowlanego za pomocą kompleksowej renowacji zasobów budowlanych w Polsce, zakłada konieczność wymiany emisyjnych źródeł ciepła i transformacji

zasobów budowlanych. Działania te są skierowane na osiągnięcie neutralności klimatycznej i rezygnację z wykorzystania węgla w celach grzewczych do 2040 r. (w miastach do 2030 r.) oraz gazu ziemnego do 2050 r. Dokumentu zakłada również przyspieszenie tempa termomodernizacji zasobów budowlanych (3,4-4,0% w skali roku).

2. Obowiązujące w Polsce przepisy dotyczące efektywności energetycznej, wdrożone na podstawie unijnych dyrektyw, regulują obowiązek w zakresie oszczędności energii, a także odnoszą się do obowiązku stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w jednostkach sektora finansów publicznych. Obejmują także możliwe do stosowania formy finansowania inwestycji zwiększających efektywność energetyczną.

Wnioski wynikające z zadań jednostek samorządu terytorialnego, w tym regionalnego

1. Część budynków należących do Samorządu Województwa Dolnośląskiego wymaga podjęcia działań termomodernizacyjnych i zmniejszających zużycie energii oraz wymiany źródeł ciepła i wyeliminowania stosowania paliw stałych. Dużą uwagę należy skierować na budynki przedwojenne, w szczególności nie poddane dotychczas renowacji. Konieczne jest stworzenie systemu gromadzenia i monitorowania danych o stanie budynków samorządu województwa, który będzie stanowił podstawę do podejmowania i wdrażania działań podnoszących efektywność energetyczną tych obiektów.
2. Obowiązująca w polskim systemie legislacyjnym definicja efektywności energetycznej jest ograniczona jedynie do obiektów, urządzeń technicznych i instalacji, i nie odnosi się do kształtowania struktur osadniczych za pomocą odpowiednio prowadzonej polityki przestrzennej, skutecznie zapobiegającej rozpraszaniu zabudowy i powstawaniu układów strukturalno-przestrzennych generujących zwiększone zapotrzebowanie na energię.
3. W odpowiednim gospodarowaniu przestrzenią, uwzględniającym zmniejszanie zapotrzebowania na energię, istotną rolę odgrywa również: efektywne planowanie transportu, uwzględnianie zasobów środowiska tworzących zieloną infrastrukturę, rewitalizacja obszarów zdegradowanych.
4. Działania jednostek samorządu terytorialnego powinny skupiać się na wspieraniu preferowanych systemów transportu (zbiorowy, pieszy, rowerowy) względem systemów nieefektywnych środowiskowo (samochodowy). Konieczne dla uzyskania efektywności energetycznej jest podjęcie działań podnoszących konkurencyjność komunikacji publicznej oraz ruchu pieszego i rowerowego, w tym przede wszystkim stosowanie odpowiednich rozwiązań z zakresu organizacji i inżynierii ruchu.

V. UWARUNKOWANIA DLA ROZWOJU ELEKTROMOBILNOSCI

1. UWARUNKOWANIA DLA ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI

Elektromobilność stanowi niewątpliwie poważne wyzwanie dla samorządów w Polsce, zainteresowanych rozwojem systemu transportowego napędanego energią elektryczną, w tym dla województwa dolnośląskiego. Trzeba pamiętać, że z jednej strony istnieje zapotrzebowanie na nową flotę dla komunikacji autobusowej oraz samochodów, z drugiej strony niezbędna jest budowa możliwie gęstej infrastruktury stanowisk szybkiego oraz wolnego ładowania, która jest niezbędna dla eksploatacji rozbudowywanej floty pojazdów. Ponadto, ważne jest także finansowanie sfery badawczo-rozwojowej, jako że elektromobilność pociąga za sobą konieczność tworzenia i dyfuzji nowoczesnych technik i technologii [Bobowski, Gola, 2019].

Europa jest w dużym stopniu uzależniona od dostaw ropy naftowej dla transportu. W 2010 r. 94 % energii zużytej w transporcie pochodziło z ropy naftowej przy czym 84 % ropy naftowej pochodziło z importu prowadząc do powstania znacznego deficytu w bilansie handlowym UE wynoszącego około 2,5 % PKB. Dostawy ropy naftowej zależą w znacznym stopniu od politycznie niestabilnych regionów (Bliski Wschód, Afryka Północna), co rodzi obawy o bezpieczeństwo dostaw.

1.1. UWARUNKOWANIA PRAWNE

Czysta energia dla transportu: Europejska strategia w zakresie paliw alternatywnych (KE 2013/17) dotycząca sektora transportu ma na celu stopniowe zastępowanie ropy naftowej paliwami alternatywnymi oraz rozbudowę niezbędnej infrastruktury, która mogłaby przynieść oszczędności w kosztach przywozu ropy (4,2 mld EUR w 2020 r., a w 2030 r. nawet 9,3 mld EUR i kolejnemu 1 mld EUR rocznie w wyniku powstrzymania wzrostu cen). Z badania przeprowadzonego przez Europejską Fundację Klimatyczną wynika, że „ekologizacja” samochodów mogłaby doprowadzić do powstania około 700 000 dodatkowych miejsc pracy do 2025 r. Zdecydowane działania Unii jako pioniera w dziedzinie innowacyjnych rozwiązań dotyczących paliw alternatywnych (np. w zakresie akumulatorów i mechanizmów napędowych) stworzą również nowe szanse dla przemysłu europejskiego i zwiększą konkurencyjność UE. Stopniowe obniżenie emisyjności transportu jest podstawowym celem strategii na rzecz inteligentnego i trwałego wzrostu gospodarczego, który sprzyja włączeniu społecznemu. Głównym celem jest obniżenie emisji CO₂ w transporcie o 60 % do 2050 r.

Strategiczne podejście Unii do zaspokajania długoterminowych potrzeb wszystkich rodzajów transportu musi się zatem opierać na pełnym zestawie paliw alternatywnych. Jednym z najpilniejszych zadań jest wdrożenie w Unii wspólnych standardów technicznych dotyczących, np. jednego standardowego złącza służącego do podłączania pojazdów elektrycznych w punkcie ładowania.

Zgodnie z **Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (EU) nr 1316/2013** rozwijanie nowych technologii i innowacji, w szczególności w dziedzinie dekarbonizacji transportu, kwalifikuje się do finansowania unijnego. Przewiduje również przyznanie dodatkowego finansowania na działania wykorzystujące synergii między co najmniej dwoma sektorami objętymi tym rozporządzeniem (transportem, energią i telekomunikacją). Ponadto Komisję wspomaga komitet koordynacyjny programem „Łącząc Europę”, który przyczyni się do rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.

W celu osiągnięcia inteligentnego i zrównoważonego wzrostu sprzyjającego włączeniu społecznemu oraz tworzenia nowych miejsc pracy (zgodnie z celami strategii „Europa 2020”), Unia potrzebuje nowoczesnej i wysoce efektywnej infrastruktury w sektorach: transportu, telekomunikacji i energii. Połączenia między tymi sektorami powinny pomóc w usprawnieniu swobodnego przepływu osób, towarów, kapitału i usług. Transeuropejskie sieci powinny ułatwiać połączenia transgraniczne, sprzyjać większej spójności gospodarczej, społecznej i terytorialnej oraz przyczyniać się do podniesienia konkurencyjności społecznej gospodarki rynkowej oraz do przeciwdziałania zmianie klimatu.

Stworzenie efektywnych sieci infrastruktury transportowej i energetycznej jest jednym z 12 kluczowych działań wskazanych przez Komisję¹⁹³. Parlament Europejski podkreślił, że inwestycje w efektywną infrastrukturę transportową odgrywają w Europie kluczową rolę w ochronie konkurencyjności i wytyczaniu drogi ku długoterminowemu wzrostowi gospodarczemu, a transeuropejska sieć transportowa („TEN-T”) determinuje możliwość zagwarantowania prawidłowego funkcjonowania rynku wewnętrznego. W celu uruchomienia inwestycji w zrównoważony transport i sprzyjania rozwojowi sieci infrastruktury paliw alternatywnych¹⁹⁴ w Unii, Komisja i państwa członkowskie powinny¹⁹⁵:

- wspierać krajowe i regionalne ośrodki rozwojowe w tej dziedzinie,
- zachęcać do wymiany między poszczególnymi lokalnymi i regionalnymi inicjatywami rozwojowymi w dziedzinie infrastruktury paliw alternatywnych i zarządzania nią,
- wspierać finansowo inwestycje z europejskich funduszy strukturalnych i inwestycyjnych, w szczególności Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności.

Każde państwo członkowskie przedkłada Komisji sprawozdanie z wykonywania swoich krajowych ram polityki, począwszy od dnia 18 listopada 2019 r. a po tym terminie co trzy lata. Sprawozdania te obejmują właściwe uzasadnienie stopnia osiągnięcia krajowych celów ogólnych i szczegółowych. Komisja będzie przedstawiać Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie ze stosowania niniejszej dyrektywy również co trzy lata, począwszy od dnia 18 listopada 2020 r. Sprawozdanie Komisji będzie zawierać następujące elementy: ocenę działań podjętych przez państwa członkowskie, ocenę wpływu niniejszej dyrektywy na rozwój rynku w odniesieniu do infrastruktury paliw alternatywnych oraz jej wpływu na rynek paliw alternatywnych dla transportu i jej oddziaływania na gospodarkę i środowisko, informacje o postępie technicznym i rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu i właściwej infrastruktury objętej niniejszą dyrektywą oraz wszelkich innych paliw alternatywnych.

Polska podjęła starania o zapewnienie odpowiedniej liczby punktów ładowania – głównie dla pojazdów elektrycznych. Została uchwalona w 2018 roku ustawa o rozwoju elektromobilności - Dz.U. 2018 poz. 317 Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Najważniejszym aktem prawnym odnoszącym się w rzeczywistości do kwestii elektromobilności jest ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych (u.e.p.a.)¹⁹⁶. Ustawa ta implementuje do polskiego porządku prawnego przepisy Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych¹⁹⁷. Wskazany akt prawa krajowego określa:

- 1) zasady rozwoju i funkcjonowania infrastruktury służącej do wykorzystania paliw alternatywnych w transporcie, zwanej dalej „infrastrukturą paliw alternatywnych”, w tym wymagania techniczne, jakie ma spełniać ta infrastruktura,
- 2) obowiązki podmiotów publicznych w zakresie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych;
- 3) obowiązki informacyjne w zakresie paliw alternatywnych,
- 4) warunki funkcjonowania stref czystego transportu,
- 5) krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych oraz sposób ich realizacji (art. 1 u.e.p.a.).

¹⁹³ Komunikat z 13 kwietnia 2011 r. - „Akt o jednolitym rynku. Dwanaście dźwigni na rzecz pobudzenia wzrostu gospodarczego i wzmocnienia zaufania. (Wspólnie na rzecz nowego wzrostu gospodarczego)”

¹⁹⁴ „Paliwa alternatywne” oznaczają paliwa lub źródła energii, które służą, przynajmniej częściowo jako substytut dla ropy naftowej, w transporcie i które mogą potencjalnie przyczynić się do dekarbonizacji transportu i poprawy ekologiczności sektora transportu. Obejmują one między innymi: energię elektryczną, wodór, biopaliwa, paliwa syntetyczne i parafinowe, gaz ziemny, w tym biometan, w postaci gazowej (sprężony gaz ziemny — CNG) i w postaci ciekłej (skroplony gaz ziemny — LNG) oraz gaz płynny (LPG);

¹⁹⁵ Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych

¹⁹⁶ Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2020 r., poz. 908), zwana dalej w skrócie u.e.p.a.

¹⁹⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz.U. UE L 307 z dnia 28 października 2014 r., s. 1).

Operator ogólnodostępnej stacji ładowania zapewnia, aby energia elektryczna dostarczana do ogólnodostępnej stacji ładowania była wykorzystywana wyłącznie w celu:

- 1) ładowania,
- 2) ładowania lub wymiany akumulatora służącego do napędu pojazdu elektrycznego, pojazdu hybrydowego, autobusu zeroemisyjnego lub pojazdu silnikowego (w rozumieniu art. 2 pkt 32 ustawy z dnia 20 czerwca 1997 r. – Prawo o ruchu drogowym, niebędącego pojazdem elektrycznym),
- 3) zapewnienia funkcjonowania tej stacji.

Naczelne i centralne organy administracji państwowej zapewniają, aby udział pojazdów elektrycznych we flocie użytkowanych pojazdów w obsługującym je urzędzie lub instytucji gospodarki budżetowej lub innym podmiocie zapewniającym obsługę w zakresie transportu osób wynosił co najmniej 50% liczby użytkowanych pojazdów.

Jednostka samorządu terytorialnego, z wyłączeniem gmin i powiatów, których liczba mieszkańców nie przekracza 50 000, świadczy usługę lub zleca świadczenie usługi komunikacji miejskiej w rozumieniu ustawy z dnia 16 grudnia 2010 r. o publicznym transporcie zbiorowym (Dz. U. z 2017 r. poz. 2136 i 2371 oraz z 2018 r. poz. 317) podmiotowi, którego **udział autobusów zeroemisyjnych we flocie użytkowanych pojazdów na obszarze tej jednostki samorządu terytorialnego wynosi co najmniej 30%.**

Jednostka samorządu terytorialnego, o której mowa w art. 36, sporządza, co 36 miesięcy, analizę kosztów i korzyści związanych z wykorzystaniem, przy świadczeniu usług komunikacji miejskiej, autobusów zeroemisyjnych oraz innych środków transportu, w których do napędu wykorzystywane są wyłącznie silniki, których cykl pracy nie powoduje emisji gazów cieplarnianych lub innych substancji objętych systemem zarządzania emisjami gazów cieplarnianych, o którym mowa w ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji. Analiza, o której mowa w ust. 1, obejmuje w szczególności:

- 1) analizę finansowo-ekonomiczną,
- 2) oszacowanie efektów środowiskowych związanych z emisją szkodliwych substancji dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi,
- 3) analizę społeczno-ekonomiczną uwzględniającą wycenę kosztów związanych z emisją szkodliwych substancji.

Analizując zakres przedmiotowy tego aktu prawnego trzeba zwrócić uwagę na fakt, że zawarte w nim unormowania obejmują swoim zakresem przede wszystkim regulacje odnoszące się do dwóch rodzajów paliw alternatywnych: energii elektrycznej oraz gazu ziemnego (w postaci CNG bądź LNG). Natomiast w znikomym zakresie uregulowano w niej zastosowanie wodoru jako paliwa alternatywnego.¹⁹⁸

Pakiet na Rzecz Czystego Transportu opublikowany przez Ministerstwo Energii zawiera:

1. Plan Rozwoju elektromobilności w Polsce – dokument pokazujący obszary i fazy rozwoju elektromobilności w perspektywie do roku 2025 wraz z propozycją działań i instrumentów wsparcia;
2. Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych – dokument zawierający ocenę obecnego stanu infrastruktury paliw alternatywnych (w tym infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych) oraz określający cele i narzędzia dalszego rozwoju tej infrastruktury;
3. Ustawa o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych - ustawa powołująca Fundusz Niskoemisyjnego Transportu, jako instrument finansowego wsparcia rozwoju transportu niskoemisyjnego, w tym m.in. producentów i użytkowników pojazdów napędzanych energią elektryczną (w trakcie procesu legislacyjnego).

¹⁹⁸ „Rekomendacje do zmian legislacyjnych w zakresie przeprowadzenia transformacji energetycznej i osiągnięcia neutralności klimatycznej”, opracował zespół badawczy pod kierownictwem profesora Uniwersytetu Wrocławskiego dra hab. Jerzego Korczaka

Przewiduje się 3 etapy rozwoju elektromobilności:

Etap I - 2016-2018: zainteresowanie społeczeństwa elektromobilnością (faza przygotowawcza).

Etap II - 2019-2020: stworzenie katalogu dobrych praktyk komunikacji społecznej w zakresie elektromobilności, uruchomienie produkcji krótkich serii pojazdów elektrycznych, budowa infrastruktury dla pojazdów elektrycznych i zasilanych gazem.

Etap III - 2021-2025: wzrost popularności pojazdów elektrycznych, zbudowana infrastruktura ładowania, produkcja pojazdów elektrycznych w Polsce.

Ze sferą elektromobilności związanych jest również wiele programów mających na celu wdrożenie rozwiązań związanych ze stosowaniem odnawialnych źródeł energii. Wdrożenie ich możliwe jest dzięki właściwemu zastosowaniu instytucji prawa zamówień publicznych. Polski normodawca tworząc regulacje systemu zamówień publicznych uwzględnia uwarunkowania związane z ochroną środowiska naturalnego¹⁹⁹. Co ważne, wpływ na polepszenie jakości powietrza będzie miało stosowanie w praktyce norm odnoszących się do tzw. zielonych zamówień publicznych (ang. *green public procurement*). Stanowią one proces, w ramach którego instytucje publiczne starają się uzyskać towary, usługi i roboty budowlane, których oddziaływanie na środowisko w trakcie ich cyklu życia jest mniejsze w porównaniu do towarów, usług i robót budowlanych o identycznym przeznaczeniu, jakie zostałyby zamówione w innym przypadku. Zauważa się, że zielone zamówienia publiczne mogą zapewnić organom publicznym oszczędności finansowe, a towary zakupione w ten sposób pozwalają zwiększyć tzw. efektywność energetyczną przy jednoczesnym zredukowaniu emisji CO₂ (Bobowski, Gola, 2019).

1.2. TRANSPORT ZBIOROWY

Elektromobilność, ze względu na brak emisji dwutlenku węgla w miejscu użytkowania, pyłów oraz bardzo niski poziom hałasu, idealnie nadaje się do wykorzystania w aglomeracjach miejskich do przewozu dużej liczby osób na stałych trasach. Aktualnie znaczna część środków transportu komunikacji miejskiej oraz podmiejskiej wykorzystuje energię elektryczną. Obecnie w przeważającej części autobusy są napędzane silnikami spalinowymi, które systematycznie będą zastępowane przez pojazdy zeroemisyjne.²⁰⁰ Do użytku wprowadzane zostały również nowoczesne autobusy hybrydowe i elektryczne, a zainteresowanie wdrażaniem idei elektromobilności wzrasta. Pod koniec kwietnia 2021 r. park autobusów elektrycznych w Polsce wzrósł do 484 szt. Od stycznia do kwietnia 2021 r. flota elektrobusów powiększyła się o 52 zeroemisyjne pojazdy. W porównaniu z analogicznym okresem 2020 r., kiedy zarejestrowano 23 takie autobusy, oznacza to wzrost o 126% r/r²⁰¹. Wykorzystanie autobusów elektrycznych w transporcie publicznym (z uwagi na wyższą cenę wyjściową, jak i większą rozpiętość cenową w porównaniu do autobusów standardowych) wymaga od operatorów uwzględnienia wielu czynników i parametrów, umożliwiających optymalne dopasowanie pojazdu do potrzeb danego miasta czy gminy. W procesie wyboru autobusu elektrycznego niezwykle istotny jest sposób jego użytkowania, a kluczowe znaczenie mają następujące czynniki:

- długość trasy,
- odstęp między kursami,
- dostępna infrastruktura ładowania,
- liczba pasażerów.

¹⁹⁹<https://www.uzp.gov.pl/baza-wiedzy/zrownowazone-zamowienia-publiczne/zielone-zamowienia/wprowadzenie> [dostęp: 17.12.2020].

²⁰⁰ Autobus zeroemisyjny – w rozumieniu art. 2 pkt 41 ustawy z dnia 20 czerwca 1997 r. – Prawo o ruchu drogowym (Dz. U. z 2017 r. poz. 1260 i 1926 oraz z 2018 r. poz. 79, 106, 138 i 317), wykorzystuje do napędu energię elektryczną wytworzoną z wodoru w zainstalowanych w nim ogniach paliwowych lub wyłącznie silnik, którego cykl pracy nie prowadzi do emisji gazów cieplarnianych lub innych substancji objętych systemem zarządzania emisjami gazów cieplarnianych, o którym mowa w ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. z 2017 r. poz. 286, 1566 i 1999), oraz trolejbus w rozumieniu art. 2 pkt 83 ustawy z dnia 20 czerwca 1997 r. – Prawo o ruchu drogowym.

²⁰¹ <https://pspa.com.pl>

Wpływają one na wybór wielkości autobusu, pojemności i rodzaju baterii, a nawet sposobu ładowania. Właściwie dobrane parametry są kluczowe dla zrównania wyższych kosztów zakupu z niższymi kosztami eksploatacji w okresie użytkowania.

1.3. SAMOCHODY OSOBOWE

Jeszcze kilka lat temu samochody elektryczne były uznawane za nowinkę technologiczną bez większych szans na upowszechnienie. Jednak za sprawą postępu technologicznego, zwiększenia zasięgu, skrócenia czasu ładowania oraz obniżenia kosztu samochodu elektrycznego możemy dziś mówić o światowej rewolucji elektromobilności. Według danych z końca kwietnia 2021 r., w Polsce było zarejestrowanych łącznie 23 834 samochodów osobowych z napędem elektrycznym. Przez pierwsze cztery miesiące br. ich liczba zwiększyła się o 5 098 sztuk, tj. o 137% więcej niż w analogicznym okresie 2020 r. – wynika z Licznika Elektromobilności, uruchomionego przez PZPM i PSPA. Pod koniec kwietnia 2021 r. po polskich drogach jeździły 23 834 elektryczne samochody osobowe. Pojazdy w pełni elektryczne (BEV, ang. battery electric vehicles) odpowiadały za 49,68% (11 841 szt.) tej części parku pojazdów, a pozostałą część (50,32% udz.) stanowiły hybrydy typu plug-in (PHEV, ang. plug-in hybrid electric vehicles) – 11 993 szt.

Perspektywy dla transportu opartego na energii elektrycznej są obiecujące z uwagi na działania i plany rządu ukierunkowane na rozwój elektromobilności, ale również zainteresowanie ze strony biznesu, w szczególności firm z branży energetycznej i przemysłu motoryzacyjnego. System zachęt dla zakupu samochodów elektrycznych:²⁰²

- 1) poprawa komfortu użytkowania – m.in. stworzenie infrastruktury umożliwiającej ładowanie i zwiększenie zasięgu aut elektrycznych;
- 2) wprowadzenie zachęt finansowych do zakupu pojazdów elektrycznych (dopłaty, zwolnienia z opłat, korzyści podatkowe);
- 3) korzyści z używania (buspasy, bezpłatny parking w centrum miast, możliwość wjazdu do stref niskoemisyjnych);
- 4) rozwój elektromobilności jest związany z funkcjonowaniem sieci stacji ładowania. Tylko rozwinięta sieć zapewni rozpowszechnienie używania samochodów elektrycznych. Budowa punktu ładowania wymaga nie tylko zapewnienia odpowiedniego zasilenia energetycznego ale również wielu zezwoleń administracyjnych. Proces ten składa się z następujących etapów:
 - a) analiza możliwości technicznych przyłączenia stacji w danej lokalizacji,
 - b) sporządzenie kosztorysu podłączenia stacji,
 - c) ustalenia tytułu prawnego do lokalizacji oraz zasad współpracy pomiędzy dysponentem lokalizacji oraz stacji ładowania, w tym:
 - d) związanie umową – okres obowiązywania, warunki przedterminowego zakończenia umowy,
 - finanse,
 - czynsz, koszty montażu, serwisu,
 - zasady ponoszenia kosztów zużycia energii elektrycznej,
 - bezpieczeństwo stacji ładowania,
 - egzekwowanie postoju tylko przez EV,
 - oznakowanie,
 - opłaty za ładowanie,
 - zakaz konkurencji,
 - oświadczenia wymagane przez prawo budowlane,
 - demontaż stacji.
 - e) dokonanie zgłoszenia budowlanego,
 - f) montaż stacji i oznakowania,

²⁰² <https://pspa.com.pl>

- g) geodezyjna inwentaryzacja powykonawcza,
- h) zgłoszenie stacji do UDT,
- i) uruchomienie stacji.

1.4. PUNKTY ŁADOWANIA

Rozwój pojazdów elektrycznych musi być powiązany z budową w naszym kraju inteligentnych sieci, które są w stanie efektywnie integrować zachowania i działania wszystkich podłączonych do nich użytkowników – wytwórców, operatorów sieci i odbiorców. Inteligentne sieci charakteryzują się niskim poziomem strat oraz wysoką jakością i bezpieczeństwem dostaw. Wyposażone są w narzędzia umożliwiające komunikację ze wszystkimi urządzeniami użytkowników, a więc także z pojazdami elektrycznymi korzystającymi w danym momencie z sieci. Warunkiem rozwoju inteligentnych sieci, a więc także warunkiem integracji pojazdów elektrycznych z siecią, jest wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania. Ważnym etapem budowy inteligentnych sieci będzie ponadto powołanie operatora informacji pomiarowych (OIP) oraz stworzenie warunków do dokonywania rozliczeń za energię elektryczną lub usługę dystrybucji energii elektrycznej na podstawie danych pomiarowych uzyskanych od OIP. Proces musi być powiązany z wdrażaniem standardów bezpieczeństwa dotyczących ochrony danych pomiarowych przed nieuprawnionym dostępem oraz zasad bezpieczeństwa teleinformatycznego. Zagwarantowane zostanie rozliczanie wg rzeczywistego zużycia, bieżący dostęp odbiorcy do swoich danych oraz możliwość dopasowania ofert do potrzeb klientów. Dzięki temu możliwe będzie opracowanie zestandaryzowanej oferty dla użytkowników pojazdów elektrycznych, którzy poprzez odpowiednie taryfy będą zachęceni do ładowania pojazdów w domach w godzinach nocnej. W związku z koniecznością rozliczenia za pobraną z sieci (a w przyszłości także oddaną do sieci) energię elektryczną przez użytkownika pojazdu elektrycznego nieodłącznym elementem punktu ładowania pojazdów elektrycznych powinien być właściwy układ pomiarowo-rozliczeniowy pozwalający na dwustronną komunikację.

Dotyczy to także domowych punktów ładowania. Z punktu widzenia wykorzystania pojazdów elektrycznych dla stabilizacji pracy sieci niezbędne jest zoptymalizowanie rozmieszczenia stacji ładowania, zwłaszcza szybkich stacji ładowania, pod kątem parametrów sieci. W celu uniknięcia kosztownej modernizacji sieci na potrzeby szybkich punktów ładowania uzasadniona jest instalacja zasobników energii elektrycznej. Zasobniki ładowałyby się w nocy, oddając energię w dzień zarówno na potrzeby pojazdów elektrycznych, jak i sieci gdy zajdzie taka konieczność.

Instalowanie punktów ładowania razem ze stacjami tankowania LNG/CNG pozwoli obniżyć koszty inwestycyjne, a jednocześnie ma uzasadnienie z punktu widzenia konieczności rozwoju różnych paliw alternatywnych. Gaz jest na ten moment jedynym ekologicznym paliwem, które może zasilać ciężarówki i autobusy długodystansowe. Będzie on paliwem pośrednim pomiędzy ropą a pojazdami elektrycznymi również na potrzeby transportu indywidualnego. Oprócz dostosowania sieci niezbędne są zmiany w zasadach taryfowania energii. Obecnie obowiązujące prawo umożliwia wykorzystanie taryf strefowych przez odbiorców energii elektrycznej. Zgodnie bowiem z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną ceny lub stawki opłat mogą być różnicowane dla poszczególnych grup taryfowych z uwzględnieniem podziału doby i roku na strefy i okresy czasowe. Ponadto taryfa może przewidywać więcej niż jeden sposób podziału doby na strefy czasowe. Jednakże wraz z rozwojem pojazdów elektrycznych może pojawić się niebezpieczeństwo poboru i oddania do sieci dużej ilości energii elektrycznej w krótkim czasie, co z kolei może spowodować zagrożenie dla pracy sieci elektroenergetycznej i zwiększyć obciążenia szczytowe KSE. Aby tego uniknąć, niezbędne będzie dostosowanie taryf strefowych lub wprowadzenie chwilowych sygnałów cenowych dla odbiorcy (tzw. taryfy dynamiczne). Rozwój transportu elektrycznego będzie szedł w parze z wprowadzeniem zróżnicowanych cen i stawek opłat w taryfach za energię elektryczną pobraną w momencie zwiększonego lub zmniejszonego zapotrzebowania na moc z KSE. Jedynie silny bodziec cenowy zagwarantuje upowszechnienie pojazdów elektrycznych bez negatywnego wpływu na sieć

elektroenergetyczną oraz pozwoli na uniknięcie kosztów ponoszonych przez wszystkich odbiorców, związanych ze zwiększonymi inwestycjami, które to przy skutecznych sygnałach rynkowych byłyby zminimalizowane. Przyłączenie do sieci odpowiedniej ilości punktów ładowania, pozwalających na w miarę swobodne przemieszczanie się pojazdami elektrycznymi po terenie kraju, wymagać będzie znacznych inwestycji, przede wszystkim w przyłącza. Bez stabilizacji środowiska inwestycyjnego dla operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatora systemu przesyłowego cel ten może zostać zniweczony. Szczególnie istotną kwestią będzie wprowadzenie transparentnych regulacji w zakresie zwrotu z kapitału, pozwalających tym operatorom na modernizację i rozbudowę sieci na potrzeby przyłączenia do niej punktów ładowania wykorzystywanych powszechnie przez użytkowników pojazdów elektrycznych.

Odpowiednia gęsta sieć jest szczególnie potrzebna teraz ze względu na nieduży zasięg samochodów elektrycznych. Ilość punktów ładowania jest uzależniona od liczby mieszkańców w gminie i liczby zarejestrowanych samochodów. Na koniec roku 2020 większość gmin nie osiągnęła wymaganej liczby punktów ładowania.

Przeprowadzone dotychczas obserwacje wskazują, że na dziesięć samochodów elektrycznych potrzebna jest 1 stacja ładowania dostępna publicznie. Przy milionie samochodów potrzebne będzie 100 000 stacji. Pod koniec sierpnia 2021 r. w Polsce funkcjonowało 1 631 stacji ładowania pojazdów elektrycznych (3178 ogólnodostępnych punktów). 31% z nich stanowiły szybkie stacje ładowania prądem stałym (DC), a 69% – wolne ładowarki prądu przemiennego (AC) o mocy mniejszej lub równej 22 kW.²⁰³

Każda stacja ładowania jest odrębnym przypadkiem, który wymaga indywidualnej oceny czy przedstawione punkty będą jej dotyczyć, lecz biorąc pod uwagę nowelizację oraz posiadaną praktykę, można wskazać, że ww. proces zachodzi przy większości stacji ładowania. Od strony prawnej niewątpliwie najwięcej uwagi poświęca się pkt 3 - tj. ustaleniu zasad współpracy pomiędzy posiadaczem lokalizacji, a podmiotem zainteresowanym postawieniem stacji ładowania. Wiele niejasności prawnych budzą także inne elementy przedstawionego procesu stawiania stacji - np. pkt 4) dokonywanie zgłoszenia budowlanego. Zgodnie z art. 30 ust. 1 pkt 1a Prawa budowlanego - budowa stacji ładowania wymaga zgłoszenia organowi administracji architektoniczno-budowlanej. Stacją ładowania jest także wallbox o mocy 7 kW zmontowany na ścianie hotelu. Zgodnie z ww. przepisem taka stacja ładowania również wymaga zgłoszenia, jednakże innego zdania bywają organy nadzoru budowlanego. („Nowa Energia” – 3/2018).

Dla rozwoju elektromobilności i osiągnięcia stawianych celów, konieczna jest rozbudowa i przebudowa systemów elektroenergetycznych tak, aby gwarantowały one możliwość zasilania pojazdów elektrycznych. System energetyczny powinien zapewniać możliwość szybkiego przyłączania źródeł odnawialnych oraz sygnalizację okresów, w których źródła te generują duże ilości energii elektrycznej. Sygnalizacja ta pozwoli bowiem na ładowanie pojazdów w okresach niskich cen energii elektrycznej, co ma istotne znaczenie zarówno ze względów ekonomicznych i środowiskowych, jak i z punktu widzenia bilansowania oraz stabilności energetycznej sieci. Właściwości te systemom elektroenergetycznym mogą zapewnić sieci Smart Grid, wyposażone w systemy inteligentnego pomiaru (Smart Metering). Do bilansowania i stabilności SEE mogą przyczynić się akumulatory pojazdów EV, które dzięki technologii V2G mogą być wykorzystane jako magazyny energii elektrycznej.

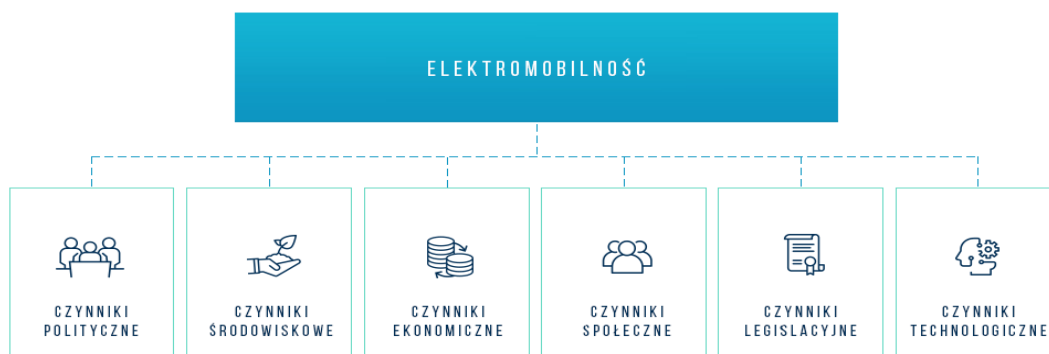
²⁰³ <https://pspa.com.pl>

2. PROGNOZA ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI²⁰⁴

Rozwój rynku pojazdów elektrycznych powinien wpłynąć na polepszenie jakości powietrza i obniżenie poziomu hałasu oraz zdynamizowanie rozwoju innowacji technologicznych w europejskim przemyśle związanym z paliwami alternatywnymi [Kokocińska, Lissoń, 2020] i ograniczenie zależności od importu ropy naftowej. Ponadto, zwiększy się rozwój rynku nowoczesnych technologii o konkurencyjności na poziomie międzynarodowym oraz rozwój segmentu autobusów elektrycznych na poziomie przedsiębiorstw oraz ich potencjału badawczo-rozwojowego [Bobowski, Gola, 2019]. Dodatkowo, może mieć wpływ na rozwój nowych gałęzi przemysłu, np. produkcji baterii.

Wzrost liczby samochodów z napędem elektrycznym będzie miał wpływ na funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego, zarówno z perspektywy wzrostu zapotrzebowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) na moc i energię elektryczną, jak i funkcjonowania infrastruktury sieciowej (przede wszystkim w obszarze działalności OSD). Poza wyzwaniem dla KSE, które mogą się pojawić w związku z rozwojem rynku samochodów elektrycznych i zapotrzebowania na ładowanie baterii, stworzy również szansę na rozwój nowego sektora usług, takich jak możliwość elastycznego zarządzania popytem, świadczenia usług systemowych przez podmioty agregujące, np. punkty ładowania samochodów elektrycznych wyposażone w magazyny energii, które mogą stanowić rezerwowe źródło zasilania sieci najniższych napięć w przypadku wystąpienia awarii pracy sieci OSD. Taki potencjał mają zarówno samochody osobowe używane w gospodarstwach domowych oraz flotach firmowych, jak i autobusy w transporcie miejskim.

Rysunek 14. Czynniki wpływające na rozwój elektromobilności



Źródło: „Analiza systemów zarządzania energią elektryczną i jej magazynowania” Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, Wrocław 2020 r.

Polska energetyka potrzebuje rozwiązań, które pozwolą stworzyć przestrzeń dla jej funkcjonowania w europejskim środowisku regulacyjnym, wywierającym na polski system energetyczny coraz większy wpływ. Reaktywne dostosowywanie się do coraz ostrzejszych wymogów środowiskowych i klimatycznych stawia polską energetykę w sytuacji odbiorcy technologii już rozwiniętych w innych krajach. Tymczasem umiejętne przewidywanie i współtworzenie trendów pozwala wyprzedzić działania regulacyjne po stronie Komisji Europejskiej i znaleźć się w gronie beneficjentów wprowadzanych standardów. Rynek elektromobilności jest segmentem bardzo szybko rosnącym, który pozwala na stosunkowo szybkie wykreowanie nowych rozwiązań i wypromowanie nowych podmiotów. Jednocześnie wraz z rozwojem elektromobilności można oczekiwać uregulowań na poziomie UE, które będą faworyzować napędy elektryczne kosztem silników spalinowych. Oczekuje się, że najpóźniej do 2020 roku pojawią się regulacje unijne, które uczynią z pojazdów elektrycznych (także z hybryd typu plug-in) realną alternatywę dla pojazdów spalinowych.

²⁰⁴ Na podstawie „Analizy systemów zarządzania energią elektryczną i jej magazynowania”, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, Wrocław 2020 r.

Potencjał rodzącego się rynku najlepiej obrazuje prognoza wskazująca, że na świecie w 2040 roku na drogach będzie się poruszać aż 500 mln samochodów elektrycznych (na 2 mld pojazdów ogółem). W konsekwencji należy oczekiwać również gwałtownego wzrostu sprzedaży pojazdów elektrycznych – dziś sprzedaje się rocznie ok. 500 tys. samochodów elektrycznych, natomiast w 2040 roku będzie to nawet 41 mln sztuk. Oczekiwany wzrost rynku wielokrotnie przekracza potencjał produkcyjny funkcjonujących dziś producentów samochodów elektrycznych. (ME_Plan rozwoju elktromob. 2015).

We współpracy Ministerstwa Energii, Ministerstwa Rozwoju, Ministerstwa Środowiska, NFOŚiGW oraz NCBiR określone zostaną miasta pilotażowe, w których przetestowane zostaną możliwości i warunki przejścia na elektryczny transport publiczny. Pilotaż będzie obejmował komunikację zbiorową, indywidualną oraz infrastrukturę ładowania. Możliwe jest określenie więcej niż jednego miasta dla pilotażu, oddzielnie dla autobusów elektrycznych i ich stacji ładowania oraz indywidualnych pojazdów upowszechnianych w ramach nowych modeli biznesowych. Ważnym aspektem rozwoju elektromobilności jest elektryfikacja flot autobusowych w miastach. Dobrze rozbudowana sieć autobusów elektrycznych mogłaby stać się wizytówką polskiej elektromobilności i odegrać ważną rolę w popularyzacji idei w społeczeństwie. Celowym jest więc stworzenie zachęt dla samorządów w celu wymiany taboru na autobusy z napędem elektrycznym (dotacje). Pieniądze na wymianę taboru mogłyby także pochodzić z wpływów z opłaty emisyjnej, o której mowa w punkcie Regulacja dla rozwoju elektromobilności.

W celu poprawy jakości powietrza w miastach samorządy powinny zostać ustawowo wyposażone w prawo tworzenia stref ograniczonego ruchu ze względu na rodzaj napędu. Istotne jest, aby ograniczenia wjazdu do strefy oparte były na zobiektywizowanych, sprawiedliwych społecznie kryteriach, takich jak emisja szkodliwych substancji do atmosfery (a nie na przykład wiek pojazdu). Tworzenie stref z ograniczonym prawem wjazdu dla najbardziej zanieczyszczających powietrze aut w pierwszej fazie nie powinno być obligatoryjne, jednak powinny istnieć mechanizmy zachęcające samorządy do wprowadzania takich rozwiązań. Zachęty mogą dotyczyć preferencyjnego traktowania w konkursach na dofinansowanie zakupu taboru autobusowego czy dopłat do budowania stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Wyznaczanie stref powinno być zintegrowane z informacją o stanie powietrza dostarczaną przez WIOŚ.

Wymóg tworzenia stref czystego transportu

20 listopada Ministerstwo Klimatu skierowało do konsultacji projekt nowelizacji ustawy o elektromobilności. Zakłada on, że od 1 stycznia 2030 r. wszystkie miasta powyżej 100 tys. mieszkańców będą zobligowane do tworzenia stref czystego transportu (SCT). Od wejścia w życie ustawy taką możliwość zyskają mniejsze miejscowości (teraz prawo nie pozwala im na tworzenie stref). Co więcej, strefy będzie można tworzyć na dowolnym obszarze miasta, a nie - jak dotąd - tylko w centrach. Stopniowo zaostrzane będą normy emisji spalin dla aut wjeżdżających do miast. W latach 2021-2025 będzie to norma Euro 4, w latach 2026-2030 - Euro 5, a w latach 2031-2035 - Euro 6. Z drugiej strony Ministerstwo Klimatu planuje poszerzyć katalog pojazdów mogących poruszać się po SCT m.in. o auta na gaz LPG i należące do mikro- i małych firm prowadzących działalność na terenie stref. Planowane zmiany w przepisach dot. stref czystego transportu na razie nie obowiązują.

Nowe zachęty dla nabywców i usług carsharingu

Nowelizacja ustawy o elektromobilności zakłada, że do końca 2030 r. zwolni z opłat drogowych zasilane prądem, CNG, LNG i wodorem ciężarówka i autobusy o masie powyżej 3,5 tony. Właściciele wszystkich aut niskoemisyjnych zyskają zaś możliwość korzystniejszych warunków ich amortyzacji niż w przypadku pojazdów spalinowych. Nowe prawo wprowadzi też „usługę współdzielenia” (tzw. carsharing), która zwolni ujęte w jej ramach auta z opłat drogowych i parkingowych oraz przyzna im możliwość jazdy po buspasach. Od 2022 r. buspasy będą mogły być też wyznaczane na miejskich ekspresówkach i autostradach.

Nowe wymogi dla administracji

Planowana nowelizacja ustawy o elektromobilności ma wdrożyć unijne przepisy w zakresie minimalnego udziału pojazdów niskoemisyjnych w ogólnej liczbie aut zamawianych przez administrację rządową i samorządową. Zakłada się, że będzie on wynosił 22% dla aut mogących pomieścić do ośmiu pasażerów i mających masę nieprzekraczającą 5 ton oraz dla pojazdów dostawczych o masie do 3,5 tony. W przypadku aut dostawczych o masie powyżej 3,5 tony będzie to 7 %, a w przypadku autobusów - 32 % (z czego co najmniej połowa musi być zeroemisyjna). Wymogi te będą dotyczyć wszystkich zamówień od 2 sierpnia 2021 do 31 grudnia 2025 r., po czym udział dwóch ostatnich typów pojazdów zostanie zaokrąglony odpowiednio z 7 do 9 % oraz z 32 do 46 %.²⁰⁵

Wyniki kontroli - WSPARCIE ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI²⁰⁶ - informacje o samorządzie i mieście
Zgodnie z art. 34. 1. ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych nakłada **naczelne i centralne** organy administracji państwowej obowiązek posiadania we flocie co najmniej 50% pojazdów elektrycznych.

Jednostki samorządu terytorialnego zobowiązane były do wprowadzania pojazdów elektrycznych do flot urzędów oraz do zbiorowego transportu publicznego, a także do wykonywania zadań publicznych z wykorzystaniem pojazdów z napędem na paliwa alternatywne. W dniu 31 grudnia 2019 r. aż 79% miast nie posiadało w użytkowanej flocie żadnego pojazdu elektrycznego, a część z nich nie podejmowała nawet działań w celu ich nabycia. Tylko 18% skontrolowanych miast przed ustawowym terminem (1 stycznia 2022 r.) wypełniło obowiązek 10% udziału samochodów elektrycznych we flocie urzędów jednostek samorządowych, w tym Wrocław (10 z 90 pojazdów elektrycznych, tj. 11,11% całej floty użytkowej²⁰⁷) - świadczenie zadań publicznych przez miejskie jednostki organizacyjne lub spółki komunalne.

W latach 2020–2021 jednostki samorządu terytorialnego były zobowiązane do ponoszenia wydatków inwestycyjnych, co mogło być trudno wykonalne w związku z sytuacją finansową zaistniałą wskutek pandemii COVID-19. Zbyt rygorystyczne przepisy dotyczące stref czystego transportu skutecznie zablokowały ich wprowadzanie przez miasta.

3. WNIOSKI I WYTYCZNE DLA ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI²⁰⁸

1. Istnieje konieczność promowania elektromobilności w celu zwiększenia świadomości społeczeństwa.
2. Elektromobilność stanowi niewątpliwie poważne wyzwanie dla samorządów w Polsce, zainteresowanych rozwojem systemu transportowego napędzanego energią elektryczną, w tym dla województwa dolnośląskiego.
3. Aby odpowiednie programy dotyczące elektromobilności mogły zostać wdrożone potrzebne jest właściwe zastosowanie instytucji prawa zamówień publicznych.
4. W celu utworzenia tzw. strefy czystego transportu konieczna jest nowelizacja ustawy o elektromobilności w celu dostosowania przepisów tej ustawy do problemów praktycznych wynikłych w trakcie jej stosowania.

²⁰⁵ Polityka Insight, D. Brodacki, „Jak Kurtyka chce przyspieszyć rozwój elektromobilności” 27.11.2020

²⁰⁶ Informacja o wynikach kontroli WSPARCIE ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI, KGP.430.016.2019 Nr ewid. 7/2020/P/19/020/KGP, DEPARTAMENT GOSPODARKI, SKARBU PAŃSTWA I PRYWATYZACJI

²⁰⁷ <https://samorząd.pap.pl/kategoria/aktualnosci/flota-aut-elektrycznych-w-najwiekszych-miastach-co-juz-zrobiono-czego-brakuje>

²⁰⁸ „Rekomendacje do zmian legislacyjnych w zakresie przeprowadzenia transformacji energetycznej i osiągnięcia neutralności klimatycznej”, opracował zespół badawczy pod kierownictwem profesora Uniwersytetu Wrocławskiego dra hab. Jerzego Korczaka, Wrocław 2021