



Dofinansowano ze środków Wojewódzkiego Funduszu
Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Zielonej Górze



**Analiza stanu realizacji
Strategii Energetyki Województwa
Lubuskiego
wraz
z prognozą rozwoju sektora energetycznego
na terenie województwa lubuskiego
do 2030 roku**

Załącznik 1

**Analiza stanu istniejącego
systemów energetycznych**

Opracował: ENERGOEKSPERT Sp. z o.o. Katowice
www.energoekspert.com.pl

2018 r.

Spis treści

1. Wstęp	7
1.1 Główne założenia Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego	7
1.2 Wymagania dotyczące monitoringu realizacji Strategii	13
1.3 Postęp w realizacji celów Strategii	15
2. Uwarunkowania formalno-prawne rozwoju sektora energetyki – analiza zmian od roku 2011	18
2.1 Planowanie energetyczne na szczeblu międzynarodowym (UE)	18
2.2 Planowanie energetyczne na szczeblu krajowym	22
2.3 Charakterystyka dokumentów o zasięgu regionalnym i ponadregionalnym	32
3. Działania samorządów i jednostek sektora publicznego	39
4. Charakterystyka województwa lubuskiego	46
4.1 Położenie geograficzne, charakterystyka zagospodarowania	46
4.2 Warunki klimatyczne, czystość powietrza	50
4.3 Demografia	51
4.4 Mieszkalnictwo	53
4.5 Gospodarka – strefa produkcyjno-usługowa	54
4.6 Uwarunkowania środowiskowe – obszary chronione, ograniczenia inwestycyjne	54
5. Inwentaryzacja infrastruktury energetycznej województwa – Charakterystyka systemów energetycznych	56
5.1 Źródła skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej	56
5.1.1 Elektrociepłownia Zielona Góra	56
5.1.2 Elektrociepłownia Gorzów	58
5.1.3 Arctic Paper Kostrzyn S.A.	61
5.2 Zaopatrzenie w ciepło	63
5.2.1 Systemy ciepłownicze	63
5.2.2 Kotłownie lokalne	72
5.2.3 Rozwiązania indywidualne	72
5.2.4 Zapotrzebowanie na ciepło i sposób jego pokrycia – bilans stanu istniejącego	73
5.2.5 Ocena stanu zaopatrzenia województwa w ciepło	75
5.3 System elektroenergetyczny	77
5.3.1 Charakterystyka przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze województwa	77
5.3.2 System zasilania obszaru – kierunki zasilania z poziomu NN i WN	80
5.3.3 Źródła wytwarzania energii elektrycznej	82
5.3.4 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego (WN/SN)	82
5.3.5 Bilans zapotrzebowania mocy, źródła pokrycia	88
5.3.6 Bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej	89
5.3.7 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	92
5.3.8 Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną	96
5.3.9 Perspektywy rozwoju elektromobilności i wymagania dotyczące infrastruktury zasilającej	101
5.4 System zaopatrzenia w gaz ziemny	104
5.4.1 Przedsiębiorstwa dystrybucyjne, obrotu gazem, eksploatacyjne – zakres oddziaływania	104

5.4.2	Kierunki źródłowe zaopatrzenia w gaz – sieci źródłowe i dystrybucyjne.....	111
5.4.3	Stopień zgazyfikowania obszaru.....	119
5.4.4	Plany rozwoju przedsiębiorstw.....	120
5.4.5	Zużycie gazu – charakterystyka odbiorów	121
5.4.6	Ocena stanu systemu gazowniczego.....	124
6.	Energia odnawialna, odzysk energii	125
6.1	Wprowadzenie.....	125
6.2	Wykorzystanie OZE na terenie województwa lubuskiego	131
6.2.1	Wykorzystanie biomasy i biogazu	131
6.2.2	Energetyka wiatrowa.....	135
6.2.3	Energetyka wodna	138
6.2.4	Energia słoneczna	141
6.2.5	Energia geotermalna.....	142
6.2.6	Podsumowanie	143
6.3	Możliwość wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych..	145
6.4	Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej	146
6.5	Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii.....	147
7.	Charakterystyka i ocena stanu złóż kopalin oraz możliwości i planów ich wykorzystania do celów energetycznych.....	151
7.1	Gaz ziemny zaazotowany	153
7.2	Ropa naftowa	154
7.3	Węgiel brunatny	155
8.	Koncesje i taryfy na nośniki energii.....	158
8.1	Ciepło	158
8.2	Gaz.....	160
8.3	Energia elektryczna.....	163
8.4	Porównanie kosztów energii cieplnej z różnych paliw - budownictwo jedno - i wielorodzinne.....	167

Spis załączników

Załączniki do rozdziału 3

- Tabela Z-3-1 Planowanie energetyczne w gminach województwa lubuskiego
- Tabela Z-3-2 Udział gmin województwa lubuskiego w rynkowym zakupie energii elektrycznej i gazu
- Tabela Z-3-3 Zarządzanie energią w gminach województwa lubuskiego
- Tabela Z-3-4 Poprawa efektywności energetycznej budynków w gminach województwa lubuskiego
- Tabela Z-3-5 Zarządzanie oświetleniem ulicznym w gminach województwa lubuskiego
- Tabela Z-3-6 Działania gmin województwa lubuskiego związane z promocją i poprawą efektywności energetycznej

Załączniki do rozdziału 4

- Tabele Z-4-1 Charakterystyka gmin, powiatów, liczba ludności
- Tabela Z-4-2 Obszary Natura 2000 w woj. lubuskim
- Tabela Z-4-3 Zestawienie terenów rozwoju działalności gospodarczej

Załączniki do rozdziału 5

- Tabela Z-5-1 Zestawienie źródeł ciepła o mocy zainstalowanej powyżej 20 MW (włącznie z 20 MW)
- Tabela Z-5-2 Zestawienie źródeł ciepła o mocy zainstalowanej od 5 do 20 MW (włącznie z 5 MW)
- Tabela Z-5-3 Zestawienie źródeł ciepła o mocy zainstalowanej od 100 kW do 5 MW
- Tabela Z-5-4 Ciągi liniowe 110 kV w województwie lubuskim
- Tabela Z-5-5 Wykaz stacji transformatorowych WN/SN – moce i obciążenia transformatorów
- Tabela Z-5-6 Stopień zgazyfikowania gmin województwa lubuskiego
- Tabela Z-5-7 Charakterystyka stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia systemu przesyłowego
- Tabela Z-5-8 Charakterystyka stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia systemu dystrybucyjnego
- Tabela Z-5-9 Charakterystyka stacji redukcyjno-pomiarowych II stopnia systemu dystrybucyjnego

Załączniki do rozdziału 6

- Tabela Z-6-1 Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na terenie gmin województwa lubuskiego

1. Wstęp

1.1 Główne założenia Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego

W dniu 28 października 2013 roku Sejmik Województwa Lubuskiego uchwałą nr XLI/485/13 przyjął „Strategię Energetyki Województwa Lubuskiego” (zwaną dalej: SEWL 2013). Dokument stanowi program spójnego zarządzania strategicznego energetyką regionalną w celu umożliwienia realizacji zapisów innych dokumentów o znaczeniu strategicznym, przyjętych na szczeblu wspólnotowym, krajowym i regionalnym, takich jak np.: Strategia „Europa 2020”, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030, czy też Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Lubuskiego – jako podstawowy dokument w zakresie polityki przestrzennej województwa.

Zważywszy, że obszar gospodarczy należy do kluczowych obszarów większości strategii rozwoju należy zauważyć, że energetyka jako dział przemysłu dostarczający różnych form energii, odgrywa we współczesnej gospodarce znaczącą rolę ze względu na konieczność zapewnienia odpowiednich nośników energii i paliw dla wszystkich działów gospodarki. Istotnego zatem dla gospodarki znaczenia nabiera pojęcie bezpieczeństwa energetycznego. Pojęcie to zostało zdefiniowane w art. 3 pkt. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz. U. 2017, poz. 220 z późn.zm.) 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*”. Troska o zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego należy do podstawowych celów uchwalenia wymienionego aktu prawnego. W warunkach polskich ustawodawca przyjął podział odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne pomiędzy administrację publiczną (rządową oraz samorządową) oraz operatorów energetycznych systemów sieciowych.

Istotna rola w procesie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego przypada odpowiednim organom władzy na poziomie województwa. W szczególności samorząd województwa uczestniczy w planowaniu zaopatrzenia w energię i paliwa na obszarze województwa opiniując projekty założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa oraz bada zgodność planów zaopatrzenia w energię i paliwa z polityką energetyczną państwa. Ponadto, na podstawie art. 23 ust. 3 ustawy Prawo energetyczne, zarząd województwa, zgodnie z właściwością miejscową, opiniuje również sprawy udzielania i cofania koncesji oraz projekty planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię.

Potrzeba opracowania strategicznego dokumentu z zakresu gospodarki energetycznej wynikała zatem z następujących przesłanek:

- potrzeby stworzenia oficjalnych wytycznych (założeń) w zakresie możliwości potencjalnej współpracy energetycznej gmin województwa – wspomagających przebieg procesu opiniowania założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe poszczególnych gmin w zakresie takiej współpracy;
- wypracowania formuły lokalnej polityki energetycznej na obszarze województwa, która może stanowić miarodajny punkt odniesienia dla oceny założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe – co do szczegółowych rozwiązań stosowanych na obszarze poszczególnych gmin, w aspekcie ich zgodności z polityką energetyczną państwa, stanowiącą podstawowy dokument w zakresie energetycznego planowania strategicznego na obszarze kraju;
- opracowania dokumentu zawierającego pełną analizę zasobów energetycznych województwa (wraz z wyływającymi stąd wnioskami), który stanowić będzie istotną pomoc przy wydawaniu przez Zarząd Województwa Lubuskiego rzetelnych opinii merytorycznych do sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa lub energię;
- wypracowania własnej (lokalnej) polityki energetycznej w ścisłym powiązaniu z polityką energetyczną państwa, pozwalającej na uwzględnienie szczególnej specyfiki województwa lubuskiego, które dysponuje możliwościami by stać się zapleczem surowcowo-energetycznym dla okolicznych obszarów.

Jednocześnie, biorąc pod uwagę, iż należy dążyć do korelacji planów inwestycyjnych poszczególnych gmin i przedsiębiorstw energetycznych, stało się konieczne opracowanie dokumentu wyznaczającego długookresowe cele strategiczne w dziedzinie infrastruktury energetycznej na obszarze województwa, wyznaczające zasady kreowania racjonalnej polityki energetycznej na szczeblu regionalnym, zapewniające osiągnięcie właściwego poziomu szeroko pojętego bezpieczeństwa energetycznego na obszarze województwa, w warunkach pełnej spójności z krajowymi i regionalnymi dokumentami dotyczącymi kreowania polityki rozwoju w aspektach strategicznych – co stanowiło główną przesłankę uchwalenia SEWL 2013.

Zważywszy powyższe fakty, inicjatywa polegająca na opracowaniu i uchwaleniu „Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego” znalazła głębokie uzasadnienie i w pełni wpisuje się w główny nurt aktualnej polityki energetycznej państwa. Wykonanie aktualnej diagnozy systemów energetycznych oraz stworzenie dokumentu potwierdzającego w sposób jednoznaczny cele strategiczne, stanowiące bazę kreowania racjonalnej polityki energetycznej województwa, ze wskazaniem niezbędnych modyfikacji najważniejszych kierunków działań wynikających ze zmieniających się uwarunkowań zewnętrznych, w sposób radykalny ułatwi wykonywanie bieżących zadań merytorycznych samorządu województwa w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa gospodarczego regionu.

Tak więc uchwalona w 2013 r. i systematycznie aktualizowana Strategia Energetyki stanowi narzędzie prowadzenia regionalnej polityki energetycznej w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych i samorządów niższego szczebla. W Strategii wskazano obszary

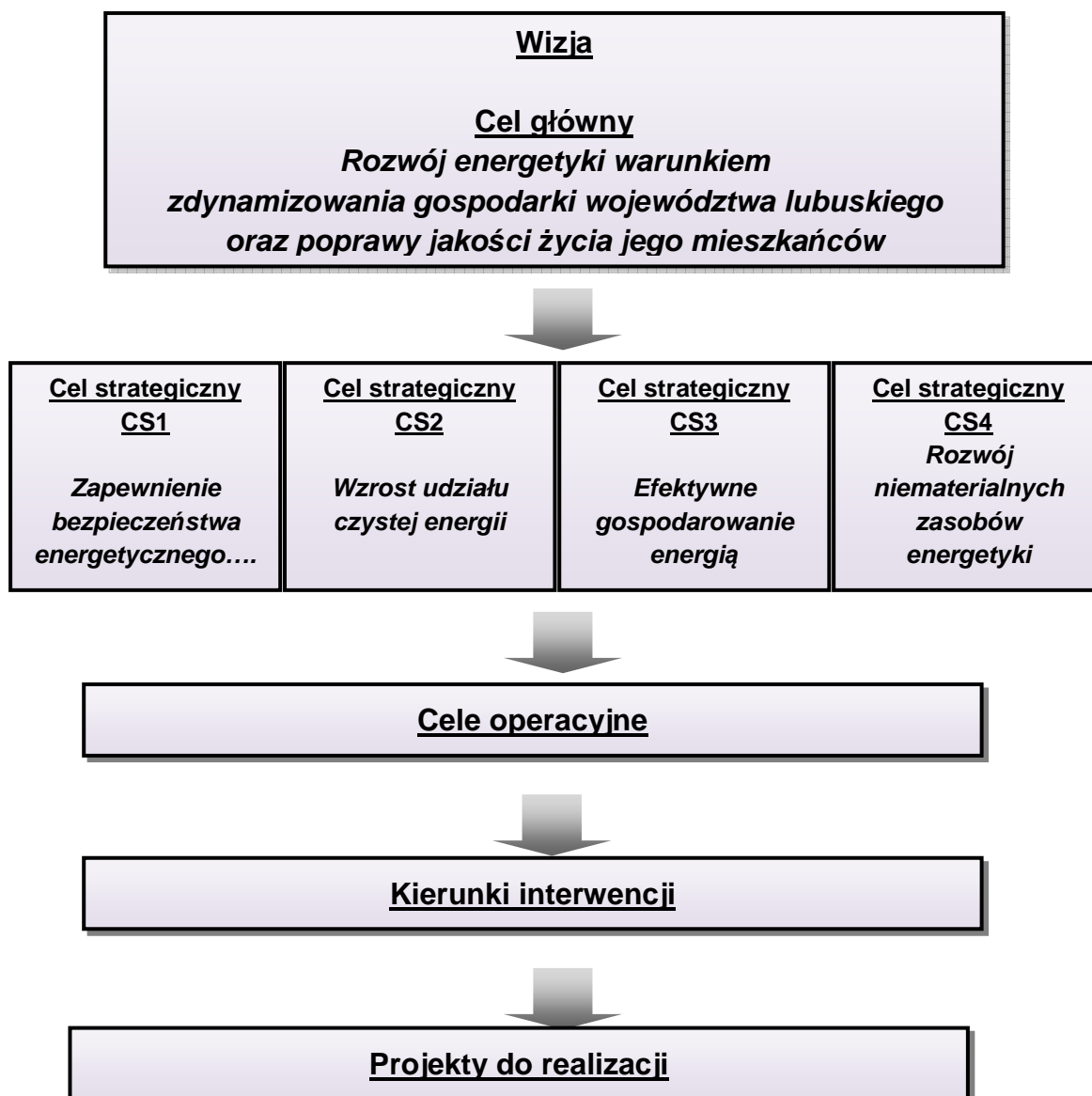
interwencji, których realizacja powinna przynieść efekt w postaci dostosowania możliwości regionalnej energetyki do planowanego strategicznie rozwoju województwa.

SEWL 2013 wytycza kierunki prowadzenia polityki rozwoju szeroko rozumianej energetyki dla uzyskania podstawowego celu, jakim jest z jednej strony zapewnienie dostępności do korzystania z wszystkich form energii, z drugiej – jej efektywne wykorzystanie.

Strategia Energetyki Województwa Lubuskiego z 2013 r. wskazuje priorytety (cele strategiczne) oraz cele operacyjne i działania, których celem było zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i ekologicznego obszaru województwa i które obejmowały zarówno zakres działań inwestycyjnych, jak i całe spektrum funkcji planistycznej, szkoleniowej, informacyjno-popularyzującej i badawczo-rozwojowej.

W strukturze SEWL 2013 zdefiniowana została perspektywiczna wizja energetyki województwa lubuskiego i wskazany został cel główny, dla osiągnięcia którego służyć miała realizacja czterech celów strategicznych. Do celów strategicznych przyporządkowane zostały natomiast cele operacyjne i jako następny poziom – kierunki interwencji.

Struktura Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego z 2013 r.



Dla osiągnięcia celu głównego i celów strategicznych oraz przyjętych celów operacyjnych, zostały określone kierunki interwencji, a w ramach nich – wskazane projekty (P-projekt, PK-projekt kluczowy, PKC-projekt kluczowy cykliczny), których wykonanie powinno stanowić drogę realizacji strategii.

W tabeli poniżej zaprezentowano strukturę hierarchiczną SEWL 2013.

Tabela 1-1 Cele operacyjne (CO), kierunki interwencji i zaproponowane projekty dla poszczególnych celów strategicznych (CS) ujętych w SEWL 2013

Cele operacyjne	Kierunki interwencji - projekty kluczowe
CS1 - Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez wzrost mocy wytwórczej oraz zwiększenie dostępności infrastruktury energetycznej	
CO 1.1 - Dywersyfikacja źródeł paliw i energii w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego regionu	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zabezpieczenie oraz wykorzystanie lokalnych bogactw naturalnych – węgiel brunatny, ropa naftowa, gaz ziemny: PK – Zagospodarowanie złóż węgla brunatnego Gubin, Brody ▪ Budowa / rozbudowa nowoczesnych źródeł wytwórczych: PK – Budowa elektrowni Gubin ▪ Dywersyfikacja kierunków zasilania w paliwa kopalne: PK – zapewnienie zróżnicowanych kierunków zaopatrzenia w gaz ziemny
CO 1.2 - Rozwój rozproszonej generacji energii	<ul style="list-style-type: none"> • Budowa źródeł rozproszonej generacji energii w oparciu o paliwa kopalne: P – Budowa lokalnych źródeł kogeneracyjnych i lokalnych źródeł ciepła • Budowa źródeł w oparciu o OZE: P – Budowa źródeł en.el. o mocy pozwalającej na przyłączenie do sieci SN P – Budowa źródeł ciepła o mocy do 600 kW <ul style="list-style-type: none"> ▪ Budowa stacji i linii NN: PK – stacje: Baczyna, Zielona Góra, Gubin PK – Linie NN: Polkowice - Zielona Góra, Krajnik - Baczyna, Baczyna - Gorzów i Baczyna – Gubin ▪ Modernizacja stacji i linii NN: PK – stacja Leśniów PK – linie: Leśniów - Gorzów i Leśniów – Mikułowa ▪ Przyłączenie OZE do KSE - Rozbudowa systemu 110 kV ▪ Budowa połączeń transgranicznych i poprawa zdolności wymiany: PK – nowe połączenie transgraniczne z Niemcami: Plewiska bis/Zielona Góra – Eisenhuettenstad P – Ograniczenie, kontrola przepływów karuzelowych ▪ Realizacja kluczowych inwestycji sieciowych systemu dystrybucyjnego, w tym przyłączy i modernizacji niezbędnych dla zapewnienia bezpieczeństwa zasilania na terenie województwa: P – Budowa sieci elektroenergetycznych WN, SN na terenie województwa i sieci ponadregionalnych P – Reelektryfikacja obszarów wiejskich.
CO 1.4 - Rozwój systemów dostawy gazu wraz z dywersyfikacją kierunków i sposobów dostawy	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rozbudowa sieci przesyłowych PK – gazociągi w/c: dla gazu E relacji Szczecin - Gorzów Wlkp. - Lwówek, dla gazu Lw Polkowice - Olszyniec ▪ Rozszerzenie możliwości dystrybucyjnych dla terenów bez dostępu do sieci gazowych ▪ Rozbudowa sieci gazowej dystrybucyjnej wraz z przyłączaniem nowych odbiorców: PK – rozbudowa gazowego systemu dystrybucyjnego wysokiego ciśnienia
CO 1.5 - Zwiększenie pewności zaopatrzenia w ciepło z miejskich systemów ciepłowniczych	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modernizacja /rozbudowa źródeł s.c. PK – dostosowanie instalacji do wymagań środowiskowych po 2016 P – Wprowadzenie kogeneracji dla źródeł lokalnych P – Modernizacja/rozbudowa EC Gorzów, EC Zielona Góra ▪ Rozwój i modernizacja sieci ciepłowniczych: PK – rozwój systemów dla ograniczenia „niskiej emisji” P – Zapewnienie bezawaryjności dostaw, wzrost udziału sieci preizolowanych, rozwój s.c. na terenach wysokozurbanizowanych. ▪ Przyłączanie nowych odbiorców do s.c. - wdrożenie procedur dla budynków o zapotrzebowaniu >50kW

Cele operacyjne	Kierunki interwencji - projekty kluczowe
CO 1.6 - Zintensyfikowanie lokalnego planowania energetycznego	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rozwój planowania i organizacji zaopatrzenia w nośniki energii: PKC – opracowanie dokumentów planowania energetycznego w cyklu 3-letnim ▪ Koordynacja planowania przestrzennego - samorząd – przedsiębiorstwa energetyczne
CS 2 - Wzrost udziału czystej energii	
CO 2.1 - Racjonalny rozwój energetyki wiatrowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zabudowa nowoczesnych turbin i farm wiatrowych o mocy dostosowanej do potrzeb regionu
CO 2.2 - Wykorzystanie potencjału biomasy	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rozwój zdolności wytwórczych w zakresie produkcji paliw wytwarzanych z biomasy ▪ Wspieranie upraw energetycznych na terenach nieużytków
CO 2.3 - Wykorzystanie energetycznego potencjału rzek	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Budowa i modernizacja urządzeń energetyki wodnej
CO 2.4 - Wytwarzanie i energetyczne wykorzystanie biogazu	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Biogazownie rolnicze, ▪ Zagospodarowanie gazu składowiskowego, ▪ Oczyszczalnie ścieków z własnym indywidualnym źródłem energii, ▪ Rozwój biogazowni utylizacyjnych, ▪ Budowa systemu wprowadzania biogazu do systemu gazowniczego.
CO 2.5 - Pozyskiwanie energii w kolektorach słonecznych, instalacjach fotowoltaicznych i pompach ciepła	<p>PK – Ustalenie zaleceń dla obiektów użyteczności publicznej odnośnie przeanalizowania na etapie modernizacji lub budowy zastosowania rozwiązań z wykorzystaniem energetyki solarnej i pomp ciepła</p>
CO 2.6 - Energetyczne wykorzystanie odpadów	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Koordynacja gospodarki odpadami w aspekcie wykorzystania energetycznego, ▪ Uwzględnienie zagadnienia energetycznego wykorzystania odpadów w Wojewódzkim Planie Gospodarki Odpadami, ▪ Budowa instalacji termicznego przekształcania odpadów z zagospodarowaniem powstającej energii.
CS3 - Efektywne gospodarowanie energią	
CO 3.1 - Wykorzystanie dostępnego potencjału wysokosprawnej kogeneracji	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identyfikacja odbiorów ciepła lub chłodu w dokumentach planowania energetycznego, ▪ Budowa źródeł skojarzonych w oparciu o wykorzystanie gazu zaazotowanego, ▪ Wprowadzanie układów kogeneracyjnych w istniejących źródłach lokalnych s.c.
CO 3.2 - Ograniczenie strat sieciowych	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modernizacja infrastruktury dystrybucyjnej w systemach energetycznych
CO 3.3 - Racjonalne zarządzanie popytem na energię	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inteligentne opomiarowanie – projekty demonstracyjne i pilotażowe ▪ Wdrożenie elastycznych systemów taryfowania
CO 3.4 - Poprawa charakterystyki energetycznej budynków	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Termomodernizacja budynków ▪ Rozwój budownictwa energooszczędnego ▪ Wykorzystanie OZE w budownictwie <p>PKC – według dokumentów planowania energetycznego PK – organizacja wsparcia finansowego</p>
CO 3.5 - Racjonalizacja użytkowania energii w sektorze usługowo-wytwórczym	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energooszczędne instalacje przemysłowe ▪ Racjonalna gospodarka energetycznej w sektorze usługowo-wytwórczym <p>PK – Opracowanie Programu wsparcia dla małych i średnich podmiotów gospodarczych</p>
CO 3.6 - Wzorcowa rola sektora publicznego w działaniach proefektywnościowych	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Programy optymalizacji zużycia energii i obniżenia kosztów w obiektach sektora publicznego ▪ Realizacja i finansowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej ▪ Wprowadzenie kryterium efektywności energetycznej w postępowaniach o udzielenie zamówienia publicznego ▪ Informowanie społeczeństwa o stosowanych środkach poprawy efektywności

Cele operacyjne	Kierunki interwencji - projekty kluczowe
	energetycznej PK - opracowanie i systematyczna aktualizacja bazy danych ob. użyt. publ., PK – Demonstracja zasad i korzyści dla samorządów wynikających z zarządzania zakupem i zużyciem energii w obiektach publicznych, PK - Popularyzacja rozwiązań organizacyjnych polegających na tworzeniu zespołów lub stanowisk energetyków komunalnych
CO 3.7 - Rozwój czystego i energooszczędnego transportu	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Organizacja i promocja transportu zbiorowego ▪ Wprowadzenie efektywnych energetycznie środków transportu i rozwiązań systemowych
CS 4 - Rozwój niematerialnych zasobów energetyki województwa	
CO 4.1 - Rozwój naukowo-technicznego zaplecza energetyki	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wspieranie programów kształcenia kadr dla energetyki, ▪ Wspieranie ośrodków badawczych oraz przedsiębiorstw wiodących we wdrażaniu innowacyjnych technologii, ▪ Wspieranie programów rozwoju i zarządzania energią, ▪ Wzmacnianie instytucji eksperckich zajmujących się analizą nowych technologii proefektywnościowych PK – Organizacja zaplecza dla wykształcenia kadry inżynieryjno-technicznej do obsługi kompleksu górniczo-energetycznego Gubin-Brody PK – Organizacja zaplecza dla wykształcenia kadry inżynieryjno-technicznej dla energetyki komunalnej i zarządzania energią
CO 4.2 - Wzrost świadomości energetycznej i ekologicznej społeczeństwa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Upowszechnianie i promowanie energooszczędnych postaw społecznych, ▪ Popularyzacja wiedzy o możliwościach wykorzystania OZE, ▪ Popularyzacja wiedzy o rynkach energii, w tym możliwości zmiany sprzedawców, ▪ Wsparcie projektów współpracy szkół i organizacji pozarządowych przy realizacji kampanii i akcji społecznych, ▪ Promocja efektywnych urządzeń energetycznych w gospodarstwach domowych

1.2 Wymagania dotyczące monitoringu realizacji Strategii

Skuteczne wdrażanie SEWL 2013 wymagało stworzenia systemu rzetelnej informacji o zjawiskach i procesach zachodzących w obszarze podejmowanych działań, umożliwiając bieżącą ocenę stopnia realizacji wytyczonych celów i wyciągnięcie wniosków odnośnie skuteczności zastosowanych instrumentów.

Bazę instytucjonalną struktury systemu monitorowania Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego stanowią organy samorządu województwa, tj. Sejmik Województwa Lubuskiego i Zarząd Województwa Lubuskiego, stosownie do swoich określonych ustawowo kompetencji w tym zakresie. Jednostkami wskazanymi w SEWL 2013 do współpracy w zakresie jej wdrażania, monitorowania i ewaluacji były:

- ➔ Regionalna Rada ds. Energetyki, powołana uchwałą Nr 104/618/2008 Zarządu Województwa Lubuskiego z dnia 18 kwietnia 2008 roku;
- ➔ Regionalne Obserwatorium Terytorialne, utworzone w Urzędzie Marszałkowskim Województwa Lubuskiego w Zielonej Górze w październiku 2012 r.;
- ➔ Rada do spraw rozwoju województwa lubuskiego, powołana w listopadzie 2009 roku.

Właściwy nadzór nad realizacją działań przedstawionych w SEWL 2013, powinien być dokonywany w sposób ciągły, szczególnie w sytuacji wprowadzania nowych projektów oraz w każdym przypadku dokonania kompleksowej aktualizacji. W celu właściwej oceny realizacji przyjętych w SEWL 2013 założeń potrzebne są konkretne dane ilościowe o charakterze

rze statystycznym, które po przetworzeniu zostaną ujęte w serie wskaźników. Korzystając z tych wskaźników można określić poziom wyjściowy oraz stopień realizacji celów. Wyniki zapisane w postaci wskaźników czy bezwzględnych informacji statystycznych mają także znaczenie w procesie uzyskiwania poparcia społecznego dla prowadzonych zmian czy świadczenia usług. Stanowią one obraz sytuacji. Należy jednak pamiętać, że muszą być interpretowane łącznie - pojedynczy wskaźnik czy liczba może dawać mylne, zbyt optymistyczne lub zbyt pesymistyczne wrażenie o stopniu zaawansowania wdrażania strategii czy osiągnięcia jej celów. Analiza wartości poszczególnych wskaźników pozwala ocenić na ile podejmowane działania zgodne są z zakładanymi celami. Narzędziem służącym do oceny efektów realizacji strategii może być również porównanie osiąganych wyników z innymi województwami (benchmarking). Porównanie efektów działań z innymi województwami może prowadzić do zidentyfikowania najlepszych wzorów do ewentualnego naśladowania.

W SEWL 2013 zdefiniowane zostały konkretne wskaźniki monitorowania realizacji poszczególnych celów strategii. Jednocześnie wskazano, iż miarą realizacji strategii nie może być wyłącznie ocena realizacji założonych w roku bazowym wskaźników liczbowych. Trzeba bowiem uwzględnić, że realizacja poszczególnych zadań przewidywanych do przyszłej realizacji następuje w dynamicznie zmiennym otoczeniu polityczno-rynkowym. W tych warunkach samo porównanie danych liczbowych uzyskanych w procesie monitorowania strategii, przedstawionych we właściwych raportach monitoringowych w liczbach bezwzględnych, nie może samo w sobie stanowić jedyne kryterium oceny realizacji. Konieczne jest bowiem uwzględnienie związków przyczynowo-skutkowych, zachodzących na gruncie dynamicznych zmian gospodarczych, prawnych i politycznych uwarunkowań zewnętrznych, ponieważ analiza raportów przedstawiających dostępne wskaźniki w układzie liczbowym, nie może sama w sobie stanowić wyłącznej podstawy oceny realizacji strategii. Rzetelne przeprowadzenie oceny realizacji strategii jest nierozdzielnie związane z wyciągnięciem właściwych wniosków nie tylko z tego, co zostało zrealizowane, lecz również, a może nawet przede wszystkim, z przedsięwzięć, które nie zostały zrealizowane, w aspekcie dogłębnego określenia przyczyn zaistniałego stanu rzeczy i przedstawienia ewentualnych zaleceń korygujących, względnie obszarów koniecznych zmian strategii.

W SEWL 2013 wskazano, iż celem nadrzędnym procesu jej monitorowania jest terminowe modyfikowanie dalszych działań w warunkach zmieniającego się otoczenia w taki sposób, aby osiągnąć cel główny w ramach systemu wartości określonego w wizji, nie zaś osiągnięcie za wszelką cenę celów strategicznych i operacyjnych zdefiniowanych na poziomie formułowania strategii. Tak więc, każdorazowo w sytuacji zaistnienia zewnętrznych uwarunkowań powodujących celowość podjęcia działań korygujących, winien zostać podjęty proces aktualizacji strategii obejmujący przegląd raportów i okresowych aktualizacji i uwzględniający bieżącą sytuację europejską, krajową i regionalną oraz zidentyfikowane nowe potrzeby. A każdą aktualizację strategii zawierającą listę działań do wykonania i projekty należy traktować, jako dokument otwarty z możliwością jego sukcesywnego uzupełniania.

Ostateczne wyniki analiz wykonywanych w ramach systemu monitoringu realizacji strategii powinny być prezentowane w formie kompleksowych ocen realizacji strategii, sporządzanych przez wytypowane jednostki związane branżowo z poszczególnymi obszarami energetyki, popartych analizami niezależnych ekspertów zewnętrznych, które przed jego przy-

jęciem przez właściwe organy Samorządu Województwa, winny być przedyskutowane i zaopiniowane na forum Regionalnej Rady do spraw Energetyki przy Marszałku Województwa Lubuskiego.

1.3 Postęp w realizacji celów Strategii

Dla określenia stopnia i zakresu realizacji celów ujętych w SEWL 2013 posłużono się wskaźnikami przyjętymi w ww. strategii, każdorazowo porównując wartość danego wskaźnika z roku 2011 ze stanem aktualnym, to jest – przypadającym na rok 2016 i wskaźnikami planowanymi do osiągnięcia na lata 2015 i 2020.

Tabela 1-2 Porównanie wskaźników realizacji celu strategicznego CS1 „Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego...” ujętych w SEWL 2013 ze stanem aktualnym na rok 2016

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników				
			Według SEWL 2013			Raport - stan aktualny 2016	
			Stan 2011	Plan 2015	Plan 2020		
Poziom wydobycia ze złóż lokalnych: węгля brunatnego, gazu ziemnego	tys. t/rok, mln. Nm ³ /rok	PE, GUS, PIG	72 1 830	75 1 900	75 2 000	70 1 997	
Wielkość zainstalowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej	MW	PE, URE	526,1	570	800	724,8 (2017r.)	
Produkcja energii elektrycznej	GWh/rok	GUS	2 393,6	2 500	3 000	2 960	
Moc elektryczna zainstalowana w jednostkach wytwórczych poniżej 5 MW (źródłach rozproszonych)	MW	GUS	94	118	268	* 53,74 (ENEA)	
Ilość połączeń elektroenergetycznych województwa z KSP	ilość	PE, URE	2	2	4	2	
Łączna długość linii elektroenergetycznych:	km	PE	WN	1 243	1 280	1 350	b.d.
			SN	10 577	10 625	10 800	b.d.
Ilość gmin z dostępem do systemu gazowniczego	ilość	PE, GUS	63	65	70	63	
Udział sieci ciepłowniczej w technologii preizolowanej	%	PE, GUS	46	50	70	58	
Ilość gmin posiadających aktualne dokumenty planowania energetycznego	PZ / APZ	ilość	5	80	83	28	
	PGN	ilość				57	
	PONE	ilość				2**	

* wg GUS BDL – tajemnica statystyczna

** według stanu na dzień 27.11.2017 r. odpowiedzi udzieliły 53 gminy na 82 ankietowane gminy.

b.d. – brak danych

PZ / APZ – Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe / Aktualizacja Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (dokumenty aktualne, uchwalane od 2012 roku)

PGN – Plan gospodarki niskoemisyjnej

PONE – Program ograniczenia niskiej emisji

Tabela 1-3 Porównanie wskaźników realizacji celu strategicznego CS2 „Wzrost udziału czystej energii” ujętych w SEWL 2013 ze stanem aktualnym na rok 2016

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników			
			Według SEWL 2013			Raport - stan aktualny 2016
			Stan 2011	Plan 2015	Plan 2020	
Elektrownie wiatrowe – moc zainstalowana	MW	PE, URE	51	95	180	192,0
Produkcja pelletu	tys. t/rok	Przedsiębiorcy	144	144	300	b.d.
Powierzchnia upraw energetycznych	tys. ha	GUS	1,14	2,5	14	b.d.
Ilość małych elektrowni wodnych (MEW)	szt.	PE, URE, DZGWIM	55	58	65	55
Biogazownie rolnicze	ilość	PE, ARR	3	20	83	5
Powierzchnia termalnych kolektorów słonecznych	tys. m ²	PE, URE	b.d.	15	90	b.d.
Instalacje fotowoltaiczne: - ilość	ilość	PE, URE	4	15	75	117*
Instalacje energetycznego wykorzystania odpadów komunalnych	ilość	WPGO	0	1	3	0

b.d. – brak danych

* według stanu na dzień 27.11.2017 r. (łącznie farmy fotowoltaiczne i rozwiązania indywidualne)

Tabela 1-4 Porównanie wskaźników realizacji celu strategicznego CS3 „Efektywne gospodarowanie energią” ujętych w SEWL 2013 ze stanem aktualnym na rok 2016

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników			
			Według SEWL 2013			Raport - stan aktualny 2016
			Stan 2011	Plan 2015	Plan 2020	
Systemy ciepłownicze zasilane z układów kogeneracyjnych	ilość	PE	3	6	10	3
Ilość opracowanych i wdrożonych programów optymalizacji zużycia energii i obniżenia kosztów w obiektach sektora publicznego	ilość	Administracja	0	12	30	(PGN) 57
Ilość zorganizowanych kampanii promocyjnych	ilość	Administracja	0	5	10	16*
Ilość wymienionych autobusów miejskich	szt.	Przeds. transport., Administracja	b.d.	5	15	1*

* według stanu na dzień 27.11.2017 r. odpowiedzi udzieliły 53 gmin na 82 ankietowane gminy.

Tabela 1-5 Porównanie wskaźników realizacji celu strategicznego CS4 „Rozwój niematerialnych zasobów infrastruktury energetyki” ujętych w SEWL 2013 ze stanem aktualnym na rok 2016

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników			
			Według SEWL 2013			Raport - stan aktualny 2016
			Stan 2011	Plan 2015	Plan 2020	
Ilość absolwentów szkół wyższych o profilach związanych z górnictwem i energetyką	osób/rok	GUS, Administracja	b.d.	50	50	b.d.
Ilość projektów badawczych związanych z opracowywaniem i wdrażaniem innowacyjnych technologii w zakresie energetyki odnawialnej, efektywności energetycznej i budownictwa energooszczędnego	ilość	Administracja	b.d.	5	10	b.d.
Działania edukacyjne i informacyjne w obszarze energetyki prowadzone przez jednostki samorządowe: ilość projektów	ilość	Administracja	0	10	80	17*
Ilość wdrożonych programów zarządzania zużyciem energii w jednostkach samorządowych	ilość	Administracja	0	12	30	12*
Wdrożone projekty współpracy szkół i organizacji pozarządowych przy realizacji kampanii i akcji społecznych w lokalnych społecznościach - ilość	ilość	PE, Administracja	0	5	10	4*

b.d. – brak danych

** według stanu na dzień 27.11.2017 r. odpowiedzi udzieliły 53 gmin na 82 ankietowane gminy.*

2. Uwarunkowania formalno-prawne rozwoju sektora energetyki – analiza zmian od roku 2011

2.1 Planowanie energetyczne na szczeblu międzynarodowym (UE)

Europejska Polityka Energetyczna (przyjęta przez Komisję WE w dniu 10.01.2007 r.) ma trzy założenia: przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, ograniczanie podatności Unii na wpływ czynników zewnętrznych wynikającej z zależności od importu węglowodorów oraz wspieranie zatrudnienia i wzrostu gospodarczego, co zapewni odbiorcom bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię po przystępnych cenach.

Europejska polityka energetyczna stanowi ramy dla budowy wspólnego rynku energii, w którym wytwarzanie energii oddzielone jest od jej dystrybucji, a szczególnie ważnym priorytetem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii (przez dywersyfikację źródeł i dróg dostaw) oraz ochrona środowiska.

Główne cele Unii Europejskiej w sektorze energetycznym do 2020 r. (zapisane w tzw. „**pakiecie klimatyczno-energetycznym**” przyjętym przez UE 23.04.2009 r.), to:

- wzrost efektywności zużycia energii o 20%,
- zwiększenie udziału energii odnawialnej w zużyciu energii o 20%,
- redukcja emisji CO₂ o 20% w stosunku do poziomu z 1990 r.,
- udział biopaliw w ogólnym zużyciu paliw: 10% - w sektorze transportu.

Na Szczycie Klimatycznym w Brukseli w październiku 2014 r. określono nowe cele w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 r. Najważniejsze z nich to:

- redukcja emisji gazów cieplarnianych w UE o co najmniej 40% w porównaniu do wielkości emisji w roku 1990,
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym UE o co najmniej 27%,
- poprawa efektywności energetycznej.

Do tego czasu kraje o PKB poniżej 60% średniej unijnej, w tym Polska, będą mogły rozdawać elektrowniom 40% uprawnień do emisji CO₂ za darmo.

Wynikiem szczytu klimatycznego w Paryżu (COP21) było podpisanie 12 grudnia 2015 r. globalnej umowy klimatycznej – tzw. porozumienie paryskie, którego celem jest ograniczenie globalnego ocieplenia. Porozumienie określa cel długoterminowy, którym jest zatrzymanie wzrostu średniej temperatury na świecie na poziomie znacznie niższym niż 2 stopnie Celsjusza w odniesieniu do poziomu z czasów przedindustrialnych oraz kontynuowanie starań na rzecz ograniczenia wzrostu temperatur do 1,5 stopnia Celsjusza.

Wyzwaniem dla rozwoju energetyki będzie tzw. „Pakiet zimowy” przedstawiony przez Komisję Europejską, w ramach którego jednym z celów jest przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii, a jednym z kluczowych zapisów jest zapis o wprowadzeniu limitu emisji CO₂ na poziomie 550 g CO₂/kWh dla wspierania producentów energii elektrycznej w ramach rynku mocy.

Praktycznie składa się na niego między innymi propozycja nowelizacji dyrektyw o efektywności energetycznej, o odnawialnych źródłach energii, „budynkowa”, o wspólnych zasadach rynku energii elektrycznej.

W zakresie efektywności energetycznej „Pakiet zimowy” zawiera propozycję przedłużenia poza rok 2020 obowiązku realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne działań mających na celu ograniczenie zużycia energii.

Kompleksowe podejście do tematu efektywności energetycznej przejawia się w propozycjach zmiany dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków – w projekcie dyrektywy zawarto wymóg instalacji punktów ładowania pojazdów elektrycznych na terenie nieruchomości komercyjnych, w których znajduje się co najmniej 10 miejsc parkingowych. Regulacje te mają mieć zastosowanie od 2025 r.

„Pakiet zimowy” zawiera również propozycje zmian dyrektywy o odnawialnych źródłach energii, które mają na celu intensyfikację rozwoju OZE w poszczególnych krajach członkowskich UE, co ma przyczynić się do osiągnięcia wyznaczonego przez Radę Europejską celu - 27% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii w UE do 2030 r. Projekt zmiany dyrektywy zakłada także rozwój produkcji ciepła i chłodu w źródłach odnawialnych – państwa członkowskie UE będą zobowiązane do wprowadzenia mechanizmów, mających na celu wzrost udziału produkcji ciepła i chłodu w instalacjach OZE. Wprowadzono także zapisy dotyczące obowiązku przyłączania instalacji wykorzystujących OZE do sieci istniejących systemów ciepłowniczych.

W celu ujednoczenia zasad rynku energii elektrycznej na terenie UE opracowano koncepcję nowego modelu rynku energii, który zawarty został w „Pakiecie zimowym”. Najważniejsze zmiany dotyczą obowiązku bilansowania produkcji energii elektrycznej dla wszystkich źródeł wytwórczych o mocy większej od 250 kW (w tym źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne) oraz ograniczenie udziału w mechanizmach rynku mocy, które mają objąć jedynie nowe jednostki wytwórcze, charakteryzujące się poziomem emisji CO₂ nieprzekraczającym 550 g/kWh. Proponowane regulacje dla rynku mocy mogą stanowić problem dla krajów, w których energetyka oparta jest głównie o paliwa kopalne, związane z wysoką emisją CO₂. Na skutek narzuconych ograniczeń utrudnione może być finansowanie modernizacji majątku wytwórczego, co w konsekwencji spowoduje zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego.

Ponadto w „Pakiecie zimowym” zawarto zapisy, w myśl których ujednoczone mają być zasady obrotu energią elektryczną, a na państwa członkowskie UE nałożony zostanie obowiązek opracowania mechanizmów ograniczających zakłócenia na rynku energii, rozwoju połączeń transgranicznych, stosowania magazynów energii oraz wdrożenia mechanizmów w celu poprawy efektywności energetycznej.

Ponadto na funkcjonowanie sektora energetycznego mają również wpływ uregulowania prawne Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony środowiska, takie jak:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) – tzw. dyrektywa IED oraz konkluzje BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania (LCP) – Decyzja Wykonawcza Komisji UE 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. (publikacja i wejście w życie 17.08.2017 r.);

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa MCP);
- 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 (tzw. dyrektywa EU ETS);
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy (tzw. Dyrektywa CAFE);
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 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.

Dyrektywa IED weszła w życie 6 stycznia 2011 r. Jej podstawowym celem było ujednoczenie i konsolidacja przepisów dotyczących emisji przemysłowych tak, aby usprawnić system zapobiegania zanieczyszczeniom powodowanym przez działalność przemysłową oraz ich kontroli, a w rezultacie zapewnić poprawę stanu środowiska na skutek zmniejszenia emisji przemysłowych. Podstawowym zapisem ujętym w dyrektywie było wprowadzenie od stycznia 2016 nowych, zaostrzonych standardów emisyjnych.

W dniu 28 kwietnia 2017 r. zostały przyjęte tzw. konkluzje BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania (>50 MW całkowitej mocy w paliwie), które zaostrzają wymagania w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Nowe standardy emisyjne będą obowiązywać od 2021 r.

Dyrektywa MCP 'w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania' określa dopuszczalne wielkości emisji dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i pyłu dla średnich obiektów energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW. Nowe przepisy wprowadzają zasadę łączenia dla nowych średnich obiektów energetycznego spalania, dla których:

- gazy odlotowe są odprowadzane przez wspólny komin, lub
- w ocenie właściwego organu, przy uwzględnieniu czynników technicznych i ekonomicznych, gazy odlotowe mogłyby być odprowadzane przez wspólny komin.

Dyrektywa ma także zastosowanie do połączeń nowych średnich obiektów, w przypadku których całkowita nominalna moc cieplna wynosi nie mniej niż 50 MW, za wyjątkiem obiektów objętych zakresem stosowania rozdziału III dyrektywy 2010/75/UE (w sprawie emisji przemysłowych – zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola – tzw. Dyrektywa IED).

Dyrektywa MCP wprowadza nowe zaostrzone limity emisji dla tzw. „istniejących” średnich obiektów energetycznego spalania. Według definicji ustalonej w art.3 pkt. 5 – obiekt „istniejący” to obiekt „oddany do użytkowania przed dniem 20 grudnia 2018 r. lub, dla którego przed dniem 19 grudnia 2017 r. uzyskano pozwolenie na podstawie przepisów krajowych, pod warunkiem, że obiekt ten został oddany do użytkowania nie później niż w dniu

20 grudnia 2018 r.” Nowe standardy emisyjne dla „istniejących” średnich obiektów energetycznego spalania będą obowiązywać w następujących terminach:

- od 1.01.2025 r. – dla obiektów o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW lub
- od 1.01.2030 r. – dla obiektów o mocy nie większej niż 5 MW.

Natomiast w stosunku do „nowych” średnich obiektów energetycznego spalania (w rozumieniu dyrektywy jest to obiekt inny niż „istniejący”) – zaostrzone wielkości emisji dopuszczalnych będą obowiązywać od 20.12.2018 r.

Dyrektywa MCP zobowiązuje państwa członkowskie do implementacji jej zapisów do dnia 19 grudnia 2017 r. Transpozycja do prawa polskiego przepisów dyrektywy MCP nastąpiła poprzez uchwaloną w dniu 15.09.2017 r. ustawę ‘o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw’. Data wejścia w życie ww. ustawy: 27.11.2017 r.

W ślad za nowelizacją ww. ustawy w dniu 14 kwietnia 2018 r. weszło w życie Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

Dyrektywa EU ETS z 2009 r. zmienia Dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. System ma wspierać redukcję gazów cieplarnianych w sposób ekonomicznie uzasadniony.

Dyrektywa 2003/87/WE wprowadzając zasady handlu uprawnieniami do emisji określiła, że zbiorczy limit emisji dla grupy emitatorów w kolejnych etapach, zwanych okresami handlowymi, rozdzielany będzie w postaci zbywalnych uprawnień. Każde źródło w sektorach przemysłowych europejskich systemu ETS na koniec okresu rozliczeniowego musi posiadać nie mniejszą liczbę uprawnień od ilości wyemitowanego CO₂. Przekroczenie emisji ponad liczbę uprawnień związane jest z opłatami karnymi.

Dyrektywa 2003/87/WE wprowadziła trzyletni okres pilotażowy obejmujący lata 2005-2007. Pierwsza faza funkcjonowania systemu miała zapoczątkować rozwój mechanizmów i infrastruktury do wdrożenia i monitorowania instrumentów giełdowych oraz przetestować kształtowanie się cen uprawnień. W drugiej fazie obejmującej lata 2008-2012 wdrożono bardziej restrykcyjne limity przydziałów emisji. W fazie trzeciej od 2013 roku liczba bezpłatnych uprawnień została ograniczona do 80% poziomu bazowego (z okresu 2005-2008) i w kolejnych latach jest corocznie równomiernie zmniejszana do 30% w roku 2020, aż do całkowitej likwidacji bezpłatnych uprawnień w roku 2027.

Znowelizowana dyrektywa EU ETS, zgodnie z art. 10 ust. 1, ustanawia aukcję jako podstawową metodę rozdziału uprawnień do emisji. W trzecim okresie rozliczeniowym (tj.: 2013÷2020) wszystkie uprawnienia nie przydzielone bezpłatnie muszą być sprzedawane w drodze aukcji.

Transpozycja do prawa polskiego ww. przepisów dyrektywy EU ETS dokonana została na mocy ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (zwana dalej ustawą UHE; tekst jednolity Dz.U. 2017 poz. 568 z późn.zm.). Ustawa UHE określa zasady rozdziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla, podtlenku azotu i perfluorowęglowodorów. Głównym jej zadaniem jest zapewnienie przedsiębiorcom

objętym unijnym systemem handlu emisjami możliwości prawidłowego w świetle najnowszych przepisów Unii Europejskiej monitorowania emisji i sprawozdawczości.

Ustawa UHE przewiduje stopniowe odchodzenie od systemu darmowego przydziału uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na rzecz systemu aukcyjnego. Głównym mechanizmem tego systemu jest krajowa platforma aukcyjna, na której możliwe jest zawieranie transakcji sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Ustawa przewiduje jednak wyjątki od systemu aukcyjnego – system derogacji dla energetyki i krajowe środki wykonawcze. Derogacje pozwalają na otrzymanie określonej ilości bezpłatnych uprawnień pod warunkiem spełnienia szeregu określonych warunków – mogą je otrzymać obiekty, które działały lub zaczęły powstawać przed końcem 2008 r. Mechanizm krajowych środków wykonawczych przewiduje możliwość ubiegania się o przydział bezpłatnych uprawnień na produkcję inną niż produkcja energii elektrycznej.

Dyrektywa CAFE - podtrzymuje wymogi dotyczące aktualnie obowiązujących wartości dopuszczalnych dotyczących jakości powietrza, a jako nowy element wprowadziła pojęcie i cele redukcji nowej substancji zanieczyszczającej, jaką jest pył zawieszony PM_{2,5} o szczególnym znaczeniu dla ochrony zdrowia ludzkiego.

Dyrektywa 2012/27/UE 'w sprawie efektywności energetycznej' przede wszystkim określa cel strategiczny, którym jest zwiększenie efektywności energetycznej o 20% (zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20%) do 2020 r. W dokumencie określono obowiązek opracowania przez kraje członkowskie długoterminowej strategii dotyczącej wspierania inwestycji w renowację krajowych zasobów budynków mieszkalnych i użytkowych, zarówno publicznych, jak i prywatnych. Dyrektywa wskazuje, iż obowiązkiem państw członkowskich jest umożliwienie końcowym odbiorcom energii dostępu do audytów energetycznych oraz wdrażanie inteligentnych systemów pomiarowych, po konkurencyjnych cenach, które informują o rzeczywistym czasie korzystania i zużyciu energii. Dodatkowo zapisy w Dyrektywie określają wymagania dotyczące efektywności zaopatrzenia w energię odnoszące się do instalacji chłodniczych i ciepłowniczych o mocy przekraczającej 20 MW, jak również sieci i urządzeń do przetwarzania i dystrybucji energii elektrycznej. Wymogiem zawartym w Dyrektywie jest ustanowienie przez każde państwo członkowskie krajowego celu w zakresie osiągnięcia efektywności energetycznej do 2020 r. Po określonym terminie Komisja Europejska dokona oceny utworzonego planu. W przypadku, gdy wyznaczony cel zostanie określony na poziomie niewystarczającym do zrealizowania unijnego celu 2020 r., Komisja ma prawo do ponownej oceny planu. Ponadto zapisy zawarte w Dyrektywie dążą do zwiększenia przejrzystości odnośnie wyboru energii elektrycznej z kogeneracji a energii elektrycznej wytworzonej w oparciu o inne technologie.

2.2 Planowanie energetyczne na szczeblu krajowym

Na krajową politykę energetyczną składają się dokumenty przyjęte do realizacji przez Polskę, a mianowicie:

- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku,
- Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej,

- Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych,
- Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii
- Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko”

oraz ustalenia formalno-prawne ujęte w ustawach: Prawo energetyczne; o efektywności energetycznej; o odnawialnych źródłach energii - wraz z rozporządzeniami wykonawczymi do ww. ustaw.

Polityka energetyczna Polski

W „Polityce energetycznej Polski do 2030 r.”, przyjętej przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r., jako priorytetowe wyznaczono kierunki działań na rzecz: efektywności i bezpieczeństwa energetycznego (opartego na własnych zasobach surowców), zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko.

Spośród głównych narzędzi realizacji aktualnie obowiązującej polityki energetycznej szczególne znaczenie, bezpośrednio związane z działaniem na rzecz gminy (samorządów gminnych i przedsiębiorstw energetycznych), posiadają:

- Planowanie przestrzenne zapewniające realizację priorytetów polityki energetycznej, planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe gmin oraz planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- Ustawowe działania jednostek samorządu terytorialnego uwzględniające priorytety polityki energetycznej państwa, w tym poprzez zastosowanie partnerstwa publiczno – prywatnego (PPP),
- Wsparcie realizacji istotnych dla kraju projektów w zakresie energetyki (np. projekty inwestycyjne, prace badawczo-rozwojowe) ze środków publicznych, w tym funduszy europejskich.

Dokument ten zakłada, że bezpieczeństwo energetyczne Polski będzie oparte głównie o własne zasoby węgla kamiennego i brunatnego. Ograniczeniem dla wykorzystania węgla jest jednak polityka ekologiczna, związana z redukcją emisji CO₂. Stąd szczególnie położony jest nacisk na rozwój czystych technologii węglowych (tj. m.in. wysokosprawna kogeneracja). Dzięki uzyskanej derogacji aukcjoningu uprawnień do emisji CO₂ (konieczność zakupu 100% tych uprawnień na aukcjach przesunięto na rok 2020) – Polska zyskała więcej czasu na przejście na niskowęglową energetykę. Z kolei w zakresie importowanych surowców energetycznych dokument zakłada dywersyfikację rozumianą również jako zróżnicowanie technologii produkcji (np. pozyskiwanie paliw płynnych i gazowych z węgla), a nie, jak do niedawna, jedynie kierunków dostaw. Nowym kierunkiem działań będzie również wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej, w przypadku której jako zalety wymienia się: brak emisji CO₂, możliwość uniezależnienia się od typowych kierunków dostaw surowców energetycznych, a to z kolei wpływa na poprawę poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Polityka energetyczna do 2030 r. zakłada, że udział odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu w Polsce ma wzrosnąć do 15% w 2020 roku i 20% w roku 2030. Planowane jest także osiągnięcie w 2020 roku 10% udziału biopaliw w rynku paliw.

Według oficjalnych informacji udostępnionych przez Ministerstwo Energii – **projekt nowej Polityki energetycznej Polski do 2050 r.** został skierowany do konsultacji społecznych i międzyresortowych w sierpniu 2015 r. W dokumencie tym, jako główny cel polityki energetycznej kraju wyznaczono stworzenie warunków dla stałego, zrównoważonego rozwoju gospodarki narodowej, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz zaspokojenie potrzeb energetycznych przedsiębiorstw i gospodarstw domowych, z poszanowaniem środowiska naturalnego.

W projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 r. wyznaczono trzy cele operacyjne:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- zwiększenie konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki narodowej w ramach Rynku Wewnętrznego Energii UE,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Obecnie opracowywany jest przez Ministerstwo Energii nowy projekt polityki energetycznej Polski (PEP), który ma określać długoterminową wizję rządu dla sektora energii.

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Rada Ministrów 7 grudnia 2010 r. przyjęła dokument pn. „Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (w skrócie KPD OZE), stanowiący realizację zobowiązania wynikającego z art. 4 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

KPD OZE określa przewidywane końcowe zużycie energii brutto w układzie sektorowym, tj. w ciepłownictwie i chłodnictwie, elektroenergetyce i transporcie na okres 2010 ÷ 2020 ze wskazaniem scenariusza referencyjnego (uwzględniającego środki służące efektywności energetycznej i oszczędności energii przyjęte przed rokiem 2009) i scenariusza dodatkowej efektywności energetycznej (uwzględniającego wszystkie środki przyjmowane od roku 2009).

Ogólny cel krajowy w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ostatecznym zużyciu energii brutto w 2020 r. wynosi 15%, natomiast przewidywany rozkład wykorzystania OZE w układzie sektorowym przedstawiono następująco:

- 17,05% dla ciepłownictwa i chłodnictwa (systemy sieciowe i niesieciowe),
- 19,13% dla elektroenergetyki,
- 10,14% dla transportu.

KPD OZE w obszarze elektroenergetyki przewiduje rozwój OZE w zakresie źródeł opartych na energii wiatru oraz biomasie oraz zakłada zwiększony wzrost ilości małych elektrowni wodnych. Natomiast w obszarze ciepłownictwa i chłodnictwa przewiduje utrzymanie dotychczasowej struktury rynku, przy uwzględnieniu rozwoju geotermii oraz wykorzystania energii słonecznej. W zakresie rozwoju transportu zakłada zwiększanie udziału biopaliw i biokomponentów.

Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej

Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2016 r. ‘O efektywności energetycznej’ (Dz.U. 2016 poz. 831) Minister Energii co 3 lata, do dnia 31 stycznia danego roku, sporządza i przedstawia do zatwierdzenia Radzie Ministrów krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej.

Pierwszy przyjęty dokument pt. „Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej” (w skrócie KPD EE) został przyjęty przez Komitet Europejski Rady Ministrów w 2007 roku i stanowił realizację zapisu art. 14 ust. 2 Dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

20 października 2014 r. Rada Ministrów przyjęła „Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014”. Jest on trzecim krajowym planem, w tym pierwszym sporządzonym na podstawie dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. L 315 z 14.11.2012).

W trzecim KPD EE oszacowano oszczędności energii finalnej uzyskane w 2010 r. na poziomie 9,3% oraz planowane do osiągnięcia w 2016 r. - na poziomie 13,9%. Otrzymane wartości przekraczają wyznaczone cele w zakresie oszczędności energii finalnej, które zostały obliczone zgodnie z dyrektywą 2006/32/WE - dla 2010 r. na poziomie 2%, a dla 2016 r. na poziomie 9%. W dokumencie wyznaczono także oszczędności energii pierwotnej planowane w 2020 r., które wyniosły 13,33 Mtoe.

Czwarty KPD EE 2017 określa krajowe cele w zakresie efektywności energetycznej na 2020 rok, które zdefiniowano jako: ograniczenie zużycia energii pierwotnej w latach 2010-2020 na poziomie 13,6 Mtoe, bezwzględne zużycie energii finalnej w 2020 r. na poziomie 71,6 Mtoe oraz bezwzględne zużycie energii pierwotnej w 2020 r. na poziomie 96,4 Mtoe. W dokumencie przedstawiono wartości oszczędności energii pierwotnej uzyskane do końca 2015 r. – 5,37 Mtoe oraz szacunkowe oszczędności na rok 2016 – 6,46 Mtoe oraz 2020 – 11,97 Mtoe.

Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii

„Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii” został przyjęty uchwałą nr 91 Rady Ministrów z dnia 22 czerwca 2015 r. Podstawę jego opracowania stanowi art. 39 ust. 3 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz.U. z 2014 poz. 1200 oraz z 2015 r. poz. 151).

Kluczowym elementem „Krajowego planu (...)” jest wprowadzenie definicji „budynku o niskim zużyciu energii” w Polsce, przy uwzględnieniu stanu istniejącej zabudowy oraz możliwych do osiągnięcia i jednocześnie uzasadnionych ekonomicznie środków poprawy efektywności energetycznej. Definicja ta wskazuje, iż jest to budynek, który spełnia wymogi związane z oszczędnością energii i izolacyjnością cieplną zawarte w następujących przepisach techniczno-budowlanych:

- w art. 7 ust.1 pkt. 1 ustawy Prawo budowlane,
- w załączniku nr 2 do rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity Dz.U. 2015, poz. 1422),

które będą obowiązywać od 1 stycznia 2021 roku, a dla budynków zajmowanych przez władze publiczne oraz będących ich własnością – od 1 stycznia 2019 roku.

„Krajowy plan (...)” zawiera propozycje nowoczesnych rozwiązań technicznych w zakresie stosowania urządzeń grzewczych, klimatyzacyjnych, urządzeń odzyskujących ciepło w instalacjach wentylacyjnych, które mogą być stosowane w budynkach w celu poprawy ich efektywności energetycznej. W „Krajowym planie (...)” znajduje się charakterystyka

działań związanych z projektowaniem, budową i przebudową budynków w sposób zapewniający ich energooszczędność oraz zwiększeniem pozyskania energii ze źródeł odnawialnych w nowych oraz istniejących budynkach.

Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko”

Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko - perspektywa do 2020 r.” (BEiŚ) została przyjęta uchwałą Rady Ministrów z dnia 15 kwietnia 2014 r. (M.P. 2014, poz. 469).

Strategia jest jedną z 9 zintegrowanych strategii rozwoju, powstałych w oparciu o ustawę z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju. Dokument uszczegóławia zapisy Średniookresowej Strategii Rozwoju Kraju 2020 w dziedzinie energetyki i środowiska oraz stanowi wytyczne dla Polityki energetycznej Polski. Celem głównym Strategii jest zapewnienie wysokiej jakości życia obecnych i przyszłych pokoleń z uwzględnieniem ochrony środowiska oraz stworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju nowoczesnego sektora energetycznego, zdolnego zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne oraz konkurencyjną i efektywną gospodarkę. Celami szczegółowymi BEiŚ są:

- zrównoważone gospodarowanie zasobami środowiska,
- zapewnienie gospodarce bezpiecznego i konkurencyjnego zaopatrzenia w energię,
- poprawa stanu środowiska.

Minister Energii we współpracy z Ministrem Środowiska nadzorują postępy we wdrażaniu Strategii.

Ustawa Prawo energetyczne

Najważniejszym rangą aktem prawnym w systemie prawa polskiego w dziedzinie energetyki jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz.U. z 2018 r., poz. 755, ze zm., zwana dalej ustawą PE) oraz powiązane z nią akty wykonawcze (rozporządzenia), głównie Ministra Gospodarki, Ministra Energii i Ministra Środowiska. Prawo energetyczne w zakresie swojej regulacji dokonuje wdrożenia dyrektyw unijnych dotyczących między innymi następujących zagadnień:

- przesyłu energii elektrycznej oraz gazu ziemnego przez sieci przesyłowe,
- wspólnych zasad dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz gazu ziemnego,
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu,
- wspierania kogeneracji.

Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

Jej celem jest stworzenie warunków do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom monopolu, uwzględniania wymogów ochrony środowiska oraz ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w nośniki energii (ważnego w nawiązaniu do mających miejsce w ostatnich latach poważnych awarii zasilania) – dla znaczących obszarów kraju wprowadzono poważne zmiany w kwestii planowania energetycznego, w szczególności planowania w sektorze elektroenergetycznym.

Operatorzy systemów elektroenergetycznych zostali zobowiązani do sporządzania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz prognoz dotyczących stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. Plany winny być aktualizowane na podstawie, dokonywanej co 3 lata, oceny ich realizacji.

W zakresie planowania energetycznego postanowiono również, że gminy będą realizować zadania własne w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe zgodnie z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu – z kierunkami rozwoju gminy zawartymi w Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego Gminy oraz odpowiednim Programem Ochrony Powietrza. Ponadto postanowiono, że projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata.

Istotne zmiany w ustawie Prawo energetyczne wprowadziła również nowela uchwalona przez Sejm w dniu 30 listopada 2016 r. i podpisana przez Prezydenta RP w dniu 8 grudnia 2016 r., która przewiduje m.in. rezygnację z regulowania cen gazu ziemnego. Nowela zakłada zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi lub koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą i prowadzących działalność gospodarczą w zakresie sprzedaży paliw gazowych z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Uwalnianie cen dla poszczególnych grup odbiorców będzie następować w różnych terminach. Z dniem wejścia w życie ustawy (1.01.2017 r.) uwolnione zostały ceny dla przedsiębiorstw obrotu w zakresie sprzedaży: na rynku hurtowym, w tzw. w punkcie wirtualnym (w tym na giełdzie towarowej), sprężonym gazem ziemnym CNG, skroplonym gazem ziemnym LNG. Od dnia 1.10.2017 r. z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia zwolnione zostały przedsiębiorstwa obrotu dostarczające gaz do wszystkich odbiorców końcowych, z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Natomiast ceny gazu ziemnego dla odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych podlegać będą kontroli Prezesa URE do dnia 1 stycznia 2024 r. Oznacza to, że w trakcie tego okresu przejściowego, odbiorcy w gospodarstwach domowych będą mogli w dalszym ciągu nabywać gaz ziemny po cenie regulowanej przez Prezesa URE.

Ustawa o efektywności energetycznej

W dniu 20 maja 2016 r. Sejm przyjął ustawę o efektywności energetycznej (Dz.U. 2016 poz. 831), która uchyla ustawę z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej. Data wejścia w życie nowej ustawy: 1 październik 2016 r. Ustawa ta wdraża do prawa krajowego zapisy Dyrektywy 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej. W ustawie określono zasady opracowywania krajowego planu działań dot. efektywności energetycznej, zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej oraz zasady realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii. Ponadto w ustawie przedstawiono zasady przeprowadzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa, których wykonywanie będzie obowiązkowe od momentu wejścia ustawy w życie.

Według ustawy krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej (KPD EE) winien być opracowywany co 3 lata przez Ministra Energii. KPD EE ma zawierać opis planowanych działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki, określenie krajowego celu w zakresie efektywności energetycznej oraz informacje o osiągniętej oszczędności energii. Ponadto na potrzeby KPD EE ma być sporządzana strategia wspierania inwestycji w renowację budynków.

Zgodnie z nową ustawą jednostka sektora publicznego zobowiązana jest do zastosowania co najmniej jednego z niżej wymienionych środków poprawy efektywności energetycznej (zmiana w stosunku do ustawy z 2011 r., w której wymagano zastosowania co najmniej dwóch środków):

- 1) realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej;
- 2) nabycie nowego urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji;
- 3) wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, o których mowa w pkt. 2, albo ich modernizacja;
- 4) realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego;
- 5) wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, potwierdzone uzyskaniem wpisu do rejestru EMAS.

W wykazie środków poprawy efektywności energetycznej nastąpiła zmiana w porównaniu do wykazu zawartego w ustawie z 2011 r. – wykreślono sporządzenie audytu energetycznego budynków i wprowadzono nowy środek polegający na wdrażaniu systemu zarządzania środowiskowego.

Zastosowanie przez jednostkę sektora publicznego danego środka poprawy efektywności energetycznej będzie mogło się odbyć na podstawie umowy o poprawę efektywności energetycznej. Natomiast nakłady inwestycyjne przeznaczone na realizację przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej na podstawie umowy powinny być splanowane w zależności od poziomu uzyskiwanych oszczędności energii.

Nowa ustawa nakłada na organy władzy publicznej obowiązek nabywania efektywnych energetycznie produktów lub budynków lub zlecania wykonania usług związanych ze zużyciem energii albo wynajmowania efektywnych energetycznie budynków lub ich części, albo, w użytkowanych budynkach należących do Skarbu Państwa poddawanych przebudowie zapewnienia wypełnienia zaleceń, o których mowa w ustawie z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków.

Ustawa z 2011 r. wprowadziła system świadectw efektywności energetycznej, tzw. „białych certyfikatów”, które stanowią potwierdzenie zrealizowania przez przedsiębiorstwo energetyczne działań skutkujących oszczędnością energii. Do wydawania oraz umarzania tych świadectw upoważniony został Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa efektywności energetycznej są towarem giełdowym i mogą być zbywane na Towarowej Giełdzie Energetycznej.

Celem wspomnianego systemu jest uzyskanie wymiernych oszczędności energii w trzech obszarach:

- zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych, służących procesowi wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła,
- zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce i dystrybucji.

Dla wymienionych powyżej trzech kategorii przedsięwzięć, służących poprawie efektywności energetycznej, do momentu uchwalenia nowej ustawy przeprowadzano przetargi na tzw. białe certyfikaty przez Prezesa URE.

Do *nowej ustawy o efektywności energetycznej* uchwalonej przez Sejm w dniu 20.05.2016 r. przeniesiono obowiązujący system świadectw efektywności energetycznej, wprowadzając jednak m.in. następujące zmiany:

- począwszy od 2016 r. – zakres obowiązku dotyczącego realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej lub uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa efektywności energetycznej określono, jako uzyskanie w każdym roku oszczędności energii finalnej w wysokości 1,5%;
- dopuszczono możliwość realizacji obowiązku nałożonego na podmioty zobowiązane poprzez uiszczanie opłaty zastępczej w zakresie: 30% tego obowiązku w 2016 r., 20% tego obowiązku w 2017 r., 10% tego obowiązku w 2018 r.;
- wskazano, iż świadectwa efektywności energetycznej nie będą wydawane za przedsięwzięcia, które zostały już zrealizowane;
- zniesiono obowiązek przeprowadzania przetargu, w wyniku którego Prezes URE dokonywał wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można było uzyskać świadectwa. Wydawanie przez Prezesa URE świadectw będzie się odbywać na wniosek podmiotu, u którego będzie realizowane przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej.

Szczegółowy wykaz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, ogłasza w drodze obwieszczenia Minister Energii i publikuje w „Monitorze Polskim”. Natomiast ww. ustawa wymienia następujące tego rodzaju przedsięwzięcia:

- izolacja instalacji przemysłowych;
- przebudowa lub remont budynków wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi;
- modernizacja lub wymiana:
 - ✓ oświetlenia,
 - ✓ urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych lub w procesach energetycznych lub telekomunikacyjnych lub informatycznych,
 - ✓ lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła,
 - ✓ urządzeń przeznaczonych do użytku domowego;
- odzysk energii, w tym odzysk energii w procesach przemysłowych;
- ograniczenie strat:
 - ✓ związanych z poborem energii biernej,
 - ✓ sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub gazu ziemnego,
 - ✓ na transformacji,
 - ✓ w sieciach ciepłowniczych;

- stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych.

Podmiot, który otrzymał świadectwo efektywności energetycznej, jest obowiązany po zrealizowaniu przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej, do sporządzenia audytu efektywności energetycznej potwierdzającego oszczędność energii uzyskaną w wyniku realizacji tego przedsięwzięcia. Audyt ten stanowi załącznik do zawiadomienia o zakończeniu ww. przedsięwzięcia, składanego przez dany podmiot Prezesowi URE, w terminie 45 dni od dnia jego zakończenia. Prezes URE przeprowadza wrywkową weryfikację audytów.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii

Aktualnie w prawie polskim regulacje mające na celu wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w procesie wytwarzania energii finalnej zawarto w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jedn.: Dz.U. 2017 poz. 1148), która weszła w życie 4 maja 2015 r.

Do najważniejszych zmian, które wprowadza ustawa, należy nowy system wsparcia wytwórców energii z odnawialnych źródeł. Dotychczas przedsiębiorcy korzystający w procesie wytwórczym z odnawialnych źródeł energii byli uprawnieni do otrzymania tzw. zielonych certyfikatów, które mogły zostać sprzedane na giełdzie, a uzyskana wartość stanowiła wsparcie. Uchwalona ustawa o OZE przewiduje zapewnienie wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii możliwości sprzedaży wytworzonej energii przez 15 lat po stałej cenie (z uwzględnieniem inflacji). Warunkiem uzyskania wsparcia jest wygranie przez danego wytwórcę aukcji na wyprodukowanie określonej ilości energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w określonym czasie.

Aukcje organizowane są przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) i odbywają się za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA). Prezes URE na mocy ustawy wyznacza sprzedawców energii elektrycznej (tzw. „sprzedawca zobowiązany”), których obowiązkiem jest zakup energii elektrycznej od wytwórców, którzy wygrali aukcję. Aukcje są przeprowadzane odrębnie dla różnych technologii oraz mocy instalacji. Wytwórca energii elektrycznej z OZE, który chce wziąć udział w aukcji, musi złożyć ofertę za pośrednictwem platformy aukcyjnej. W ofercie muszą zostać zawarte informacje na temat rodzaju i mocy instalacji oraz ilości produkowanej energii elektrycznej, którą wytwórca zamierza sprzedać w określonym czasie. Wytwórca musi przedstawić także cenę sprzedaży energii elektrycznej. Zwycięstwo w aukcji przypada uczestnikom, którzy zaoferują najkorzystniejsze warunki sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej. W ustawie wprowadzono podział aukcji na następujące koszyki technologiczne:

- 1) instalacje o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, łącznej bez względu na źródło pochodzenia, większym niż 3504 MWh/MW/rok;
- 2) instalacje wykorzystujące do wytworzenia energii elektrycznej ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych,

zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów;

- 3) instalacje, w których emisja CO₂ jest nie większa niż 100 kg/MWh, o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej większym niż 3504 MWh/MW/rok;
- 4) instalacje zgłoszone przez członków klastra energii;
- 5) instalacje zgłoszone przez członków spółdzielni energetycznej;
- 6) instalacje wykorzystujące wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej;
- 7) instalacje inne niż wymienione w pkt 1÷6.

Co więcej aukcje będą rozdzielone ze względu na moc instalacji – odrębnie dla instalacji do 1 MW oraz powyżej 1 MW.

Aukcje mają odbywać się co najmniej raz do roku i będą ogłaszane przez Prezesa URE najpóźniej 30 dni przed rozpoczęciem. Kolejność w jakich będą przeprowadzane poszczególne aukcje będzie określana na drodze rozporządzenia przez Radę Ministrów. W zależności od technologii wytwarzania energii oraz mocy instalacji określana będzie również tzw. cena referencyjna, czyli maksymalna cena energii, która może zostać zaproponowana przez wytwórcę, biorącego udział w aukcji.

Odrębne zasady dotyczą systemu wsparcia dla prosumentów (jednoczesnych producentów i konsumentów energii), którzy zgodnie z definicją, wytwarzają energię elektryczną wyłącznie z OZE w mikroinstalacji w celu wykorzystania jej na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą. Wsparcie dla prosumentów, zgodnie z ustawą, polega na możliwości skorzystania z tzw. opustów – rozliczeń różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej i z niej pobranej w stosunku ilościowym: 1÷0,7 dla wszystkich mikroinstalacji z wyjątkiem mikroinstalacji o mocy zainstalowanej do 10 kW (1÷0,8). Ponadto prosument zwolniony jest z uiszczania opłat z tytułu wspomnianego rozliczenia energii elektrycznej oraz opłat za usługę dystrybucji energii elektrycznej.

Nowością są również wprowadzone w ustawie definicje podmiotów tj. **klaster energii** oraz **spółdzielnia energetyczna** oraz możliwość ich udziału w aukcjach na sprzedaż energii.

W ustawie zawarto także zapisy mające na celu wzrost wykorzystania energii cieplnej wytworzonej w instalacjach OZE. Zapisy dotyczą m.in. obowiązku przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwa ciepłownicze działające w obszarze danej sieci.

W chwili obecnej trwają prace nad przyjęciem nowelizacji ustawy o OZE, która ma wprowadzić szereg zmian w obowiązujących przepisach. Nowelizacja wprowadzi m.in. nowe mechanizmy wsparcia dla małych wytwórców energii elektrycznej z OZE, umożliwi monitorowanie i ocenę rozwoju rozproszonej produkcji energii w mikroinstalacjach OZE oraz usprawni obowiązujący system aukcyjny.

Zmiany te mają na celu efektywniejsze wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, ujednoczenie polskich i unijnych regulacji prawnych dotyczących wsparcia finansowego dla wytwarzania energii z OZE, a także umożliwienie osiągnięcia przez Polskę wyznaczonych na 2020 rok celów w zakresie OZE.

2.3 Charakterystyka dokumentów o zasięgu regionalnym i ponadregionalnym

Strategia Rozwoju Polski Zachodniej do roku 2020

„Strategia Rozwoju Polski Zachodniej do roku 2020”, zwana dalej Strategią RPZ 2020 (przyjęta przez Rząd RP w dniu 30 kwietnia 2014 r.) jako strategia ponadregionalna, obejmuje zagadnienia współpracy między województwami oraz promuje działania poszerzające możliwości rozwoju partnerskich relacji między nimi. Strategia obejmuje województwa: dolnośląskie, lubuskie, opolskie, wielkopolskie i zachodniopomorskie.

Dla Polski Zachodniej osią współpracy, spinającą przestrzeń pięciu ww. województw jest rzeka Odra wraz z dorzeczem. Strategia RPZ 2020 wskazuje, że ten makroregion ma wiele atutów, m.in. korzystne położenie na szlakach międzynarodowych (Polska Zachodnia łączy Europę Środkową z Europą Zachodnią, Południową i Skandynawią) oraz walory kulturowe i przyrodnicze, co sprawia, że jest atrakcyjny inwestycyjnie i turystycznie.

Celem głównym Strategii RPZ 2020 jest zwiększenie konkurencyjności makroregionu w wymiarze europejskim. Jego osiągnięcie możliwe będzie dzięki działaniom stymulującym i wzmacniającym kluczowe potencjały rozwojowe makroregionu. Osiągnięciu celu głównego ma służyć realizacja trzech celów szczegółowych:

1. Zwiększenie integracji przestrzennej i funkcjonalnej makroregionu
2. Budowa oferty gospodarczej makroregionu
3. Wzmocnienie potencjału naukowo–badawczego makroregionu.

W ramach celu szczegółowego (1) przewidziane są działania w zakresie zwiększenia efektywności sieci energetycznej w makroregionie. Rozbudowa infrastruktury energetycznej, służyć ma wzmocnieniu konkurencyjności przede wszystkim przemysłu oraz sektora MŚP, korzystnie wpływając przy tym na warunki funkcjonowania przedsiębiorstw oraz na atrakcyjność inwestycyjną całego makroregionu.

Głównym źródłem finansowania działań przewidzianych w Strategii RPZ 2020 mają być środki unijne w krajowych i regionalnych programach operacyjnych.

„Strategia Rozwoju Województwa Lubuskiego 2020”

W dniu 19 listopada 2012 roku Sejmik Województwa Lubuskiego uchwałą nr XXXII/319/12 przyjął „Strategię Rozwoju Województwa Lubuskiego 2020”.

W przedmiotowym dokumencie, w ramach obszaru celu strategicznego 1 „Konkurencyjna i innowacyjna gospodarka regionalna” zidentyfikowano cel operacyjny 1.6 „Udoskonalenie oraz rozbudowa infrastruktury energetycznej i ochrony środowiska”, w ramach którego ustalono, że na terenie województwa stworzone zostaną wysokosprawne systemy energetyczne, zapewniające bezpieczeństwo energetyczne i optymalne wykorzystanie niezbędnych surowców oraz infrastruktury, tj. pełne i bezawaryjne zaopatrzenie mieszkańców i podmiotów gospodarczych w energię elektryczną, ciepło, gaz ziemny i paliwa.

W gospodarce i budownictwie zastosowane zostaną rozwiązania energooszczędne, pozwalające na ograniczenie zużycia energii i obniżenie wielkości emisji substancji zanie-

czyszczających do powietrza. Gospodarowanie zasobami energetycznymi będzie odbywać się w sposób racjonalny, ze szczególnym uwzględnieniem zwiększenia efektywności, np. w obiektach użyteczności publicznej. Wzrośnie wykorzystanie źródeł energii odnawialnej. Konieczne będzie podjęcie działań na rzecz dostosowania do zmian klimatycznych. Poprawie ulegną także systemy zaspokajania potrzeb ludności oraz gospodarki regionu w zakresie dostaw wody w wymaganej ilości oraz o właściwych parametrach, tj. dostęp do sieci wodociągowej w miejscach zamieszkania lub podejmowania działalności gospodarczej; zapewnienie skutecznych i efektywnych systemów zbierania i oczyszczania ścieków (budowa, przebudowa i remont sieci kanalizacji zbiorczej oraz oczyszczalni ścieków); tworzenie sprawnych systemów gospodarowania odpadami komunalnymi w oparciu o regionalne zakłady zagospodarowania odpadów, wspieranie działań w zakresie zapobiegania i ograniczania wytwarzania odpadów komunalnych, wdrażanie technologii odzysku, w tym recyklingu, wdrażania technologii ostatecznego unieszkodliwiania odpadów komunalnych, a także likwidacji zagrożeń wynikających ze składowania odpadów.

Jako kierunki interwencji w przedmiotowej strategii wskazano:

- ➔ Optymalizację rozwoju infrastruktury energetycznej województwa poprzez: realizację przez przedsiębiorstwa energetyczne kluczowych inwestycji sieciowych, umożliwiającą wyprowadzenie mocy z planowanych źródeł, w tym OZE, zabezpieczenie oraz wykorzystanie lokalnych bogactw naturalnych, w tym złóż węgla brunatnego, gazu ziemnego oraz ropy naftowej, budowę nowoczesnych systemowych źródeł wytwórczych, w tym planowanej elektrowni wykorzystującej złoża węgla brunatnego w rejonie Gubin-Brody, budowę i modernizację źródeł „generacji rozproszonej”, w tym źródeł skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej oraz odnawialnych źródeł energii oraz dywersyfikację źródeł oraz dostaw paliw i energii w celu zapewnienia bezpieczeństwa.
- ➔ Racjonalizację wykorzystania energii poprzez: realizację przedsięwzięć służących poprawie zarządzania energią i efektywności energetycznej, upowszechnienie i promowanie postaw energooszczędnych oraz doświadczeń w dziedzinie energii odnawialnej oraz wprowadzanie energooszczędnych produktów i procesów gospodarczych w gospodarce regionu.
- ➔ Ograniczanie emisji zanieczyszczeń do powietrza poprzez: przyłączenie do sieci nowych odbiorców, wszędzie tam gdzie istnieją rezerwy mocy w miejskich systemach ciepłowniczych, kontynuację modernizacji zbiorczych i indywidualnych systemów grzewczych, termomodernizację budynków użyteczności publicznej, budynków mieszkalnych i innych obiektów, w tym z wykorzystaniem OZE, wspieranie rozwoju budownictwa energooszczędnego, ograniczanie niskiej emisji na obszarach zabudowanych i szczególnie przyrodniczo cennych oraz modernizację źródeł wytwarzania i przesyłu energii.

Projekt „Planu zagospodarowania przestrzennego Województwa Lubuskiego”

W dniu 03.04.2018 r. Zarząd Województwa Lubuskiego skierował projekt uchwały Sejmiku Województwa Lubuskiego w sprawie uchwalenia Planu Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Lubuskiego wraz z planami zagospodarowania przestrzennego miejskiego obszaru funkcjonalnego ośrodka wojewódzkiego Zielona Góra i Gorzów Wlkp. na posiedzenie Sejmiku Województwa Lubuskiego celem jej podjęcia. Posiedzenie Sejmiku

Województwa Lubuskiego, na którym ma zostać podjęta wyżej wymieniona uchwała planowane jest na 23 kwietnia 2018 r.

W zakresie rozwoju infrastruktury technicznej na terenie województwa projekt PZPWL uwzględnia m.in. następujące kierunki i działania:

- Wzrost bezpieczeństwa energetycznego w zakresie energii elektrycznej: rozwój sieci przesyłowej energii elektrycznej; budowa, rozbudowa i przyłączenie do sieci przesyłowej źródeł wytwórczych (w tym Elektrowni Gubin); rozwój sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej; zachowanie rezerw terenowych pod rozwój sieci elektroenergetycznych;
- Wzrost bezpieczeństwa energetycznego w zakresie paliw gazowych: rozbudowa i poprawa stanu technicznego systemu przesyłowego gazu ziemnego; rozbudowa systemu dystrybucyjnego gazu; zachowanie rezerw terenowych pod rozwój sieci gazowych;
- Rozbudowa i modernizacja systemu ciepłowniczego: budowa wysokosprawnych i niskoemisyjnych źródeł ciepła; modernizacja i rozbudowa źródeł ciepła; rozbudowa sieci ciepłowniczej; modernizacja sieci ciepłowniczej poprzez wymianę sieci kanałowych i napowietrznych na rury w technologii preizolowanej; likwidacja wysokoemisyjnych lokalnych źródeł ciepła;
- Wzrost efektywności energetycznej: wykorzystanie wysokosprawnej kogeneracji i trójgeneracji; budowa inteligentnych sieci elektroenergetycznych; ograniczenie strat energii elektrycznej, ciepła, gazu ziemnego w przesyśle i dystrybucji; termomodernizacja budynków i obiektów użyteczności publicznej; racjonalizacja użytkowania energii w sektorze usługowym i przemysłowym; upowszechnianie i promowanie postaw energooszczędnych; stosowanie energooszczędnego oświetlenia ulicznego oraz transportu miejskiego;
- Wykorzystanie: energii wiatru, energii biomasy i biogazu, energii wodnej, energii słonecznej: budowa farm wiatrowych; budowa instalacji wykorzystujących biogaz; budowa instalacji wykorzystujących biomasę; budowa mikroinstalacji w budynkach mieszkalnych, usługowych, przemysłowych, użyteczności publicznej; wykorzystanie rzek o dużym potencjale energetycznym; budowa małych elektrowni wodnych; budowa farm fotowoltaicznych; budowa mikroinstalacji – ogniw fotowoltaicznych oraz kolektorów słonecznych.

Ponadto w ramach ochrony przed zanieczyszczeniami powietrza i hałasem w projekcie PZPWL uwzględniono działania związane z:

- wspieraniem efektywności energetycznej – m.in. rozwój scentralizowanych systemów ciepłowniczych, rozwój niskoemisyjnego transportu zbiorowego oraz jego promocja, podnoszenie świadomości energetycznej wśród mieszkańców;
- ograniczaniem niskiej emisji;
- upowszechnianiem wykorzystania OZE – tj. biomasa, biogaz, energia słoneczna, energia wiatru, pompy ciepła;
- wdrażaniem i realizacją założeń programów służących ochronie powietrza w celu osiągnięcia wymaganych norm jakości powietrza.

Regionalny Program Operacyjny – Lubuskie 2020

Zarząd Województwa Lubuskiego w dniu 20.01.2015 r. przyjął uchwałę Nr 9/103/15 w sprawie przyjęcia Regionalnego Programu Operacyjnego – Lubuskie 2020 (zwanego dalej RPO-L2020).

Celem głównym programu jest: *„długofalowy, inteligentny i zrównoważony rozwój oraz wzrost jakości życia mieszkańców województwa lubuskiego poprzez wykorzystanie i wzmocnienie potencjałów regionu i skoncentrowane niwelowanie barier rozwojowych”*.

Program realizuje cele województwa określone w zaktualizowanej 19 listopada 2012 r. Strategii Rozwoju Województwa Lubuskiego 2020, zgodnie z kluczowymi kierunkami rozwoju regionu, poprzez wdrażanie projektów współfinansowanych z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego oraz Europejskiego Funduszu Społecznego.

W ramach RPO-L2020 wsparciu podlegają przedsięwzięcia realizujące cele szczegółowe w ramach dziesięciu osi priorytetowych:

- OP1: Gospodarka i innowacje
- OP2: Rozwój cyfrowy
- OP3: Gospodarka niskoemisyjna
- OP4: Środowisko i kultura
- OP5: Transport
- OP6: Regionalny rynek pracy
- OP7: Równowaga społeczna
- OP8: Nowoczesna edukacja
- OP9: Infrastruktura społeczna

Działania w dziedzinie racjonalnego stymulowania rozwoju energetyki, efektywności energetycznej czy racjonalizacji zużycia energii, ujęte są głównie w Osi Priorytetowej 3 „Gospodarka niskoemisyjna”. Celem głównym OP3 jest przejście na gospodarkę niskoemisyjną poprzez wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i wzrost efektywności energetycznej. Natomiast celami szczegółowymi są:

- zwiększony udział produkcji energii z OZE na terenie województwa lubuskiego,
- zwiększona efektywność energetyczna budynków w sektorze publicznym i mieszkaniowym,
- ograniczenie niskiej emisji zanieczyszczeń z sektora transportu oraz ograniczenie odpływu pasażerów komunikacji publicznej,
- zwiększony udział energii wytwarzanej w kogeneracji.

W ramach ww. celów szczegółowych mogą być realizowane m.in. następujące typy projektów:

- budowa nowoczesnych lokalnych źródeł OZE, w tym małych źródeł wytwarzania energii z OZE, wpisujących się w rozwój generacji rozproszonej,
- budowa oraz modernizacja elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych,
- budowa instalacji do produkcji biokomponentów lub biopaliw (drugiej i trzeciej generacji),

- głęboka modernizacja energetyczna budynków użyteczności publicznej i budynków mieszkalnych wielorodzinnych, w tym wykorzystanie instalacji OZE w modernizowanych energetycznie budynkach,
- modernizacja floty transportu publicznego na terenach zurbanizowanych pod kątem ograniczenia emisji spalin,
- inwestycje z zakresu budownictwa zeroemisyjnego,
- podniesie świadomości ekologicznej mieszkańców województwa,
- budowa źródeł skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej lub przebudowa jednostek wytwórczych na układy skojarzeniowe,
- budowa przyłączy do sieci.

Łączne wsparcie UE w ramach RPO-L2020 wynosi: 906 929 693,00 EURO, natomiast wkład krajowy wynosi: 171 965 689,00 EURO.

W ramach Osi Priorytetowej 3 „Gospodarka niskoemisyjna” wsparcie UE wynosi: 108 005 260,00 EURO, a wkład krajowy: 19 059 752,00 EURO.

Programy Ochrony Powietrza

Obszar województwa lubuskiego podzielony został na trzy strefy, dla których opracowano następujące Programy Ochrony Powietrza:

- strefa lubuska:
 - „Aktualizacja Programu ochrony powietrza dla strefy lubuskiej ze względu na przekroczenie wartości dopuszczalnej pyłu zawieszonego PM10 oraz wartości docelowych benzo(a)pirenu oraz arsenu w nim zawartych”;
- strefa miasto Zielona Góra:
 - „Aktualizacja Programu ochrony powietrza dla strefy miasto Zielona Góra ze względu na przekroczenie wartości docelowej benzo(a)pirenu w pyłe PM10”;
 - „Program ochrony powietrza dla strefy miasto Zielona Góra wraz z Planem działań krótkoterminowych ze względu na przekroczenie wartości docelowej arsenu w pyłe PM10”;
- strefa miasto Gorzów Wielkopolski
 - „Aktualizacja Programu ochrony powietrza dla strefy miasta Gorzów Wielkopolski ze względu na przekroczenie wartości dopuszczalnej pyłu zawieszonego PM10”.

Aktualizacja POP dla strefy lubuskiej

Aktualizacja ww. POP wykonana została w oparciu o wyniki oceny jakości powietrza i klasyfikacji stref w województwie lubuskim za rok 2016, która wykazała wystąpienie przekroczeń poziomu dopuszczalnego pyłu zawieszonego PM10 oraz poziomów docelowych: benzo(a)pirenu i arsenu, zawartych w pyłe PM10.

W strefie lubuskiej stwierdzono wystąpienie 9 obszarów z przekroczonym poziomem dopuszczalnym pyłu zawieszonego PM10 o okresie uśredniania 24 godziny oraz 28 obszarów z przekroczonym poziomem docelowym benzo(a)pirenu. Program wskazuje, iż główną przyczyną złej jakości powietrza w strefie jest przede wszystkim emisja ze spalania paliw w indywidualnych źródłach grzewczych z sektora bytowo-komunalnego.

W Aktualizacji POP dla strefy lubuskiej wyznaczono następujące działania naprawcze w zakresie ochrony powietrza:

- Obniżenie emisji z ogrzewania indywidualnego w gminach strefy lubuskiej;
- Wzrost efektywności energetycznej gmin;
- Termomodernizacja budynków mieszkalnych;
- Edukacja ekologiczna;
- Zapisy w planach zagospodarowania przestrzennego;
- Zwiększenie udziału zieleni w przestrzeni miast.

Ponadto Aktualizacja POP uwzględnia również działania, wynikające z innych dokumentów lokalnych:

- Podłączenie do sieci ciepłowniczej i gazowej (obiekty inne niż mieszkalne);
- Termomodernizacja budynków użyteczności publicznej;
- Budowa autostrad i dróg ekspresowych;
- Obniżenie emisji komunikacyjnej:
 - system transportu publicznego,
 - rozwój infrastruktury rowerowej.

Programy ochrony powietrza dla strefy miasto Zielona Góra

Podstawą opracowania obu Programów ochrony powietrza dla strefy miasto Zielona Góra były wyniki oceny jakości powietrza dokonanej przez wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska w 2013 roku. Na obszarze strefy miasto Zielona Góra stwierdzono wtedy przekroczenie wartości docelowej arsenu oraz utrzymujące się ponadnormatywne stężenia benzo(a)pirenu w pyłe PM₁₀. Jako główne przyczyny zanieczyszczenia powietrza ww. substancjami POP wymienia: ogrzewanie budynków (niska emisja), ruch komunikacyjny (emisja liniowa) oraz produkcję energii cieplnej i przemysł (emisja punktowa).

Podstawowymi działaniami wskazanymi do realizacji na terenie całej strefy miasto Zielona Góra są:

- obniżenie emisji z indywidualnych systemów grzewczych poprzez system zachęt do ich likwidacji lub wymiany na niskoemisyjne,
- modernizacja i rozwój sieci gazowych, ciepłowniczych,
- uwzględnianie w planach zagospodarowania przestrzennego wymogów dotyczących zaopatrywania mieszkań w ciepło z nośników niepowodujących nadmiernej emisji zanieczyszczeń,
- działania promocyjne i edukacyjne (ulotki, imprezy, akcje szkolne, audycje).

POP wskazuje również, iż celowe jest także ograniczenie zużycia energii oraz zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w ogólnym bilansie produkcji energii w strefie.

Aktualizacja POP dla strefy miasta Gorzów Wielkopolski

Podstawą opracowania Aktualizacji POP dla strefy miasta Gorzów Wlkp. były wyniki oceny jakości powietrza dla lat 2011÷2013 w województwie lubuskim, które wykazały na obszarze tej strefy, przekroczenia wartości dopuszczalnej stężeń pyłu zawieszonego PM₁₀.

W Aktualizacji POP wskazano, iż działania naprawcze winny być połączone z działaniami wspomagającymi w zakresie redukcji emisji z transportu oraz kontroli emisji przemysłowych. Ograniczenie emisji ze spalania paliw w indywidualnych systemach grzewczych związane jest z wdrożeniem mechanizmów wspierających wymiany źródeł ciepła na nowoczesne w ramach dofinansowania osób fizycznych oraz małych i średnich przedsię-

biorstw. Kolejnym kierunkiem działań jest rozwijanie systemu zachęt do likwidacji (poprzez podłączenie do sieci ciepłowniczej) lub wymiany indywidualnych systemów grzewczych opalanych paliwami stałymi - na urządzenia niskoemisyjne.

Aktualizacja POP promuje również działania związane z ograniczeniem zużycia energii oraz zwiększeniem udziału OZE w ogólnym bilansie produkcji energii w tej strefie.

3. Działania samorządów i jednostek sektora publicznego

Zgodnie z obowiązującymi regulacjami w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych, samorządy i cały sektor publiczny winien pełnić wzorcową rolę w kwestii racjonalizacji wykorzystania energii. W ramach sektora publicznego należy zapewnić stosowanie środków poprawy efektywności energetycznej, skupiając się na opłacalnych ekonomicznie środkach, które generują największe oszczędności energii w najkrótszym czasie. Środki te, stosowane na odpowiednim szczeblu lokalnym mogą opierać się na inicjatywach, dobrowolnych umowach lub innych przedsięwzięciach przynoszących wymierne wyniki. Sektor publiczny, dysponując wieloma sposobami spełnienia swojej wzorcowej roli, jest zobowiązany dawać dobry przykład w zakresie inwestycji, eksploatacji i innych wydatków na urządzenia zużywające energię, usługi energetyczne i inne środki poprawy efektywności energetycznej oraz do włączenia kwestii związanych z poprawą efektywności energetycznej do inwestycji, odpisów amortyzacyjnych i budżetów operacyjnych. Przykład dla społeczeństwa mogą stanowić szczególnie działania jednostek samorządowych w obszarze edukacji dla efektywności energetycznej i pobudzanie sprzyjających efektywności energetycznej postaw mieszkańców. W celu osiągnięcia pożądanego efektu mieszkańcy lub przedsiębiorstwa powinni zostać w przystępny i skuteczny sposób poinformowani o podejmowanych działaniach, z jednoczesnym położeniem nacisku na korzyści wynikające z obniżenia oddziaływania na środowisko i kosztów.

Racjonalizacja użytkowania energii stanowi element optymalizacji procesu zaopatrzenia gminy w energię. Zaopatrzenie w energię ciepłą, elektryczną oraz gaz stanowi, wg ustawy o samorządzie gminnym, zadanie własne gminy. Tak więc racjonalizacja użytkowania energii, w zakresie której nie są w stanie zrealizować przedsiębiorstwa energetyczne, winna podlegać planowaniu i organizacji ze strony gminy. Gmina może wydatkować środki budżetowe na zadania własne, a więc wydatkowanie środków własnych gminy na racjonalizację użytkowania energii jest jak najbardziej uzasadnione.

Podstawowym zadaniem samorządu gminnego w procesie stymulowania działań racjonalizacyjnych jest pełnienie funkcji wzorcowej jw., w tym również funkcji centrum informacyjnego oraz bezpośredniego wykonawcy i koordynatora działań racjonalizacyjnych, szczególnie tych, które związane są z podlegającymi gminie obiektami (szkoły, przedszkola, domy kultury, budynki komunalne itp.), ale również w pozostałych grupach obiektów. Funkcja centrum informacyjnego winna przejawiać się poprzez:

- uświadamianie konsumentom energii korzyści płynących z jej racjonalnego użytkowania;
- edukację i promowanie poprawnych ekonomicznie i ekologicznie rozwiązań w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło;
- edukację i uświadamianie możliwości związanych z dostępnym dla mieszkańców gminy preferencyjnym finansowaniem niektórych przedsięwzięć racjonalizacyjnych.

Podstawowymi instrumentami prawnymi gminy w zakresie działań jw. są ustawy:

- ustawa o zagospodarowaniu przestrzennym;
- ustawa Prawo ochrony środowiska;
- ustawa Prawo energetyczne;
- ustawa o wspieraniu termomodernizacji i remontów;

- ustawa o efektywności energetycznej.

Poniżej zestawiono wybrane narzędzia określone przez ww. ustawy mogące posłużyć stymulowaniu racjonalizacji użytkowania energii na terenie gminy:

Ustawa o zagospodarowaniu przestrzennym (poprzez odpowiednie zapisy):

- ❖ miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego;
- ❖ decyzja o ustaleniu warunków zabudowy i zagospodarowania terenu.

Ustawa Prawo ochrony środowiska (poprzez odpowiednie zapisy):

- ❖ program ochrony środowiska;
- ❖ raport oddziaływania inwestycji na środowisko;
- ❖ zapisy samej ustawy, która daje gminie prawo do regulacji niektórych procesów.

Ustawa Prawo energetyczne (poprzez odpowiednie zapisy):

- ❖ założenia do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- ❖ plan zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Ustawa o efektywności energetycznej określa (poprzez odpowiednie zapisy):

- ❖ zasady opracowywania krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej;
- ❖ zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej;
- ❖ zasady realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii;
- ❖ zasady przeprowadzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa;
- ❖ zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej.

Zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne do zadań samorządu terytorialnego należy planowanie i organizacja zaopatrzenia gminy w nośniki energii. Aby prawidłowo realizować nałożone na gminy zobowiązania należy dysponować odpowiednim planem działań, siłą i wiedzą fachową w danej dyscyplinie. Całokształt działania gmin w obszarze energetyki komunalnej powinien obejmować między innymi:

1. Planowanie i zarządzanie gospodarką energetyczną w zakresie obowiązków nałożonych na gminy przez właściwe ustawy jw.
2. Systematyczne prowadzenie zarządzania energią w gminnych obiektach użyteczności publicznej oraz w pozostałych.
3. Monitorowanie i modernizowanie systemu oświetlenia ulicznego w celu poprawy jego efektywności i racjonalnego zużycia energii.
4. Kształtowanie spójnej polityki energetycznej w gminie, zmierzającej do obniżenia zużycia energii, zmniejszenia obciążenia środowiska naturalnego oraz obniżenia kosztów energii.
5. Propagowanie nowych rozwiązań w dziedzinie energetyki, w tym alternatywnych źródeł energii, rozwiązań systemowych (m.in. klastry OZE) i edukacja.

W obrębie poszczególnych ww. celów ustalone mogą zostać następujące zadania, wchodzące w kompetencje gmin:

– Ad. 1. Planowanie i zarządzanie gospodarką energetyczną

- ❖ Ogólny nadzór nad realizacją polityki energetycznej na obszarze gminy, określonej w Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru gminy.
- ❖ Monitorowanie danych w celu oceny realizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- ❖ Opiniowanie rozwiązań przyjętych do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- ❖ Uzgadnianie rozwiązań wnioskowanych przez odbiorców lub określonych w trybie ustalania warunków zabudowy, lub pozwoleń na budowę, w zakresie gospodarki energetycznej dla nowych inwestycji lub zmiany użytkowania obiektów.
- ❖ Planowanie działań racjonalizacyjnych oraz związanych z ograniczaniem niskiej emisji, między innymi w gminnych Planach Gospodarki Niskoemisyjnej i Programach Ograniczenia Niskiej Emisji.
- ❖ Opiniowanie/uzgadnianie z odbiorcami energii wyboru nośnika do celów grzewczych dla nowych inwestycji lub obiektów modernizowanych.

Stopień aktywności poszczególnych gmin z terenu województwa lubuskiego w obszarze planowania działań w gminnej energetyce komunalnej przedstawiono w Tabeli Z-3-1, stanowiącej załącznik do niniejszego rozdziału. Natomiast poniżej w tabelach zestawiono dane zbiorcze, będące podsumowaniem działań w tym obszarze dla całego województwa. Zestawień dokonano w oparciu o zgromadzone dane ankietowe, uzyskane w ramach analizy stanu realizacji SEWL 2013.

Tabela 3-1 Planowanie energetyczne w gminach województwa lubuskiego

Dokumenty strategiczne / planistyczne gminy	Uchwalone		Planowane	
	rok	ilość	rok	ilość
Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe	2000	1	2018	1
	2007	1	2019	2
	2012	3	2020	1
	2013	2	2017	1
	2014	1	-	-
	2015	7	-	-
	2016	12	-	-
	2017	3	-	-
	RAZEM	30	-	5
	<i>w tym - ilość aktualnych* "Założeń..."</i>	28	-	-
Plan Gospodarki Niskoemisyjnej	2015	13	2018	2
	2016	34	2020	1
	2017	10	-	-
	RAZEM	57	-	3
Program Ograniczenia Niskiej Emisji	2014	1	2017	1
	2015	1	2018	1
	-	-	2020	3
	RAZEM	2	-	5

* „Założenia...” uchwalone nie później niż 5 lat wstecz (tj. od roku 2012)

– Ad. 2. Zarządzanie energią w obiektach:

- ❖ Gromadzenie oraz aktualizowanie danych o gminnych obiektach użyteczności publicznej.
- ❖ Monitorowanie zużycia energii w gminnych obiektach użyteczności publicznej poprzez comiesięczne zbieranie i analizowanie danych.
- ❖ Zakup energii elektrycznej / gazu ziemnego w układzie rynkowym, także w ramach grupy zakupowej we współpracy z innymi gminami (Tabela 3-2).
- ❖ Wizytowanie obiektów komunalnych w celu oceny stanu technicznego instalacji oraz w celu oceny ich bieżącej eksploatacji.
- ❖ Wykonywanie analiz i raportów z monitoringu obiektów oraz opracowywanie zaleceń dla zarządców w zakresie użytkowania energii lub jej nośników.
- ❖ Monitorowanie temperatur wewnętrznych w budynkach użyteczności publicznej oraz temperatur zewnętrznych dla potrzeb *benchmarkingu* obiektów.
- ❖ Monitorowanie treści umów na dostawę energii lub jej nośników oraz opiniowanie projektów nowych umów.
- ❖ Opracowywanie harmonogramów wykonywania raportów energetycznych i audytów energetycznych oraz przygotowanie założeń i zakresu tych projektów oraz udział w ich odbiorze.
- ❖ Pozyskiwanie dokumentacji wykonanych przedsięwzięć termomodernizacyjnych i innych przedsięwzięć inwestycyjnych oraz uaktualnianie na ich podstawie informacji o obiektach.
- ❖ Analiza efektów energetycznych i ekologicznych uzyskanych w wyniku działań inwestycyjnych w zakresie oszczędności energii cieplnej.
- ❖ Prognozowanie efektów energetycznych i ekologicznych dla projektowanych działań termomodernizacyjnych.
- ❖ Prognozowanie zużycia energii i jej nośników w gminnych obiektach użyteczności publicznej.
- ❖ Propagowanie i realizacja praktyk jw. w pozostałych obiektach z terenu gminy.

Tabela poniżej przedstawia w ujęciu sumarycznym - aktywność gmin województwa w rynkowym zakupie energii elektrycznej i gazu ziemnego. Dane szczegółowe (w podziale na poszczególne gminy) przedstawiono w załączniku do niniejszego rozdziału, w Tabeli Z-3-2.

Tabela 3-2 Udział gmin województwa lubuskiego w rynkowym zakupie energii elektrycznej i gazu

Wyszczególnienie	Ilość gmin*		
	zakup grupowy	zakup indywidualny	brak aktywności
rynkowy zakup energii elektrycznej	35	15	3
rynkowy zakup gazu ziemnego	4**	2**	47

* na 82 ankietowane gminy odpowiedzi udzieliły 53 gminy

** gminy uczestniczące w (grupowym lub indywidualnym) rynkowym zakupie gazu biorą jednocześnie udział w Grupie Zakupowej energii elektrycznej

Jak wynika z zestawienia poniżej zarządzanie energią w gminach województwa nie stanowi (z wyjątkami aktywności w dziedzinie energetyki komunalnej) aktywności widocznej

w ostatnich latach. Należy spodziewać się, że działania modernizacyjne w większości obiektów gminnych zrealizowane były przed 2011 r.

Informacje szczegółowe dotyczące działań prowadzonych w poszczególnych gminach w zakresie zarządzania energią oraz związane z poprawą efektywności energetycznej budynków – znajdują się w załączniku do niniejszego rozdziału, w Tabelach: Z-3-3 i Z-3-4.

Tabela 3-3 Zarządzanie energią w gminach województwa lubuskiego

Rodzaj prowadzonego monitoringu	Monitoring zużycia energii w gminnych obiektach użyteczności publicznej	
	ilość obiektów objętych monitoringiem	ilość gmin* prowadząca monitoring
monitoring zużycia tylko energii elektrycznej	765	8
monitoring zużycia energii elektrycznej i energii cieplnej	5	2
monitoring zużycia energii elektrycznej, energii cieplnej oraz gazu	79	2
RAZEM	849	12

* na 82 ankietowane gminy odpowiedzi udzieliły 53 gminy

Tabela 3-4 Poprawa efektywności energetycznej budynków w gminach województwa lubuskiego

Wyszczególnienie	Ograniczanie niskiej emisji - działania w latach 2011-2017	
	w ramach PONE 2011-2017	w ramach innych projektów
ilość gmin* realizujących działania	2	11
ilość budynków poddanych termomodernizacji	11	18
ilość budynków w których dokonano wymiany źródła ciepła	238	42
w tym:		
<i>likwidacja pieców węglowych i podłączenie do m.s.c.</i>	236	
<i>montaż instalacji fotowoltaicznej</i>	2	

* na 82 ankietowane gminy odpowiedzi udzieliły 53 gminy

– Ad. 3. Zarządzanie systemem oświetlenia ulic i miejsc publicznych:

- ❖ Monitorowanie zużycia energii elektrycznej oraz kosztów ponoszonych na utrzymanie sieci, oświetlenia ulic i miejsc publicznych.
- ❖ Prowadzenie elektronicznej ewidencji sieci oświetlenia ulic i miejsc publicznych.
- ❖ Planowanie rozwoju sieci oświetleniowej dla obszarów o niedostatecznym oświetleniu sieci dróg oraz nowych zorganizowanych obszarów rozwoju.
- ❖ Propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic.

W tabeli poniżej zestawiono sumaryczne informacje dotyczące działań modernizacyjnych prowadzonych na obiektach oświetlenia ulicznego (według danych ankietowych). Informacje szczegółowe znajdują się w załączniku do niniejszego rozdziału, w Tabeli Z-3-5.

Tabela 3-5 Zarządzanie oświetleniem ulicznym w gminach województwa lubuskiego

Modernizacja oświetlenia ulicznego	
ilość gmin*, w których przeprowadzono modernizację oświetlenia ulicznego	18
liczba punktów oświetlenia ulicznego zmodernizowanego	16 064
ilość gmin*, w których planowana jest modernizacja oświetlenia ulicznego	3

* na 82 ankietowane gminy odpowiedzi udzieliły 53 gminy

– Ad. 4. Kształtowanie spójnej polityki energetycznej w gminie:

- ❖ Współpraca z sąsiednimi gminami z zakresie polityki energetycznej.
- ❖ Opiniowanie zamierzeń inwestycyjnych gminnych jednostek w zakresie dotyczącym przyjętych rozwiązań zaopatrzenia w energię i jej nośniki.

– Ad. 5. Propagowanie nowych rozwiązań w dziedzinie energetyki:

- ❖ Inicjowanie oraz wspieranie inicjatyw zmierzających do stosowania alternatywnych źródeł energii.
- ❖ Propagowanie idei oszczędzania energii; udział w programach edukacyjnych w dziedzinie racjonalnego korzystania z energii.
- ❖ Propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic.
- ❖ Gromadzenie informacji w zakresie innowacji, nowych technologii w dziedzinie oszczędzania energii i środowiska oraz prowadzenie doradztwa w tym zakresie.
- ❖ Współpraca z krajowymi i zagranicznymi organizacjami propagującymi racjonalne użytkowanie i zarządzanie energią.

W tabeli poniżej przedstawiono (w sposób zbiorczy) informacje na temat działań związanych z promocją i poprawą efektywności energetycznej na terenie województwa lubuskiego. Informacje szczegółowe (wykazane przez poszczególne gminy), dotyczące działań prowadzonych wg ustawy o efektywności energetycznej, jak również - prowadzone w latach 2011-2016 działania edukacyjne związane z energetyką komunalną, przedstawiono w załączniku do niniejszego rozdziału, w Tabeli Z-3-6.

Tabela 3-6 Działania gmin województwa lubuskiego związane z promocją i poprawą efektywności energetycznej

Działania proefektywnościowe - obiekty użyteczności publicznej	
Ilość gmin* realizujących działania	32
Liczba obiektów objętych działaniami	116
Liczba działań planowanych	119
Działania edukacyjne i promocyjne	
Ilość gmin* realizujących działalność edukacyjną i promocyjną	17
Rodzaj najczęściej prowadzonych działań:	
- kampanie, programy, imprezy edukacyjno-promocyjne	
- projekty i konkursy edukacyjne realizowane w placówkach oświatowych	
- szkolenia z zakresu możliwości pozyskania wsparcia finansowego na działania z zakresu poprawy efektywności energetycznej budynków	
- konferencje, spotkania, plakaty promujące racjonalne wykorzystanie energii	

* na 82 ankietowane gminy odpowiedzi udzieliły 53 gminy

Szczególnie ważną rolę w realizacji działań gminy w obszarze energetyki komunalnej (z uwagi na ich różnorodność i szeroki zakres) winny odgrywać wyspecjalizowane komórki samorządów (np. Energetycy Gminni). Realizacja ww. zadań przez wyspecjalizowane komórki opierać się powinna m.in. na bazie danych, zawierającej informacje na temat obecnego i przyszłego zapotrzebowania na nośniki energetyczne przez wszystkie obiekty z terenu gminy (np. opracowana przy okazji tworzenia Planów Gospodarki Niskoemisyjnej). Pełne wdrożenie systemu zarządzania energią w obiektach gminnych wymaga systematycznego rozwijania bazy danych. Określenie bazy wyjściowej dla analiz poszczególnych obiektów i stworzenie systemu monitoringu kosztów i zużycia energii w obiektach jest niezbędnym narzędziem, w oparciu o które można programować zakup, określać i realizować działania, w pierwszej kolejności koncentrujące się głównie na korektach zawartych umów z dostawcami energii. Dalej – określenie kosztów i realizacja działań niskonakładowych w obiektach miejskich wytypowanych na drodze analizy. Systemem tym objąć również można oświetlenie uliczne. W dalszej kolejności należy określić i wybrać do realizacji działania wysokonakładowe, uporządkować stan własności oświetlenia ulicznego w celu przeprowadzenia docelowo jego pełnej modernizacji.

Stałe i właściwe działanie tego systemu związane jest również z koordynacją realizacji doraźnych działań modernizacyjnych, monitoringiem inwestycji w sektorze energetycznym, mającym na celu ograniczenie kosztów środowiskowych na terenie gminy oraz stałym monitoringiem i aktualizacją baz danych obiektów oraz monitoringiem inwestycji w sektorze energetycznym po stronie przedsiębiorstw energetycznych.

4. Charakterystyka województwa lubuskiego

4.1 Położenie geograficzne, charakterystyka zagospodarowania

Województwo lubuskie zlokalizowane jest w środkowo zachodniej części Polski. Rozciąga się od 53°07' do 51°22' szerokości geograficznej północnej i od 14°32' do 16°25' długości geograficznej wschodniej (rozciągłość z północy na południe wynosi 196,3 km, a z zachodu na wschód – 129,5 km). Zajmuje obszar 13 988 km² (co stanowi 4,5% powierzchni kraju). Długość granic wynosi 939,3 km. Teren województwa graniczy:

- od północy z województwem zachodnio-pomorskim;
- od wschodu z województwem wielkopolskim;
- od południa z województwem dolnośląskim;
- od zachodu granica województwa jest granicą państwową z krajem związkowym Republiki Federalnej Niemiec.

Województwo zamieszkuje, wg stanu na 2016 r., ok. 1 017 tys. mieszkańców (tj. ok. 2,6% ludności kraju). Średnia gęstość zaludnienia w województwie wynosi 73 osoby/km². Największa gęstość zaludnienia występuje w miastach oraz w południowej części województwa, najmniejsza w środkowym pasie.

Województwo jest podzielone na 14 powiatów: dwa grodzkie (Gorzów Wielkopolski i Zielona Góra) i dwanaście ziemskich (gorzowski, krośnieński, międzyrzecki, nowosolski, słubicki, strzelecko-drezdenecki, sulęciński, świebodziński, wschowski, zielonogórski, żagański i żarski). W skład powiatów wchodzi 82 gminy, w tym 9 gmin miejskich, 33 gminy miejsko-wiejskie i 40 gmin wiejskich. Obszary wiejskie zajmują powierzchnię 13 135 km², co stanowi 93,9% obszaru województwa.

Jako jednostka terytorialna kategorii NUTS2 województwo podzielone jest na dwa podregiony kategorii NUTS3 – podregion zielonogórski i podregion gorzowski. Miasto Gorzów Wielkopolski jest siedzibą administracji rządowej, natomiast Miasto Zielona Góra – władz samorządowych.

Podział administracyjny województwa lubuskiego przedstawia rys. 4-1.

W dniu 1 stycznia 2015 r. nastąpiło formalne połączenie Miasta Zielona Góra z Gminą Zielona Góra, w wyniku którego powstała jedna jednostka terytorialna Miasto Zielona Góra o powierzchni 277 km². Równocześnie utworzono jednostkę pomocniczą – Dzielnica Nowe Miasto, która funkcjonuje jako część administracyjna Miasta Zielona Góra, a której powierzchnia pokrywa się z obszarem byłej Gminy Zielona Góra.

W poniższej tabeli zestawiono powierzchnię oraz liczbę ludności województwa w podziale na powiaty. Zestawienie szczegółowe z podziałem na gminy przedstawiono w załączniku do rozdziału 4 w tabeli Z-4-1.

Tabela 4-1 Podział administracyjny województwa – powierzchnia i liczba ludności w podziale na powiaty

Lp.	Powiat	Powierzchnia	Liczba mieszkańców	Gęstość zaludnienia
		[km ²]	[ilość]	[osoba/km ²]
Podregion gorzowski		6 113	385 970	63
1	Powiat grodzki: m. Gorzów Wielkopolski	86	123 995	1 447
2	Powiat ziemski: strzelecko-drezdenecki	1 248	49 842	40
3	Powiat ziemski: gorzowski	1 214	71 234	59
4	Powiat ziemski: sulęciński	1 178	35 409	30
5	Powiat ziemski: międzyszycki	1 388	58 397	42
6	Powiat ziemski: słuński	999	47 093	47
Podregion zielonogórski		7 875	631 404	80
7	Powiat grodzki: m. Zielona Góra	277	139 330	501
8	Powiat ziemski: świebodziński	937	56 204	60
9	Powiat ziemski: krośnieński	1 391	55 759	40
10	Powiat ziemski: zielonogórski	1 350	75 314	56
11	Powiat ziemski: żarski	1 393	97 781	70
12	Powiat ziemski: nowosolski	771	87 127	113
13	Powiat ziemski: wschowski	624	39 256	63
14	Powiat ziemski: żagański	1 132	80 633	71
Województwo - suma		13 988	1 017 374	73

Źródło: GUS, Bank Danych Lokalnych za 2016 r.

Województwo lubuskie położone jest w prowincji Niżu Środkowoeuropejskiego pozaalpejskiej części Europy Zachodniej. Na jego terenie wyróżniamy obszary trzech podprowincji:

- ➔ podprowincja Pojezierza Południobałtyckiego – północno-środkowa część województwa (wyróżnia się tutaj dwa rodzaje krajobrazów: młodoglacjalny (pagórkowato-pojezierny, równinno-morenowy, sandrowo-pojezierny) i dolinny (tarasy z wydmami, zalewowe dna dolin));
- ➔ podprowincja Niziny Środkowopolskiej i podprowincja Niziny Sasko-Łużyckiej – południowa część województwa (krajobraz równiny denudacyjnej albo akumulacyjnej o małych nachyleniach, niezbyt liczne, ale dobrze rozwinięte rzeki, piaszczyste lub żwirowe kemy, ozy i moreny czołowe w formie wzgórz ostańcowych).

Cały obszar województwa znajduje się w zlewisku Bałtyku, w środkowej części Dorzecza Odry, do której dopływają duże rzeki (Bóbr, Nysa Łużycka i Warta) oraz pośrednio lub bezpośrednio mniejsze rzeki, które posiadają całą zlewnię na terenie województwa (m.in.: Pliszka, Ilanka, Kanał Postomski). Na terenie województwa znajduje się ponad 700 jezior o łącznej powierzchni ok. 20 000 ha (największe z nich to m.in. Sławskie, Osłysz z Ogardzką Odnogą, Niesłysz, Ostrowiec, Lubikowskie, Lubniewsko, Chłop, Szarcz, Lipie i Osiek).

Największą powierzchnię województwa zajmują lasy i grunty leśne oraz użytki rolne. Struktura powierzchni gruntów województwa według kierunków użytkowania przedstawia się w następujący sposób:

- lasy i zadrzewienia - 718 390 ha,
- użytki rolne - 565 633 ha, w tym:
 - grunty orne - 402 367 ha,
 - sady - 2 776 ha,
 - łąki i pastwiska - 136 592 ha,
 - pozostałe - 23 898 ha,
- grunty pod wodami - 24 936 ha,
- grunty zabudowane i zurbanizowane - 65 508 ha, w tym:
 - tereny mieszkaniowe - 9 093 ha,
 - tereny przemysłowe - 3 194 ha,
 - tereny komunikacyjne - 40 048 ha,
 - inne - 11 173 ha,
- nieużytki - 17 042 ha,
- użytki ekologiczne - 2 929 ha,
- tereny pozostałe - 6 351 ha.

Źródło: GUS, Bank Danych Lokalnych za 2014 r.

Sieć drogowa na terenie województwa jest gęsta i dobrze rozwinięta. Łączna długość dróg wynosi 5 955 km (krajowe, wojewódzkie i powiatowe). Przez województwo przebiegają międzynarodowe drogi A2, A18 i DK3. Również dobrze ukształtowana pod względem ilościowym jest sieć kolejowa. Przez teren województwa przebiegają ważne szlaki komunikacyjne włączone w system europejskiej sieci kolejowej (AGC E-20: Paryż – Berlin – Warszawa – Moskwa i AGTC CE-59: Skandynawia – Szczecin – Zielona Góra – Praga). W województwie funkcjonują dwa lotniska: cywilne w Babimoście (Port Lotniczy Zielona Góra) i sportowe w Przylepie.

Na terenie województwa lubuskiego rozwinęły się branże związane z przemysłem drzewno-meblarskim, papierniczym, spożywczym, motoryzacyjnym, chemicznym, produkcją tworzyw sztucznych, materiałów budowlanych - w tym ceramicznych, a także elektroniczna, tekstylna i wydawnicza.

Branżą mogącą wpłynąć na rozwój gospodarczy województwa lubuskiego jest branża wydobywcza, bazująca na naturalnych złożach surowców energetycznych - pokłady węgla brunatnego (Gubin, Zasięki, Brody), ropa naftowa, gaz ziemny (północna część województwa) oraz surowców metalicznych – złoża rudy miedzi (rejon Bytomia Odrzańskiego).

Niestety, niewielki udział w przychodach ze sprzedaży w województwie mają branże innowacyjne reprezentowane przez małe firmy, do których zalicza się zakłady produkujące: sprzęt i urządzenia medyczne, instrumenty i przyrządy pomiarowe i kontrolne, badawcze i nawigacyjne.

Największymi ośrodkami przemysłowymi są: Gorzów Wielkopolski, Zielona Góra, Żary, Nowa Sól oraz Kostrzyńsko-Słubicka Specjalna Strefa Ekonomiczna (Podstrefy: Kostrzyn, Słubice, Bytom Odrzański, Gorzów Wielkopolski, Gubin, Nowa Sól, Zielona Góra, Czerwieńsk, Międzyrzecz, Sulęcín, Lubsko, Rzepin, Skwierzyna, Dobiegniew, Kożuchów).

Duże znaczenie dla województwa ma jego przygraniczne położenie. Współpraca zagraniczna i międzyregionalna jest bardzo istotnym elementem polityki województwa lubuskiego.

Wszystkie gminy należą do któregoś z euroregionów:

- ➔ Euroregion Pro Europa Viadrina;
- ➔ Euroregion Sprewa Nysa Bóbr;
- ➔ Euroregion Nysa (tylko gmina Gozdnica).

Celem euroregionów jest m.in. zapewnienie dobrych stosunków między sąsiadami. Współpraca polsko-niemiecka odbywa się także w ramach inicjatywy „Partnerstwo Odry”.

4.2 Warunki klimatyczne, czystość powietrza

Warunki klimatyczne

Ziemia lubuska (wg „Atlasu Klimatycznego Polski”) należy do regionu klimatycznego lubusko-dolnośląskiego. Klimat w północnym obszarze województwa, w pasie pradoliny Noteci i Warty, ma charakter przejściowy między chłodnym i dość wilgotnym regionem pomorskim, a cieplejszą i suchszą częścią środkową i południową regionu lubusko-dolnośląskiego. W Słubicach notowane są najwyższe maksymalne temperatury w Polsce (znajduje się tam tzw. polski biegun ciepła). Średnia temperatura roczna z wielolecia jest wysoka i prawie na całym obszarze województwa wynosi około 8,0°C. Średnie sumy opadów atmosferycznych w okresie rocznym kształtują się na poziomie 500-600 mm w części północnej, wschodniej i zachodniej województwa oraz powyżej 600 mm w części południowej. W stosunku do danych z wielolecia ostatnie lata należały do ciepłych pod względem temperatury i średnich pod względem opadów. Obszar regionu klimatycznego lubusko-dolnośląskiego zaliczany jest do najcieplejszego w kraju.

Zgodnie z Polską Normą PN-EN 12831 teren Polski jest podzielony na pięć stref klimatycznych. Dla każdej z nich określono obliczeniową temperaturę powietrza na zewnątrz budynków, która jest równa także temperaturze obliczeniowej powierzchni gruntu. Wielkość ta jest wykorzystywana do obliczenia szczytowego zapotrzebowania mocy cieplnej ogrzewanego obiektu. Województwo lubuskie leży generalnie w II strefie klimatycznej, dla której temperatura obliczeniowa powietrza na zewnątrz budynku wynosi (-)18°C. Północne krańce województwa leżą w I strefie klimatycznej, dla której temperatura wynosi (-)16°C.

Czystość powietrza

Wpływ na stan zanieczyszczenia powietrza ma emisja zanieczyszczeń:

- ➔ ze źródeł przemysłowych - zanieczyszczenia z procesów technologicznych;
- ➔ komunikacyjnych;
- ➔ ze źródeł niezorganizowanych;
- ➔ emisja transgraniczna.

Dla oceny stanu zanieczyszczenia powietrza prowadzony jest monitoring emisji zanieczyszczeń, który odzwierciedla rzeczywisty poziom zanieczyszczeń pochodzących

z różnych źródeł. Na terenie województwa lubuskiego ocena stanu zanieczyszczeń powietrza jest prowadzona przez Lubuską Sieć Monitoringu Zanieczyszczeń Powietrza, którą tworzy 7 stacji pomiarowych, z czego na 6 z nich pomiar prowadzony jest automatycznie oraz manualnie, a na 1 pomiar są wykonywane wyłącznie w sposób manualny.

Badania zanieczyszczenia powietrza prowadzone są w zakresie następujących substancji: dwutlenku siarki, tlenków azotu, ozonu, pyłu zawieszonego PM10 i PM2,5, tlenku węgla, benzo(a)pirenu, benzenu oraz metali ciężkich: ołowiu, arsenu, niklu i kadmu zawartych w pyłe zawieszonym PM10.

4.3 Demografia

Liczba ludności na koniec 2016 roku w województwie lubuskim wynosiła 1 017 376 osób (gęstość zaludnienia – 73 osoby/km²), z czego kobiety stanowiły 51,3%, a mężczyźni 48,7%. Zaobserwowany przyrost naturalny ogółem w 2016 roku był ujemny i wynosił -0,22 przy czym na wsiach -0,3 zaś w miastach -0,1.

Tabela 4-2 Liczba mieszkańców województwa w 2006 r. oraz latach 2011-2016 w podziale na powiaty

Powiat / Rok	2006	2011	2012	2013	2014	2015	2016
gorzowski	65 723	69 396	70 010	70 376	70 791	70 929	71 234
krośniński	56 325	56 925	56 751	56 627	56 235	55 943	55 759
międzyrzecki	58 275	58 846	58 849	58 697	58 640	58 496	58 397
nowosolski	86 768	88 062	87 984	87 727	87 524	87 339	87 127
słubicki	46 641	47 498	47 329	47 318	47 278	47 275	47 093
strzelecko-drezdenecki	50 132	50 686	50 664	50 418	50 212	50 061	49 842
sulęciński	35 347	35 924	35 804	35 768	35 761	35 596	35 409
świebodziński	56 111	56 777	56 666	56 546	56 415	56 290	56 204
zielonogórski	89 779	93 749	94 561	94 919	94 934	75 219 *	75 314 *
żagański	82 050	82 433	82 187	81 803	81 462	80 997	80 633
żarski	98 884	99 762	99 446	99 088	98 625	98 160	97 783
wschowski	38 866	39 349	39 434	39 434	39 365	39 297	39 256
m. Gorzów Wielkopolski	125 504	124 554	124 609	124 344	124 145	123 762	123 995
m. Zielona Góra	118 115	119 197	119 023	118 405	118 920	138 711*	139 330*
Ogółem	1 008 520	1 023 158	1 023 317	1 021 470	1 020 307	1 018 075	1 017 376
W tym:							
Tereny miejskie	645 551	648 692	647 594	644 970	643 742	661 321*	660 397*
Tereny wiejskie	362 969	374 466	375 723	376 500	376 565	356 754*	356 979*

* wartość po połączeniu w 2015 roku miasta i gminy Zielona Góra

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Do roku 2012 następował przyrost liczby ludności w województwie, a począwszy od roku 2013 można zaobserwować tendencję spadkową. Nagła różnica w liczbie mieszkańców powiatu zielonogórskiego oraz miasta Zielona Góra związana jest z połączeniem gminy Zielona Góra z miastem w jedną jednostkę administracyjną. Prognozy GUS na okres do

2050 roku wskazują na stopniowe zmniejszanie się ogólnej liczby mieszkańców województwa. Szczególnie znaczący będzie spadek mieszkańców miast.

Dynamikę zmian liczby ludności na terenie województwa lubuskiego w latach 2016-2050 z uwzględnieniem zróżnicowanego trendu dla obszarów miejskich i wiejskich przedstawiono w poniższej tabeli i na wykresie.

Wykres 4-1 Dynamika zmian liczby ludności na terenie województwa lubuskiego

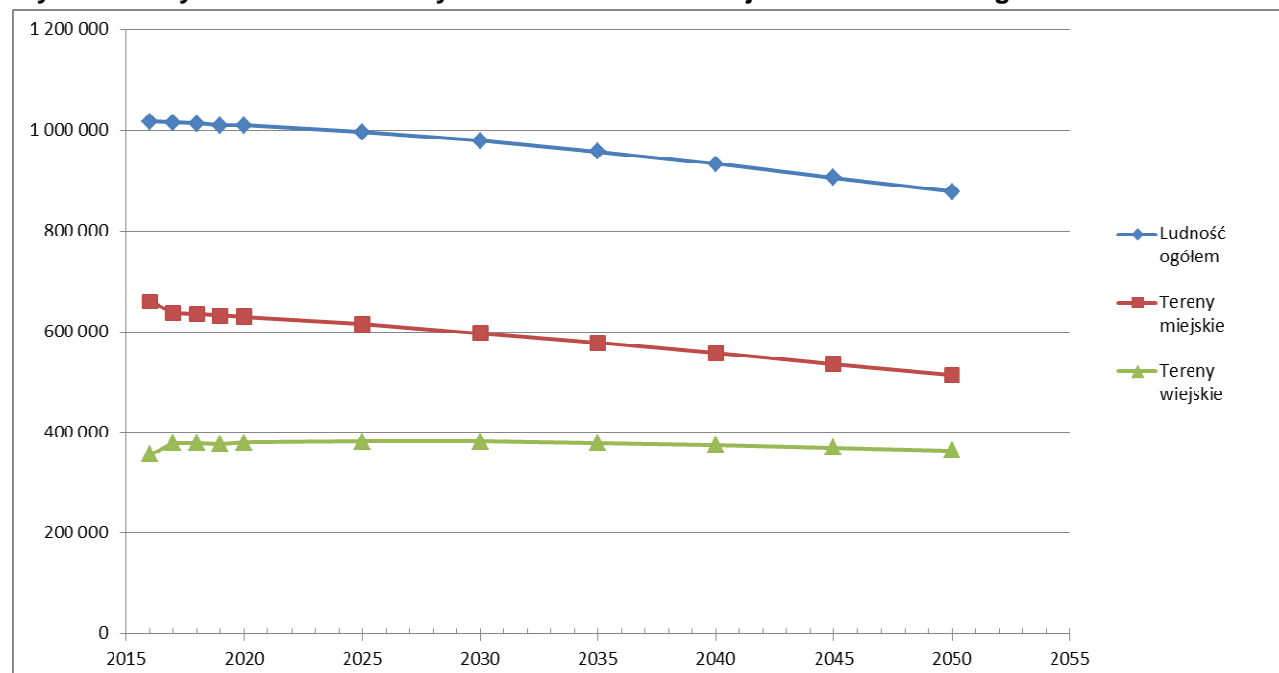


Tabela 4-3 Prognoza liczby ludności na terenie województwa lubuskiego do roku 2050

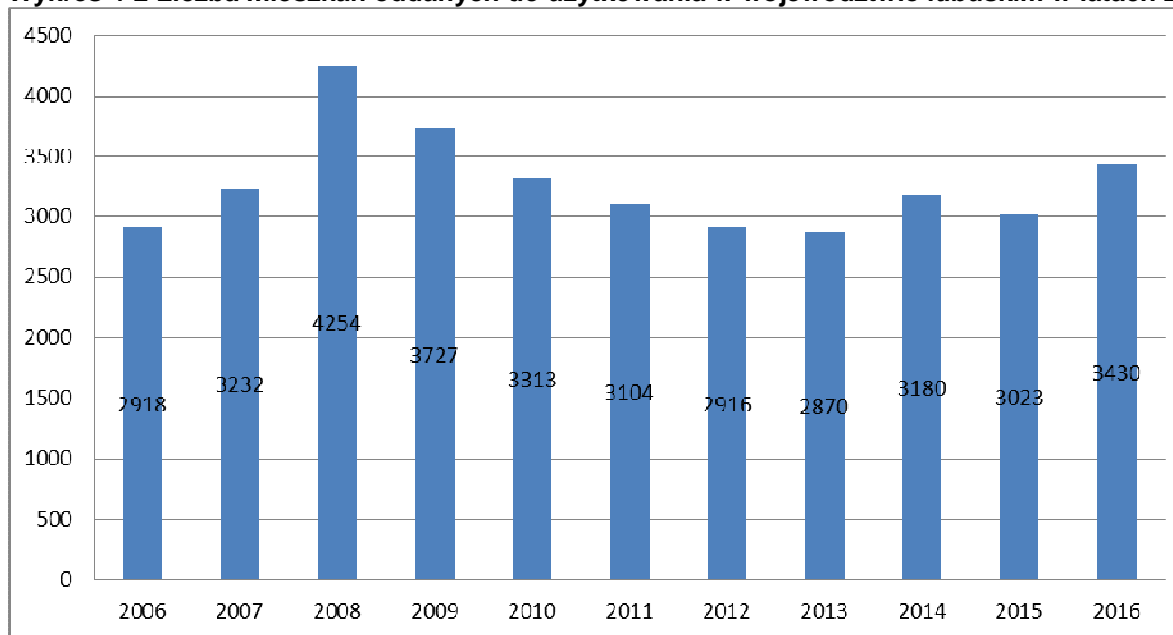
Okres	Województwo lubuskie ogółem	Tereny wiejskie	Tereny miejskie
Stan - Rok 2016	1 017 376	356 979	660 397
Rok 2017	1 015 625	378 634	636 991
Rok 2020	1 009 825	380 192	629 633
Rok 2025	997 039	381 940	615 099
Rok 2030	979 702	381 811	597 891
Rok 2035	957 884	379 369	578 515
Rok 2040	932 671	375 068	557 603
Rok 2045	905 841	369 763	536 078
Rok 2050	878 645	363 857	514 788

4.4 Mieszkalnictwo

W województwie lubuskim w 2016 roku było według GUS 369,1 tys. mieszkań o łącznej powierzchni użytkowej około 27,11 mln m². Przeciętna powierzchnia mieszkania wynosiła 73,5 m² i była mniejsza od średniej w kraju o 0,5 m². Przeciętna powierzchnia mieszkania przypadająca na 1 osobę w województwie lubuskim jest również mniejsza niż średnia w kraju i wynosi 26,65 m² (w Polsce 27,4 m²). W porównaniu z rokiem 2011 nastąpił wzrost powierzchni mieszkań, jednak różnica między wartością średnią powierzchni przypadającej na jednego mieszkańca w Polsce a mieszkańca województwa lubuskiego zwiększyła się o 0,1 m².

Na przestrzeni ostatnich dziesięciu lat liczba rocznie oddawanych do użytku mieszkań pozostaje na podobnym poziomie. Za wyłączeniem roku 2008, kiedy znacząco wzrosła w porównaniu z rokiem poprzednim. Średnia liczba mieszkań, które są rocznie oddawane do użytku wyniosła 3270. Zgodnie z prognozą wykonaną w 2008 roku liczba mieszkań zwiększyła się o ponad 23 tys. do roku 2015.

Wykres 4-2 Liczba mieszkań oddanych do użytkowania w województwie lubuskim w latach 2006-2016



Uwzględniając występującą tendencję oraz przewidując likwidację deficytu mieszkaniowego około 2020 roku, można założyć wzrost liczby mieszkań w okresie docelowym „Strategii...”, tj. do 2030 roku, o około 54 tys. mieszkań. Założono systematyczny spadek ilości mieszkań oddawanych rocznie do użytku z poziomu 3200 do 2700 mieszkań rocznie. Prognozowaną liczbę mieszkań w perspektywie krótko, średnio i długoterminowej przedstawiono poniżej.

Tabela 4-4 Prognoza liczby mieszkań do 2030 roku

Wyszczególnienie	Stan wyjściowy		Prognoza	
	2011	2016	2020	2030
Liczba mieszkań [tys.]	353,9	369,1	380,9	407,9
Pow. użytkowa mieszkań [tys. m ²]	25 650	27 113	27 550	30 250

4.5 Gospodarka – strefa produkcyjno-usługowa

Cechami charakterystycznymi gospodarki na terenie województwa lubuskiego jest duża liczba przedsiębiorstw w przeliczeniu na liczbę mieszkańców, w tym znacząca ilość spółek z udziałem kapitału zagranicznego.

Na terenie województwa lubuskiego rozwinęły się branże związane z przemysłem drzewno-meblarskim, papierniczym, spożywczym, motoryzacyjnym, chemicznym, produkcją tworzyw sztucznych, materiałów budowlanych - w tym ceramicznych, a także elektroniczna, tekstylna i wydawnicza. Duże znaczenie dla gospodarki ma dostępność do surowców naturalnych (w szczególności drewno), złoża surowców energetycznych oraz metali nieżelaznych (miedzi).

Na terenie województwa funkcjonuje Kostrzyńsko-Słubicka Specjalna Strefa Ekonomiczna, w ramach której na terenie województw: lubuskiego, zachodniopomorskiego i wielkopolskiego istnieje 29 podstref inwestycyjnych, z czego na terenie omawianego rejonu zlokalizowane są w następujących gminach: Zielona Góra, Gorzów Wielkopolski, Gubin, Nowa Sól, Bytom Odrzański, Czerwieńsk, Dobiegniew, Drezdenko, Kargowa, Kostrzyn nad Odrą, Kożuchów, Krzeszyce, Kłodawa, Lubsko, Rzepin, Santok, Skwierzyna, Strzelce Krajeńskie, Sulechów, Sulęcín, Słubice, Zwierzyn oraz Żagań.

W województwie lubuskim dominuje działalność gospodarcza prowadzona przez osoby fizyczne (sektor prywatny). Największą liczbę stanowią przedsiębiorstwa z następujących sektorów gospodarki: handel i naprawy, nieruchomości, transport, magazynowanie i łączność oraz budownictwo.

4.6 Uwarunkowania środowiskowe – obszary chronione, ograniczenia inwestycyjne

Powierzchnia województwa w 48,2% pokryta jest lasami. Obszary prawnie chronione stanowią 38,1% ogólnej powierzchni województwa. Na terenie województwa znajdują się:

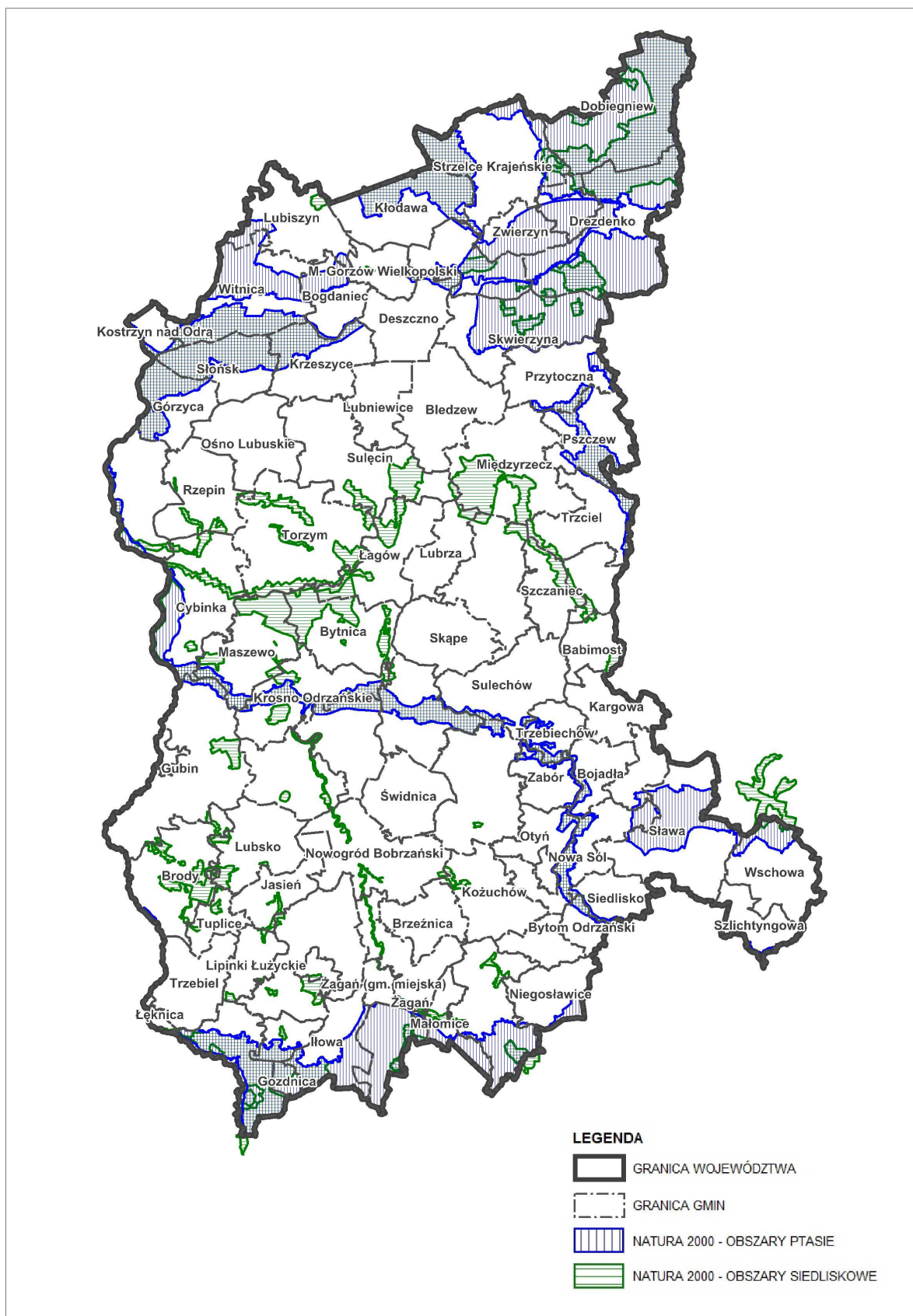
- ➔ dwa parki narodowe: Drawieński i „Ujście Warty” (stanowią 1% obszaru województwa),
 - 8 parków krajobrazowych: Łagowski, Pszczewski, Barlinecko-Gorzowski, „Ujście Warty”, Gryżyński, Krześciński, Przemęcki i „Łuk Mużakowa” (stanowią 5,5% obszaru województwa),
 - 64 rezerwatów przyrody o łącznej powierzchni 3 907,7 ha (stanowią 0,3% obszaru województwa),
 - 1 366 pomników przyrody
 - 402 użytki ekologiczne objęte ochroną w tym 50 chronionych prawem międzynarodowym (stanowią 0,3% obszaru województwa),
 - 10 zespołów przyrodniczo-krajobrazowych (stanowią 1% obszaru województwa).

Obszary chronionego krajobrazu (bez rezerwatów i pozostałych form ochrony przyrody) stanowią 30% obszaru województwa.

Ponadto na obszarze województwa zlokalizowanych jest szereg obszarów należących do Europejskiej Sieci Ekologicznej NATURA 2000, obejmujących obszary: OSO tj. specjalnej ochrony wyznaczane na podstawie tzw. Dyrektywy ptasiej oraz SOO – specjalne obszary ochrony wyznaczane na podstawie dyrektywy siedliskowej. W znaczącym stopniu obszary te pokrywają się z ww. obszarami prawnie chronionymi.

Lokalizację obszarów NATURA 2000 przedstawiono na poniższym rysunku, natomiast ich zestawienie ujęto w tabeli Z-4-2 w załączniku do opracowania.

Rysunek 4-2 Obszary NATURA 2000 na terenie województwa lubuskiego



5. Inwentaryzacja infrastruktury energetycznej województwa – Charakterystyka systemów energetycznych

5.1 Źródła skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej

Na terenie województwa lubuskiego zlokalizowane są trzy elektrociepłownie generujące energię elektryczną w skojarzeniu z produkcją ciepła, tj. Elektrociepłownia „Zielona Góra”, Elektrociepłownia Gorzów, Elektrociepłownia Arctic Paper Kostrzyn.

Wspólną cechą ww. elektrociepłowni jest przetwarzanie energii w nowoczesnych, wysoko-sprawnych układach gazowo-parowych z wykorzystaniem lokalnych złóż zaazotowanego gazu ziemnego.

Wymienione źródła zasilają miejskie, scentralizowane systemy ciepłownicze, a wytworzona energia elektryczna wyprowadzana jest do sieci rozdzielczych ENEA Operator. Poniżej przedstawiono szczegółową charakterystykę wymienionych źródeł.

5.1.1 Elektrociepłownia Zielona Góra

Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A. jest przedsiębiorstwem energetyki zawodowej prowadzącym działalność gospodarczą w zakresie skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.

Od 1 kwietnia 2009 r., po połączeniu z Zielonogórską Energetyką Ciepłą Sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A. zajmuje się również dystrybucją i dostawą ciepła do odbiorców.

Od 16 lutego 2012 r. Spółka należała do Grupy kapitałowej EDF. W chwili obecnej, po wycofaniu z Polski swoich aktywów przez EDF, spółka weszła w skład Grupy Kapitałowej PGE S.A. Zamknięcie transakcji sprzedaży nastąpiło w dniu 13 listopada 2017 r.

EC „Zielona Góra” prowadzi działalność na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE.

Tabela 5-1 Posiadane koncesje EC „Zielona Góra” S.A.

Typ koncesji	Data wydania	Data ważności
WCC - wytwarzanie ciepła	28.10.1998	31.12.2024
PCC – przesył ciepła	31.12.2002	31.12.2020
OEE – obrót energią elektryczną	22.09.2011	31.12.2031
WEE – wytwarzanie energii elektrycznej	05.10.2000	31.12.2024

Zainstalowana moc elektryczna EC ZG wynosi: 198 MW_e (blok gazowo - parowy).

Zainstalowana moc cieplna wynosi 302 MW_t,

- w tym: - 135,00 MW_t (blok gazowo-parowy) – w skojarzeniu,
- 167,00 MW_t (kotłownia gazowo-olejowa),

Główne urządzenia wytwórcze to:

- ➔ Blok Gazowo-Parowy (układ skojarzony) - zainstalowana moc elektryczna - 198 MW_e i cieplna - 135 MW_t,

→ kotły gazowo-olejowe o zainstalowanej mocy cieplnej 167 MW – 5 kotłów wodnych o łącznej mocy 160 MW_t i pomocniczy kocioł parowy o mocy 7 MW_t. Rok uruchomienia – 2012.

Urządzenia wytwórcze zasilane są gazem ziemnym zaazotowanym pochodzącym z krajowych złóż (Kościan-Brońsko). Paliwem zapasowym dla kotłów gazowo-olejowych jest olej opałowy lekki.

Charakterystyka turbozespołów w Bloku Gazowo-Parowym, zabudowanych w 2004 r.:

- turbozespół gazowy PG 9171 (Frame 9e) o mocy zainstalowanej 134 MW_e (w warunkach zimowych), o sprawności ok. 33%, zasilany gazem Lw,
- turbozespół parowy 7CK65 Alstom Power o mocy zainstalowanej 64 MW_e zasilany parą z kotła odzysknicowego o sprawności ok. 80%,

Blok Gazowo-Parowy pracuje w podstawie obciążenia cieplnego, a kotły gazowo-olejowe stanowią rezerwę na wypadek awarii Bloku Gazowo-Parowego oraz źródło szczytowe. Blok węglowy o mocy cieplnej 158 MW_t i elektrycznej 23,4 MW_e został wycofany z eksploatacji na przełomie lat 2012/2013.

Tabela 5-2 Kształtowanie się mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców, produkcja i sprzedaż ciepła w latach 2011 - 2016

Wyszczególnienie		2011	2012	2013	2014	2015	2016	Dynamika 2015/2016
Moc zamówiona na sieci ciepłown.	MW	199,1	196,7	195,6	196,5	196,5	201,9	102,7%
Produkcja energii cieplnej brutto	TJ	1 694	1 723	1 697	1 424	1 430	1 544	108,0%
Produkcja energii cieplnej netto	TJ	1 582	1 604	1 610	1 353	1 366	1 485	108,7%
Sprzedaż ciepła	TJ	1 332	1 371	1 378	1 146	1 154	1 272	110,2%

Tabela 5-3 Wielkość produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w latach 2011 - 2016

Wyszczególnienie	Jedn.	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produkcja energii elektrycznej	[GWh]	1357	1 376	1 322	1 322	1 236	1 298
Sprzedaż energii elektrycznej	[GWh]	1313	1.334	1 283	1 283	1 200	1 266

Tabela 5-4 Zużycie paliwa

Rodzaj paliwa	Jedn.	2012	2013	2014	2015	2016
Gaz ziemny zaazotowany Lw	mln.m ³	365,4	356,4	357,2	337,0	346,3
Olej opałowy lekki	Mg	221,9	2386,1	10,5	3,37	16,1

Występujące aktualnie zagrożenia w dostawie energii elektrycznej lub ciepłej i wynikające stąd konieczne inwestycje

- Istotnym zagrożeniem w wyprowadzeniu mocy z EC ZG jest jedno połączenie linią napowietrzną 220 kV z GSZ Leśniów. Awaria linii 220 kV lub awaria w GSZ Leśniów uniemożliwia wyprowadzenie mocy z EC ZG.
Bezpośrednim przykładem możliwości wystąpienia takiej awarii był blackout, jaki wystąpił 5 października br. W wyniku działania orkanu Ksawery na liniach energetycznych zasilających GSZ w Leśniowie wystąpiły zwarcia doziemne. Po godz. 19:00, na skutek działania zabezpieczeń odległościowych na liniach 220 kV, nastąpiło wyłączenie urządzeń produkcyjnych EC ZGF (bloku gazowo-parowego). Awarie linii 220 kV i 110 kV spowodowały, że w Zielonej Górze i okolicy prądu było pozbawionych 226 tys. mieszkańców.
Przerwa w pracy bloku gazowo-parowego trwała do 6 października do godz. 10:45, t.j. ponad 15 godzin.
- Dotychczas w przypadku dużej awarii w KSE, BGP w EC ZG nie dysponowała możliwością samodzielnego podniesienia się po wyłączeniu systemu energetycznego (blackout). Do poprawy tej sytuacji winna przyczynić się zabudowa agregatu zasilania rezerwowego o mocy 2,5 MWe, który został w październiku dostarczony do EC i aktualnie realizowany jest jego rozruch.

Plany rozwoju

W ramach planów wprowadzenia nowych technologii i rozszerzenia zakresu usług w EC Zielona Góra prowadzone są prace w kierunku wykorzystania ciepła sieciowego do wytwarzania chłodu na potrzeby chłodzenia budynków.

W związku ze zmianą właścicielską, wiążące plany rozwoju EC „Zielona Góra”, zwłaszcza w zakresie potencjalnej rozbudowy i modernizacji źródła zostaną przedstawione po uzgodnieniu z PGE S.A.

Analizowana jest koncepcja budowy nowego bloku gazowo-parowego z wyprowadzeniem mocy elektrycznej do sieci 110 kV.

W zakresie rozwoju sieci ciepłowniczej w październiku 2017 r. zostały podpisane 4 umowy z NFOŚiGW na realizację projektów EC ZG ujętych w Strategii Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych. Dotacja pozwoli na podłączenie do ekologicznej instalacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepła następnym mieszkańców Zielonej Góry.

5.1.2 Elektrociepłownia Gorzów

W maju 2007 r. Elektrociepłownia Gorzów S.A. weszła w skład PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oddział Elektrociepłownia Gorzów, analogicznie jak EC "Zielona Góra" S.A. jest przedsiębiorstwem energetyki zawodowej prowadzącym działalność gospodarczą w zakresie skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. W 2010 roku w skład przedsiębiorstwa weszło Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Gorzów Sp. z o.o., rozszerzając zakres jego działalności o dystrybucję ciepła.

Przedsiębiorstwo prowadzi działalność na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE.

Tabela 5-5 Posiadane koncesje PGE GiEK S.A. o/ EC Gorzów

Typ koncesji	Data ważności
WCC - wytwarzanie ciepła	31.12.2025
PCC – przesył i dystrybucja ciepła	15.10.2025
WEE – wytwarzanie energii elektrycznej	31.12.2025

Zdolności produkcyjne PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów:

	Stan od 02.2017 r.	Stan na 2012 r.
➤ Moc elektryczna zainstalowana	- 243,3 MW	- 97,5 MW
➤ Moc cieplna zainstalowana	- 364,0 MW	- 300,8 MW
➤ Max moc cieplna dyspozycyjna przy min. mocy elektrycznej w skojarzeniu		- 215 MW

W Elektrociepłowni Gorzów urządzenia wytwórcze podzielone są na trzy części:

- ➔ EC I - blok gazowo-parowy z 1999 roku, składający się z:
 - turbozespołu gazowego typu GT8C o mocy elektrycznej 54,4 MW_e,
 - kotła odzysknicowego OUG o mocy cieplnej 121 MW_t,
 - dwóch turbozespołów parowych, tj.1 turbozespołu przeciwprężnego typu DDM - 55 o mocy elektrycznej nominalnej 5 MW_e i 1 turbozespołu upustowo-przeciwprężnego 3P6-6 o mocy elektrycznej nominalnej 6 MW_e;
- ➔ EC II - blok węglowy z lat 70-tych, w skład którego wchodzi obecnie:
 - kocioł parowy OP-140,
 - turbozespół ciepłowniczy upustowo-kondensacyjny TC-32 o mocy elektrycznej 27 MW.

Wycofane z eksploatacji zostały: jeden kocioł parowy OP-140 i kocioł WP-70. Blok węglowy jest w derogacji, jego eksploatacja będzie prowadzona maksymalnie do 2023 r.;
- ➔ EC III - nowy blok gazowo-parowy - przekazany do eksploatacji w lutym 2017 r. W skład nowego bloku wchodzi:
 - dwie turbiny gazowe SGT-800 (TG11 i TG12) produkcji Siemens o mocy elektrycznej 50,5 MW każda,
 - dwa kotły odzysknicowe (HRSG-11 i HRSG-12) produkcji Aalborg,
 - turbina parowa SST-400 (T10) produkcji Siemens o mocy elektrycznej 42 MW.

Zestawienie produkcji ciepła i energii elektrycznej na przestrzeni ostatnich lat przedstawiono w tabeli 5-6 i tabeli 5-7.

Tabela 5-6 Zestawienie produkcji ciepła w EC Gorzów w latach 2010÷2017

Wyszczególnienie		2010	2011	2016	Udział % w prod. całk. 2016	2017	Udział % w prod. całk. 2017
Moc zamówiona w wodzie grzewczej	MW	197,9	205,7	b.d.	88,5%	b.d.	
Moc zamówiona w parze 0,4 MPa	MW	12,0	12,0	b.d.	8,5%	b.d.	
Moc zamówiona w parze 1,2 MPa	MW	5,0	5,0	b.d.	3,0%	b.d.	

Wyszczególnienie		2010	2011	2016	Udział % w prod. całk. 2016	2017	Udział % w prod. całk. 2017
Produkcja ciepła ogółem	TJ	2 011	1 773	1 773		1 808	
w tym							
ze spalania gazu	TJ	1 344	1 406	1 356	76,5%	1 665	92,1%
ze spalania węgla	TJ	667	367	417	23,5%	143	7,9%
Produkcja ciepła w skojarzeniu	TJ	1 942	1 676	1 757	99,13%	1 802	99,7%

Źródło: Założenia do planu zaopatrzenia.. na obszarze miasta Gorzowa Wlkp. dane z EC Gorzów, <https://ecgorzow.pgegiiek.pl> za rok 2016 i 2017

Zestawienie powyższe wskazuje na wahania wielkości produkcji ciepła związane z jednej strony z przyrostem ilości nowych odbiorców równoważonym prowadzonymi działaniami termomodernizacyjnymi, a z drugiej – ze zmiennością warunków atmosferycznych w sezonie grzewczym.

Zestawienie porównawcze danych produkcji ciepła i energii elektrycznej z lat 2016 i 2017, tj. przed i po uruchomieniu nowego bloku gazowo-parowego wskazuje na uzyskany efekt przyrostu produkcji ciepła i energii elektrycznej z wykorzystaniem gazu jako paliwa oraz przy wzroście wielkości produkcji energii elektrycznej o około 50% wzrost udziału jej wytwarzania w kogeneracji o blisko 20%.

Wytwarzana w EC Gorzów energia elektryczna wyprowadzana może być na poziomie SN lub do systemu 110 kV.

Tabela 5-7 Zestawienie produkcji energii elektrycznej w latach 2005 ÷ 2016 w GWh

Wyszczególnienie	2010	2011	2016	Udział % w prod. całk. 2016	2017	Udział % w prod. całk. 2017
Produkcja energii elektrycznej	643,5	579,7	655,1		985,6	
- w tym:						
ze spalania gazu	466,8	b.d.	524,1	80%	942,2	95,6%
ze spalania węgla	176,8	b.d.	131,0	20%	43,4	4,4%
w kogeneracji			317,1	48,4%	652,5	66,2%
Sprzedaż energii elektrycznej	612,6	583,3	b.d.		b.d.	

Źródło: Założenia do planu zaopatrzenia.. na obszarze miasta Gorzowa Wlkp. (rok 2011), dane z EC Gorzów, <https://ecgorzow.pgegiiek.pl> za rok 2016 i 2017

W EC Gorzów obecnie jako paliwo podstawowe wykorzystywany jest gaz ziemny zaazotowany ze złóż lokalnych stanowiąc, w roku 2017, blisko 92% w strukturze paliw wykorzystywanych do wytworzenia energii elektrycznej.

Oddział Elektrociepłownia Gorzów posiada Pozwolenie Zintegrowane na prowadzenie instalacji.

Najbliższe plany inwestycyjne EC Gorzów oraz zamierzenia przyszłościowe

Do najbliższych planów inwestycyjnych oddziału EC Gorzów, znajdujących się obecnie w fazie przedinwestycyjnej, należą trzy przedstawione poniżej projekty, których realizacja winna zapewnić utrzymanie na niezbędnym poziomie potencjału wytwórczego elektrociepłowni po likwidacji części węglowej EC oraz znacząco poprawić efektywność energetyczną i ekonomikę wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

- Budowa kotłowni rezerwowo-szczytowej - pozwoli na całkowite wyeliminowanie technologii opartej na węglu;
- Modernizacja gospodarki wodnej z wprowadzeniem nowej technologii demineralizacji wody. Efektem tego działania będzie automatyzacja procesów, zmniejszenie zużycia chemikaliów oraz ilości ścieków zasolonych, a w konsekwencji zmniejszenie kosztów wytwarzania oraz negatywnego wpływu na środowisko naturalne;
- Budowa wodnego akumulatora ciepła, jako elementu wodnego systemu ciepłowniczego, który pozwoli na: zwiększenie elastyczności i sprawności ogólnej urządzeń wytwórczych w źródle, zwiększenie stopnia skojarzenia, optymalizację pracy sieci ciepłowniczej.

Ponadto w planach perspektywicznych przewiduje się budowę, na terenie składowiska popiołów zlokalizowanego na obrzeżach elektrociepłowni, elektrowni fotowoltaicznej.

W zakresie rozwoju systemu sieci ciepłowniczych realizowany jest tzw. Projekt Centrum będący wspólnym przedsięwzięciem Miasta Gorzowa Wlkp. i Oddziału Elektrociepłownia Gorzów w ramach programu WFOŚiGW o nazwie: „Likwidacja niskiej emisji wspierająca wzrost efektywności energetycznej i rozwój rozproszonych odnawialnych źródeł energii”. Celem ww. projektu jest ograniczenie emisji zanieczyszczeń powietrza poprzez likwidację wysokoemisyjnych systemów zaopatrzenia w energię cieplną (piece kaflowe, c.o. etażowe) na obszarze o przekroczonych dopuszczalnych poziomach zanieczyszczeń – dzielnicy Nowe Miasto w Gorzowie Wlkp. – obszaru wpisanego do rejestru zabytków, o gęstej wielorodzinnej zabudowie, ogrzewanej indywidualnie, zamieszkałej przez ok. 8 tys. mieszkańców.

5.1.3 Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Arctic Paper Kostrzyn S.A. jest przedsiębiorstwem, którego głównym przedmiotem działania jest produkcja papierów offsetowych i graficznych. Elektrociepłownia jest integralną częścią fabryki o znaczącym zapotrzebowaniu na energię elektryczną i parę technologiczną.

Od 2006 roku na terenie Arctic Paper Kostrzyn S.A. w Kostrzynie nad Odrą działa elektrociepłownia gazowa wytwarzająca energię elektryczną i ciepło na bazie gazu ziemnego ze złóż lokalnych. Inwestycja została zrealizowana w latach 2005-2006, w ramach przedsięwzięcia współfinansowanego z Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw Działanie 2.4: Wsparcie dla przedsięwzięć w zakresie dostosowywania przedsiębiorstw do wymogów ochrony środowiska.

Arctic Paper Kostrzyn S.A. prowadzi działalność w zakresie energetyki na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE.

Tabela 5-8 Posiadane koncesje Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Typ koncesji	Data wydania	Data ważności
WCC - wytwarzanie ciepła	12.11.1998	31.12.2030
DEE – dystrybucja energii elektrycznej	08.12.1998	15.12.2018
OEE – obrót energią elektryczną	08.12.1998	15.12.2018
WEE – wytwarzanie energii elektrycznej	03.04.2006	31.12.2030

Ogólna charakterystyka Elektrociepłowni:

- wydajność znamionowa / osiągalna kotłów energetycznych - 184 t/h / 188 t/h,
- moc znamionowa / osiągalna turbozespołów - 40,4 MW / 36,3 MW,
- moc znamionowa, osiągalna cieplna - 169 MW,
- moc osiągalna cieplna w skojarzeniu - 141 MW.

Tabela 5-9 Charakterystyka urządzeń wytwórczych

Kotły energetyczne									
Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Moc kotła [MW]		Wydajność [t/h]		Producent
			°C	MPa	znamion.	osiągalna	Znamion.	osiągalna	
1	2006	OG	430	4,0	41	41	41	45	RENTECH
2	2006	OOG	430	4,0	59	59	65	65	RENTECH
4	2009	OG	430	4,0	41	41	45	45	RENTECH
Kocioł ciepłowniczy									
3	2006	OOG	230	2,3	28	28	33	33	STANDARD KESSEL
Turbozespoły									
Nr turbiny	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu		Producent		
			°C	MPa	znamion.	osiągalna	turbiny	generatora	
1	2006	TG			10,9	10,9	MARS 100	LEROY SOMER	
2	2009	TG			10,9	10,9	MARS 100	LEROY SOMER	
4 *)	1969	TP	415	3,7	12,1	8,0	LANG	GANZ	
5	2009	TP	415	3,7	6,5	6,5	STAL	DOLMEL	

*) w 2006 r. przeprowadzono kapitalny remont, modernizację systemu sterowania i regulacji turbiny

W minionym okresie w ramach działań modernizacyjnych zrealizowano zabudowę rekupe-ratora odzysku ciepła ze spalin za kotłem odzysknicowym.

Zestawienie wielkości dotyczących produkcji, zakupu i sprzedaży nośników energii w Arctic Paper Kostrzyn za lata 2011 - 2016 przedstawia się następująco:

Tabela 5-10 Produkcja i sprzedaż ciepła i energii elektrycznej

Wyszczególnienie		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Energia cieplna							
Moc cieplna zamówiona	MW	12,3					
- dla potrzeb co + cwu	MW	5,46					
- dla potrzeb technologii							
Produkcja ciepła	TJ/a		1 518,5	1 612,7	1 667,6	1 944,0	2 080,9

Wyszczególnienie		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Roczne zużycie ciepła	TJ/a	118	114,2	116,4	104,3	110,7	119,6
- dla potrzeb co + cwu	TJ/a	2 449	157,8	167,5	233,7	284,4	274,5
- dla potrzeb własnych – techn.	TJ/a		1 246,6	1 328,8	1 329,5	1 548,9	1 686,8
Energia elektryczna							
Produkcja energii elektrycznej	GWh/a	225,2	224	238	222	238	234
Sprzedaż energii elektrycznej	GWh/a	44	66	69	63	68	67
Zużycie na potrzeby własne	GWh/a	181,2	158	169	159	169	167

Elektrociepłownia jest zasilana paliwem gazowym – niskokalorycznym gazem ziemnym o wartości opałowej $19 \div 22 \text{ GJ/m}^3$ (wysokozaazotowanym) z lokalnych złóż ropno-gazowych (dostawca - Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. – Oddział w Zielonej Górze).

5.2 Zaopatrzenie w ciepło

Zaopatrzenie w ciepło na terenie województwa lubuskiego realizowane jest przy wykorzystaniu:

- gazu ziemnego przesyłanego sieciami, zasilającego kotłownie lokalne i indywidualne,
- systemów ciepłowniczych o zróżnicowanym zasięgu,
- węglowych kotłowni lokalnych i indywidualnych,
- kotłowni wykorzystujących paliwo ciekłe,
- energii elektrycznej,
- odnawialnych źródeł energii, w tym kotłowni na biomasę, kolektory słoneczne, pompy ciepła,
- przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych (kotłownie < 100 kW, piece).

Wykorzystanie ww. sposobów dostawy ciepła ulega procesom zmian w sposób dynamiczny. Wiąże się to zarówno ze zmieniającymi się preferencjami odbiorców w obszarach, w których możliwe jest indywidualne podejście do sposobu ogrzewania, jak i z dokonującymi się zmianami instytucjonalnymi wynikającymi z procesu restrukturyzacji gospodarki.

5.2.1 Systemy ciepłownicze

Na terenie województwa lubuskiego, z uwagi na zasięg oddziaływania, wydzielić można dwie kategorie systemów ciepłowniczych:

- centralne systemy ciepłownicze, do których zaliczono dwa największe (pod względem produkcji ciepła i zasięgu oddziaływania sieci ciepłowniczej) systemy funkcjonujące na omawianym terenie, tj.: system ciepłowniczy miasta Zielona Góra zasilany z EC Zielona Góra oraz system ciepłowniczy Gorzowa Wielkopolskiego podłączony do EC Gorzów;
- lokalne systemy ciepłownicze, które swoim zasięgiem obejmują większe osiedla i/lub skupiska obiektów mieszkaniowo-usługowych, zlokalizowanych w głównych obszarach miejskich województwa.

W większości przypadków przedsiębiorstwo ciepłownicze działające na terenie danego miasta prowadzi działalność zarówno w zakresie wytwarzania ciepła, jak i jego dostawy.

Cechą charakterystyczną zmian jakie zachodzą w zakresie stanu właścicielskiego, po prawie pełnym skomasowaniu w ramach jednego przedsiębiorstwa działań obejmujących wytwarzanie i przesył ciepła, są postępujące działania w kierunku prywatyzowania przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Po przeprowadzonej w 2012 roku prywatyzacji przedsiębiorstwa ciepłowniczego w Słubicach i przejęciu 100% udziałów własnościowych przez Szczecińską Energetykę Ciepłą, nastąpiło przyłączenie do grupy SEC w 2012 roku Zakładu Energetyki Ciepłej w Słubicach, a w 2013 roku Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Strzelcach Krajeńskich. Obecnie nowo utworzone spółki SEC Słubice Sp. z o.o. oraz SEC Strzelce Krajeńskie Sp. z o.o. wchodzi w skład grupy SEC.

W 2015 - SEC Słubice z Polski i Stadtwerke Frankfurt nad Odrą zrealizowały pierwszy w Polsce i unikatowy na skalę Europy projekt inwestycyjny transgranicznego połączenia systemów ciepłowniczych dwóch państw.

W tabeli poniżej zestawiono wykaz przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie województwa ze wskazaniem zakresu działalności, posiadanych koncesji i struktury właścicielskiej.

Tabela 5-11 Przedsiębiorstwa ciepłownicze - zakres działalności, koncesje, struktura własności

Powiat	Gmina	Przedsiębiorstwo		Zakres działalności / posiadane koncesje	Data ważności koncesji	Struktura właścicielska
		Wytwarzanie ciepła	Dystrybucja ciepła			
Miasto Gorzów Wlkp.	Gorzów Wlkp.	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oddział Elektrociepłownia Gorzów		WCC PCC WEE	31.12.2025 15.10.2025 31.12.2025	
Gorzowski	Kostrzyn nad Odrą	EC Arctic Paper Kostrzyn S.A.		WCC	31.12.2030	
			Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	PCC OCC	15.10.2025	gmina
Miasto Zielona Góra	Zielona Góra	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.		WCC PCC	31.12.2024 31.12.2020	KOGENERACJA S.A. (Grupa kap. PGE S.A.) - 98,4% gmina - 1,47%
Świebodziński	Świebodziń	Veolia Poznań S.A. - Zakład Świebodziń		WCC, OCC, PCC	31.12.2025	
Żarski	Lubsko	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Lubsku Sp. z o.o.		WCC, PCC	Brak (<5MW)	gmina

Powiat	Gmina	Przedsiębiorstwo		Zakres działalności / posiadane koncesje	Data ważności koncesji	Struktura właścicielska
		Wytwarzanie ciepła	Dystrybucja ciepła			
		ECO S.A.				
	M. Żary	K-1002 Żary		WCC, OCC, PCC	31.10.2023	E.ON edis energia Sp. z o.o.
Nowosolski	Nowa Sól miasto	K-1031 Nowa Sól				
Żagański	Żagań	K- 1301 Żagań				
Krośnieński	Gubin miasto	K-1051 Gubin				
Zielonogórski	Sulechów	K-1061, K-1062, K-1063				
Nowosolski	Koźuchów	Zaset Sp. z o.o.	Wojskowa Agencja Mieszaniowa			
Żagański	Szprotawa	Szprotawski Zarząd Nieruchomościami CHROBRY Sp. z o.o.		WCC PCC	21.10.2019	gmina
Słubicki	Słubice	SEC Słubice Sp. z o.o.		WCC, PCC OCC	30.11.2025 30.11.2025 31.12.2030	Grupa SEC
Sulęciński	Sulęcín	Komunalnik Sp. z o.o.		WCC PCC	31.10.2023	gmina
Międzyrzecki	Międzyrzecz	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.		WCC PCC	15.10.2018	gmina
Międzyrzecki	Skwierzyna	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Skwierzynie		WCC PCC	15.10.2023	Ostrowskie ZC, Gmina 49%
Strzelecko-drezdeński	Strzelce Krajeńskie	SEC Strzelce Krajeńskie Sp. z o.o.		WCC, PCC	31.12.2030	Grupa SEC

5.2.1.1 Charakterystyka systemowych źródeł ciepła

Charakterystykę elektrociepłowni stanowiących źródła ciepła dla centralnych systemów ciepłowniczych Zielonej Góry i Gorzowa Wlkp. oraz przedsiębiorstw energetycznych je prowadzących przedstawiono w rozdz. 5.1.

Na obszarze województwa wyróżnić można trzy duże (tj. powyżej 100 MW) źródła ciepła zasilające systemy ciepłownicze:

- Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A.
- Elektrociepłownia „Gorzów” S.A.
- Elektrociepłownia Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Wymienione wyżej źródła produkują ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu (wykorzystując jako paliwo gaz ziemny ze złóż krajowych) dla pokrycia potrzeb własnych, jak rów-

niez miejskich systemów zaopatrzenia w ciepło oraz odbiorców lokalnych, przemysłowych zlokalizowanych w pobliżu źródła.

Centralne systemy ciepłownicze pokrywają 10% ogólnego zapotrzebowania na ciepło na terenie województwa, natomiast systemy lokalne zabezpieczają około 4,5% tego zapotrzebowania.

Z EC APK posiadającej moc zainstalowaną 169 MW do miejskiego systemu ciepłowniczego wyprowadzane jest ciepło z wykorzystaniem tylko około 7% tej wielkości.

W tabeli poniżej przedstawiono podstawowe dane dotyczące systemów ciepłowniczych zinwentaryzowanych na terenie województwa.

W znakomitej większości systemów nastąpiło obniżenie, w porównaniu do roku 2011, zarówno mocy zamówionej w źródłach, jak i wielkości wytwarzanej i sprzedanej energii cieplnej.

Tam gdzie zakończona została regulacja uwarunkowań własnościowych przedsiębiorstwa, w tym zakończenie procesu prywatyzacji, prowadzone są działania zmierzające do optymalizacji warunków pracy źródeł przez przystąpienie do ich modernizacji i wyłączenia zamortyzowanych jednostek kotłowych będących w złym stanie technicznym i stanowiących o nadmiernym poziomie mocy zainstalowanej w stosunku do mocy zamówionej.

W ramach prowadzonych działań modernizacji i rozbudowy źródeł lokalnych, mimo założonych w planach rozwoju w niektórych przypadkach budowy małych układów kogeneracyjnych, działania te nie zostały podjęte. Generalnie prowadzono działania związane z dostosowaniem mocy zainstalowanej do mocy zamówionej oraz te związane z dotrzymaniem standardów emisyjnych (instalacje odpylania spalin).

Działania proefektywnościowe przedsiębiorstw

APK S.A. ma przeprowadzony audyt energetyczny. Planowane inwestycje związane z poprawą efektywności energetycznej obejmują: wymianę pomp próżniowych na termowentylatory wykorzystywane w procesie produkcji papieru oraz wymianę źródeł światła na energooszczędne oprawy LED-owe w halach produkcyjnych, magazynach i budynkach biurowych.

EC Zielona Góra S.A. ma przeprowadzony audyt energetyczny. Do zidentyfikowanych działań umożliwiających uzyskanie oszczędności należą:

- modernizacja oświetlenia;
- instalacja dodatkowego wymiennika ciepłowniczego na kotle odzysknicowym;
- instalacja przemiennika częstotliwości na pompie wody zasilającej, wymiana agregatu pompowego pompy pomocniczej;
- montaż pompy sieciowej dla pracy w okresie letnim;
- modernizacja sieci ciepłowniczey i węzłów ciepłowniczych;
- likwidacja lokalnych źródeł ciepła.

Tabela 5-12 Zestawienie centralnych i lokalnych systemów ciepłowniczych na terenie województwa lubuskiego

Powiat	Gmina	System ciepłowniczy – dystrybucja ciepła	Źródło – wytwarzanie ciepła	Paliwo	Moc zainstalowana /osiągalna [MW] 2011 / 2016	Moc zamówiona przez sc [MW] 2011 / 2016	Produkcja energii [TJ] 2011 / 2016	Sprzedaż Energii [TJ] 2011 / 2016
Gorzów Wlkp.	Gorzów Wlkp.	PGE G i EK SA o/ EC Gorzów	EC Gorzów,	gaz zaazot. węgiel,	300,0/ 364	170 / b.d.	1 800 / 1777	1 332 + 460 / b.d.
Gorzowski	Kostrzyn nad Odrą	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Arctic Paper Kostrzyn S.A.	gaz zaazot.	197,0	14,27 / 14,02	1 518 / 2 080	88,0 / 96,7
Zielona Góra	Zielona Góra	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.		gaz zaazot.	302	197,8 / 201,9	1600 / 1544	1320 / 1272
Świebodziński	Świebodzin	Veolia Poznań S.A. Zakład Świebodzin	Kotłownie systemowe: Os. Łużyckie Pl. Jana Pawła II Kamienna 15	węgiel; węgiel gaz	14,13 0,7 0,85	b.d.	b.d.	b.d.
			C. Świerczewskiego	węgiel	24,10	b.d.	b.d.	b.d.
Żarski	Lubsko	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Lubsku Sp. z o.o.	Kotł. ul. Żeromskiego – PGKiM w Lubsku Sp. z o.o.	gaz zaazot.	4,50	3,11 / 2,72	22,7 / b.d.	21,05 / 18,7
	Żary miasto	ECO SA	K-1002 Żary	węgiel	17,44	22,6 / 21,0	b.d / 156,7	146,2 / 143,1
Nowosolski	Kożuchów	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	Zaset Sp. z o.o.	węgiel	12,00	b.d	b.d	b.d
	Nowa Sól miasto	ECO SA	K-1031	węgiel	17,44	19,2 / 20,52	b.d / 136,6	112 / 124,0
Żagański	Szprotawa	SZN „Chrobry Sp. z o.o. w Szprotawie	1 kotłownia systemowa - ZGK	węgiel	7,96	4,41 / 4,33	39,4 / 31,9	32,5 / 25,8
	Żagań	ECO SA	K-1301	węgiel	29,07 / 17,44	17,4 / 18,5	153,5 / b.d / 151,8	136,3 / 133,6
Słubicki	Słubice	SEC Słubice Sp. z o.o.	Ciepłownia SEC Słubice	węgiel	16,00 / 14,5	12,7 / 26,57 *	84,8 / 98,4 *	71,1 / 139,2 *
Sulęciński	Sulęcín	Komunalnik Sp. z o.o.	3 kotłownie systemowe – Komunalnik Sp. z o.o.	węgiel	6,95	b.d	b.d	b.d
Krośnieński	Gubin miasto	ECO SA	K-1051	węgiel	14,5 / 8,72	7,6 / 6,55	b.d / 47,3	41,27 / 43,1

Analiza stanu realizacji SEWL
Załącznik 1
 Analiza stanu istniejącego systemów energetycznych

Powiat	Gmina	System ciepłowniczy – dystrybucja ciepła	Źródło – wytwarzanie ciepła	Paliwo	Moc zainstalowana /osiągalna [MW] 2011 / 2016	Moc zamówiona przez sc [MW] 2011 / 2016	Produkcja energii [TJ] 2011 / 2016	Sprzedaż Energii [TJ] 2011 / 2016
Zielonogórski	Sulechów	ECO SA	K-1061 K-1063	węgiel	6,515 / 5,16 5,145 / 3,2	/ 6,39 / 4,29	/ 49,1 / 32,5	73,6 / 45,2 + 31,6
Międzyrzecki	Międzyrzecz	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	Kotłownia Miejska ul. Fabryczna 5	węgiel	15,0 / 14,5	15,9 / 17,4	113,6 / b.d	98,8 / b.d
			Kotłownia Obrzyce ul. Poznańska 109	gaz	6,18	4,24 / 1,0	80,0 / b.d	59,7 / b.d
	Skwierzyna	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Skwierzynie	7 kotłowni systemów lokalnych niskoparametrycznych ZEC / 3 kotł. systemowe	brykiety	4,82 / 4,54	4,31 / 3,18	29,4 / b.d	33,35 / 27,0
Strzelecko-drezdeński	Strzelce Krajeńskie	SEC Strzelce Krajeńskie	C. ul. Wyzwolenia 18	węgiel	7,44	7,44	56,4 / 48,0	49,1 / b.d.

* - dane uwzględniają współpracę ze Stadtwerke Frankfurt nad Odrą

5.2.1.2 Charakterystyka sieci ciepłowniczych

Na obszarze województwa lubuskiego sieci ciepłownicze rozprowadzające ciepło na terenie miast wyposażonych w systemy ciepłownicze, w okresie mniej więcej do 1990 roku były wykonywane w technologii tradycyjnej kanałowej lub rzadziej w układzie sieci napowietrznych. Po 1990 roku zaczęto stosować nowoczesną technologię rur preizolowanych. Obserwuje się znaczne zróżnicowanie udziału nowoczesnych, niskostratnych sieci preizolowanych w poszczególnych systemach. Porównując stan techniczny sieci i skalę rozwoju i modernizacji systemów ciepłowniczych w latach 2007, 2012 i 2016 zauważa się wyraźny wzrost udziału sieci wykonanych w preizolacji. W skali całego województwa (według udostępnionych danych) udział ten wzrósł o 12% z 36 do 48% w okresie 2007 – 2012 oraz o dalsze 10% w okresie 2012 - 2016, przy czym w pierwszym okresie decydujący wpływ na to miały dynamicznie rozwijające się i modernizowane systemy ciepłownicze Gorzowa i Zielonej Góry, których długość stanowi blisko $\frac{2}{3}$ stanu sieci w województwie. Obecnie w coraz większym zakresie dotyczy to małych systemów. W szczególności znaczne zmiany nastąpiły w Słubicach, gdzie nastąpiło połączenie systemów Słubic i sąsiadującego Frankfurtu nad Odrą.

W tabeli poniżej przedstawiono podstawową charakterystykę sieci, a na wykresie 5-1 ich długości u poszczególnych dystrybutorów w układzie technologii budowy (tradycja/preizolacja).

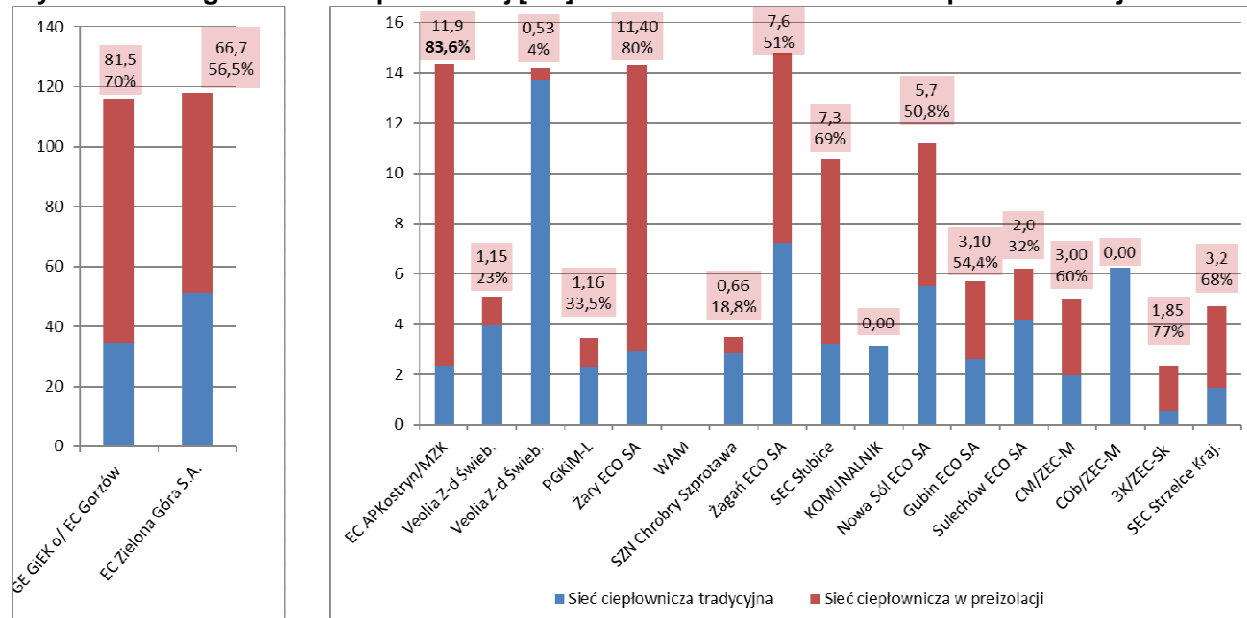
Tabela 5-13 Długości sieci ciepłowniczych, udział sieci w preizolacji

Powiat	Gmina	System ciepłowniczy – dystrybucja ciepła	Stan 2012		Stan 2016 / 2017		
			Długość sieci ciepłowniczej [km]	% sieci w preizolacji	Długość sieci ciepłowniczej [km]	w tym sieć preizolowana [km]	% sieci w preizolacji
Gorzów Wlkp.	Gorzów Wlk.	PGE GiEK o/ EC Gorzów	102,4	66%	116,0	81,5	70,3%
Gorzowski	Kostrzyn nad Odrą	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	12,03	66%	14,33	11,98	83,6%
Zielona Góra	Zielona Góra	EC Zielona Góra S.A.	110,08	39%	118,0	66,7	56,5%
Świebodziński	Świebodzin	Veolia Poznań SA Zakład Świebodzin Os. Łużyckie	5,101	23%	5,10	1,148	23,0%
Świebodziński	Świebodzin	Veolia Poznań SA Zakład Świebodzin c. ul. Świerczewskiego	14,21	4%	14,21	0,529	4%
Żarski	Lubsko	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Lubsku Sp. z o.o.	3,46	30%	3,46	1,16	33,5%
Żarski	Żary miasto	ECO SA	13,92	81%	14,3	11,40	80 %
Nowosolski	Kożuchów	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	b.d.	b.d.		b.d.	
Żagański	Szprotawa	SZN Chrobry Sp. z o.o. Szprotawa	3,59	16%	3,50	0,66	18,8%
Żagański	Żagań	ECO SA	13,88	47%	14,8	7,6	51,0%

Analiza stanu realizacji SEWL
Załącznik 1
Analiza stanu istniejącego systemów energetycznych

Powiat	Gmina	System ciepłowni- czy – dystrybucja ciepła	Stan 2012		Stan 2016 / 2017		
			Długość sieci cie- płowniczej [km]	% sieci w preizolacji	Długość sieci cie- płowniczej [km]	w tym sieć preizo- lowana [km]	% sieci w prei- zolacji
Słubicki	Słubice	SEC Słubice Sp. z o.o.	7,82	48%	10,533	7,303	69%
Sulęciński	Sulęcín	Komunalnik Sp. z o.o.	3,1	0%		0	
Nowosól- ski	Nowa Sól miasto	ECO SA	11,22	46%	11,22	5,7	50,8%
Krośnień- ski	Gubin miasto	ECO SA	5,53	54%	5,70	3,1	54,4
Zielono- górski	Sulechów	ECO SA	11,31	20%	6,2	2,0	32,2%
Między- rzecki	Międzyrzecz	ZEC Sp. z o.o. K. ul. Fabryczna 5	4,97	60%		3,0	60%
Między- rzecki	Międzyrzecz	ZEC Sp. z o.o. C. Obrzyce	6,244	0%		0	
Strzelec- ko - drez- denecki	Skwierzyna	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Skwierzynie	2,626	54%	2,38	1,85	77%
Strzelec- ko - drez- denecki	Strzelce Krajeńskie	SEC Strzelce Kraj.	3,00	50%	4,7	3,2	68%
Województwo lubuskie – suma			333,8	48%	358,7	208,8	58,2%

Wykres 5-1 Długość sieci ciepłowniczej [km] ze wskazaniem udziału sieci preizolowanej



5.2.1.3 Realizacja planów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych

Stopień realizacji zamierzeń modernizacyjnych i rozwoju systemów ciepłowniczych z okresu 2012 – 2017 oraz plany przyszłościowe zestawiono w poniższej tabeli.

Tabela 5-14 Planowane / zrealizowane działania od roku 2012

Planowane działania modernizacja / rozbudową	Rok - Zakres realizacji	Efekt / kontynuacja / nowy zakres
ECO S.A.		
Gubin		
– rozbudowa układów odpylania kotłów	2015 – K1051 Modernizacja układu odpylania kotłów WR-2,5 i WR-5/2	
– zabudowa gazowego układu kogeneracyjnego (ok. 0,5 MW _e + 0,5 MW _t) z równoczesną likwidacją jednego kotła WR5	brak	
– budowa nowego odcinka sieci ciepłowniczej, który zastąpi odcinek sieci przy rzece Lubszy	2012 – węzły +przyłącza	
Nowa Sól		
– zabudowa gazowego układu kogeneracji o mocy ok. 2 MW _t + 2 MW _e	2012 – mapy, uzgodnienia projekt zagospodarowania 1,965 MW _t + 1,7 MW _e	
– modernizacja układów odpylania kotłów,	2013 – dla WR-10 2014 – dla WR-5	
– modernizacja układów elektrycznych oraz sterowania kotła WR-10	2013 - modernizacja systemu automatyki kotłowni systemowej	
Sulechów		
– likwidacja kotłowni z ul. Tkackiej i włączenie sieci ciepłowniczej zlikwidowanej kotłowni do systemu ciepłowniczego zasilanego z modernizowanej kotłowni przy ul. Mieszka I	2012 – przebudowa kotłowni K-1061 (Mieszka) budowa magistrali 1,17 km do K-1062 (Tkacka), likwidacja kotłowni	zmniejszenie kosztów wytwarzania, poprawa sprawności i pewności dostaw ciepła dla odbiorców
– Kotłownia K-1603 ul. Łąkowa - modernizacja kotła WCO-80 mająca na celu zwiększenie mocy oraz sprawności wytwarzania ciepła	2013 - modernizacja kotła WCO-80/3 wraz z instalacją odpylania oraz wymiana instalacji odpylania dla WCO-80/2	
– modernizacja układów odpylania	2015/2016 – K-1061 Modernizacja układu odpylania 4 kotłów WCO-80	
Żary		
– zabudowa gazowego układu kogeneracji o mocy ok. 2 MW _t i 2 MW _e	2012 - brak	
– rozbudowa układu odpylania kotłów	2014/ 2015 - K-1002 Modernizacja układu odpylania kotła WR-10 w zakresie dostawienia filtrów workowych	
Żagań		
– zabudowa gazowego układu kogeneracji o mocy ok. 2 MW _t i 2 MW _e , z jednoczesną likwidacją kotła WR10	brak	

Planowane działania modernizacja / rozbudową	Rok - Zakres realizacji	Efekt / kontynuacja / nowy zakres
– modernizacja układów odpylania	2014 - Modernizacja układu odpylania kotła WR-10 2015 - K-1301 Przebudowa instalacji odpylania kotła WR-5/3	
SEC Słubice		
– rozbudowa układów odpylania kotłów		
– modernizacja kotła WR-5 – modernizacja układu technologiczno-hydraulicznego – modernizacja + rozbudowa sieci ciepłowniczej	2013 - realizacja	
– modernizacja ciepłowni przy ul. Folwarcznej, w tym: budowa nowego kotła WR-8M w technologii ścian szczelnych, – Budowa sieci ciepłowniczej łączącej system ciepłowniczy SEC z systemem Stadwerke Frankfurt	2014 - realizacja	
MZK Sp. z o.o. Kostrzyn nad Odrą		
– podłączenie nowych odbiorców - prognozowany wzrost mocy zamówionej 1,6 – 2,0 MW w okresie 2-3 lat	Plan na lata: 2017-2020	Warunkowa zgoda APK na 2 – 2,5 MW

5.2.2 Kotłownie lokalne

Jednym z kroków przeprowadzonych w celu oceny wielkości zapotrzebowania mocy i energii niezbędnej na pokrycie potrzeb cieplnych na terenie województwa i sposobu ich pokrycia, było sporządzenie inwentaryzacji kotłowni lokalnych działających na jego terenie wraz z oceną zmian jakie zaszły w okresie ostatnich czterech lat.

Inwentaryzacji podlegały znaczące obiekty przemysłowe oraz obiekty użyteczności publicznej będące pod zarządem gmin i powiatów.

Wynikiem przeprowadzonej inwentaryzacji jest zestawienie źródeł ciepła ujęte w załączniku do opracowania w tabelach Z-5-1, Z-5-2 i Z-5-3.

Procesem ciągłym jest modernizacja lokalnych kotłowni węglowych na wysokosprawne, niskoemisyjne nowoczesnej konstrukcji lub modernizacja związana z przejściem na inne paliwo (np. gaz ziemny, olej opałowy, odnawialne źródła energii /OZE/) lub likwidacja kotłowni i podłączanie zasilanego obiektu do systemu ciepłowniczego.

5.2.3 Rozwiązania indywidualne

Odbiorcy indywidualni pokrywają swoje potrzeby grzewcze także poprzez wykorzystanie energii chemicznej paliwa stałego, w tym przypadku węgla kamiennego, spalając go we własnych kotłach węglowych lub piecach kaflowych.

Źródło takiej energii grzewczej jest głównym emitorem tlenków węgla do atmosfery, ze względu na niedoskonały proces spalania i powstawanie innych zanieczyszczeń gazowych (tzw. „niska emisja”).

Mniejsza grupa mieszkańców wykorzystuje do ogrzewania olej opałowy, gaz ziemny, gaz płynny czy energię elektryczną. Główną przyczyną takiego stanu są wysokie koszty tych paliw w porównaniu z paliwem stałym.

Odpady drzewne, jak i samo drewno, również są wykorzystywane w procesie ogrzewania mieszkań czy budynków jednorodzinnych, jako paliwo dodatkowe.

Coraz częściej stosowane jest wykorzystywanie OZE (kolektory słoneczne, pompy ciepła), jako rozwiązań wspomagających wytwarzanie energii z wykorzystaniem paliw kopalnych.

5.2.4 Zapotrzebowanie na ciepło i sposób jego pokrycia – bilans stanu istniejącego

Zapotrzebowanie na moc cieplną na terenie całego województwa lubuskiego oszacowano w 2016 roku na poziomie około 4 070 MW, przy rocznym zużyciu energii na poziomie 25 700 TJ.

Obserwacja zmian (według udostępnionych, niepełnych danych od przedsiębiorstw energetycznych), jakie miały miejsce w zakresie zapotrzebowania na nośniki energii (ciepło, gaz sieciowy, energia elektryczna), tj. poziom mocy zamówionej i wielkość rocznego zużycia jej nośników, w zestawieniu z charakterystyką rozwoju zabudowy wskazują na następujące wnioski:

- Pojawianie się nowych odbiorców szczególnie w strefie zabudowy mieszkaniowej nieznacznie wpływa na poziom zapotrzebowania na nośniki energii w systemach ciepłowniczych i gazowniczych. Przyrosty zapotrzebowania ciągle jeszcze równoważone są poprzez prowadzone działania termomodernizacyjne i proefektywnościowe.
- Wahania poziomów zużycia energii cieplnej i gazu ziemnego w skali roku mieszczą się średnio w granicach $\pm 5\%$ i są ściśle związane ze zmiennością warunków meteorologicznych.

W związku z powyższym można przyjąć, że poziom sumarycznego zapotrzebowania na energię cieplną uległ minimalnej zmianie (rzędu 2 ÷ 3%). Wystąpiły jedynie pewne przesunięcia jeśli chodzi o sposób pokrycia tego zapotrzebowania. Według zidentyfikowanych działań widoczne to jest w szczególności, jako obniżenie zapotrzebowania z wykorzystaniem ogrzewania węglowego (efekt działań w kierunku obniżenia niskiej emisji, modernizacja kotłowni lokalnych) oraz równoległe wzrost wykorzystania OZE jako układów wspomagających (kolektory słoneczne, pompy ciepła).

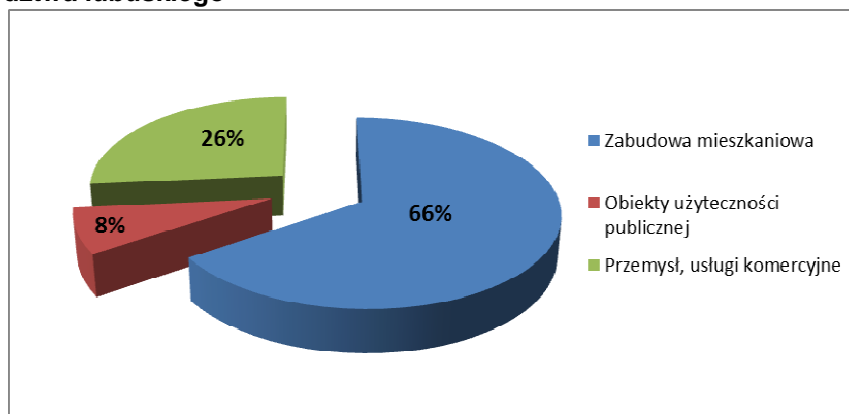
Bilans zapotrzebowania mocy cieplnej [MW] dla województwa z podziałem na kategorie odbiorców ciepła i sposoby jego pokrycia przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 5-15 Zapotrzebowanie mocy cieplnej na obszarze województwa lubuskiego [MW]

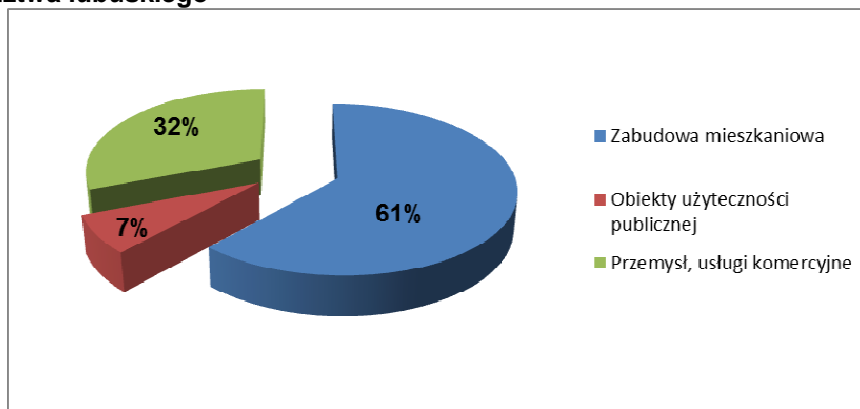
Wyszczególnienie		Gaz sieciowy	Centralny system ciepłowniczy	Wyspowe systemy ciepłownicze	Ogrzewanie węglowe	Inne paliwo	Odnawialne źródła energii	Razem
Budownictwo mieszkaniowe		467,5	282,0	148,8	1 452,6	313,9	6,2	2 670,0
Obiekty użyteczności publicznej		98,6	61,8	15,3	107,9	30,1	6,6	320,3
Przemysł, usługi	c.o. + c.w.u.	649,0	56,2	12,9	78,1	12,0	22,7	830,9
i handel	technologia	50,6	17,0	6,9	28,7	4,2	141,4	248,9
Ogółem wg stanu na 2016 r.		1 266	417	184	1 667	360	177	4 070
Ogółem wg stanu na 2011 r.		1 280	412	184	1 754	360	170	4 160

Powyższe wielkości obrazują stan zapotrzebowania szczytowej mocy cieplnej przez odbiorców z obszaru całego województwa, a udział poszczególnych grup odbiorców w poborze zapotrzebowania mocy i wielkości zużycia energii przedstawiono na poniższych wykresach.

Wykres 5-2 Udział poszczególnych grup odbiorców w zapotrzebowaniu na moc cieplną z terenu województwa lubuskiego



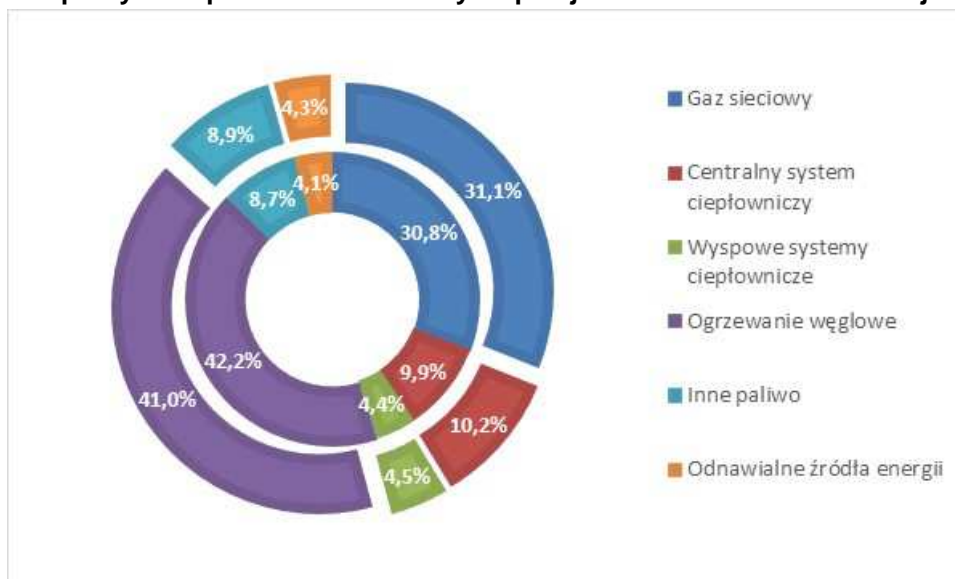
Wykres 5-3 Udział grup odbiorców w zużyciu energii na pokrycie potrzeb cieplnych z terenu województwa lubuskiego



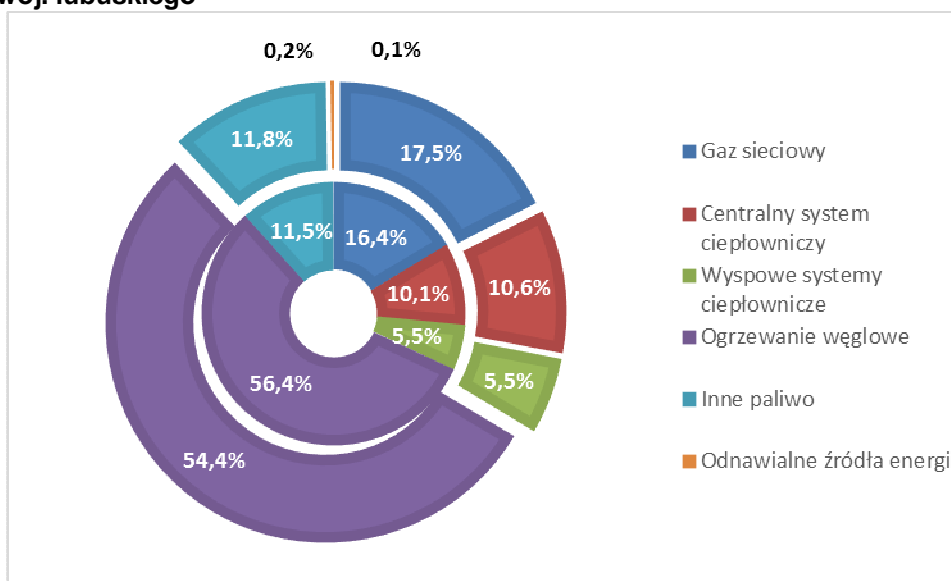
Sposób pokrycia tego zapotrzebowania obrazują wykresy 5-4 i 5-5 uwzględniające potrzeby wszystkich odbiorców oraz potrzeby zabudowy mieszkaniowej. Zaprezentowany układ

pierścieniowy wykresów daje zestawienie porównawcze sposobu pokrycia według stanu na rok 2011 (pierścień wewnętrzny) i 2016 (pierścień zewnętrzny).

Wykres 5-4 Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej dla odbiorców z terenu woj. lubuskiego



Wykres 5-5 Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej dla zabudowy mieszkaniowej z terenu woj. lubuskiego



5.2.5 Ocena stanu zaopatrzenia województwa w ciepło

Centralne systemy ciepłownicze charakteryzują się wysoką efektywnością wytwarzania i przesyłu ciepła. W źródłach systemowych, przy pracy praktycznie w całym okresie eksploatacji, wykorzystywane są nowoczesne, wysokosprawne bloki parowo-gazowe. Umożliwiło to uruchomienie w lutym 2017 nowego bloku gazowo-parowego w EC Gorzów. W obrębie systemów sieciowych w sposób ciągły prowadzona jest modernizacja zarówno węzłów ciepłowniczych, jak i powiększany jest udział zmodernizowanych sieci preizolowa-

nych. W 2016 osiągnięty został średni poziom 58% sieci wykonanych w preizolacji (wzrost w stosunku do roku 2012 o 10%).

Ciekawym rozwiązaniem jest nawiązanie współpracy transgranicznej systemów ciepłowniczych działających na terenie przygranicznych miast Słubice i Frankfurt nad Odrą. Zrealizowana wspólnie inwestycja połączenia systemów ciepłowniczych obu miast pozwoliła na zoptymalizowanie warunków pracy obu źródeł. Zastosowano rozwiązanie obejmujące podawanie ciepłej wody w sezonie letnim ze Słubic do Frankfurtu, a w sezonie grzewczym - ciepło z Frankfurtu uzupełnia potrzeby odbiorców w Słubicach. Umożliwi to w przyszłości rozszerzenie obszaru oddziaływania systemów przy braku konieczności rozbudowywania źródeł ciepła.

Część węglowych źródeł systemów wyspowych pozostaje jeszcze w niezadowalającym stanie technicznym, zaś eksploatowane sieci ciepłownicze pozostające ciągle jeszcze w znacznym stopniu w technologii tradycyjnej, kanałowej, są w złym stanie technicznym. Dotyczy to głównie systemów, które pozostały w gestii gmin.

W większości źródeł systemowych istnieją rezerwy mocy zainstalowanej pozwalające na bezproblemowe przyłączanie nowych odbiorców do rozwijającego się systemu ciepłowniczego.

W ostatnim okresie nastąpiło wyłączenie z eksploatacji zamortyzowanych i będących w złym stanie technicznym, jednostek kotłowych stanowiących o nadmiernym poziomie rezerw mocy zainstalowanej.

Nie zostały zrealizowane plany rozwoju dotyczące zastosowania małych układów kogeneracyjnych dla wybranych źródeł systemowych pracujących w systemie pracy całorocznej, gdzie zapotrzebowanie dla sezonu grzewczego wahało się w granicach 0,5 do 2 MW.

Ciągle jeszcze istotnym niekorzystnym elementem w analizie całości zagadnień dotyczących zaopatrzenia w energię ciepłą jest utrzymujący się wysoki udział węgla spalane w niskosprawnych urządzeniach w kotłowniach lokalnych i indywidualnych.

5.3 System elektroenergetyczny

5.3.1 Charakterystyka przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze województwa

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., (zwana dalej PSE S.A.), jest spółką z siedzibą w Konstancinie-Jeziornej, która zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE-47-58(5)/4988/2007/BT z dnia 16 czerwca 2014 r., została wyznaczona Operatorem Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r.

Głównym celem działalności PSE S.A. jest świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej oraz zapewnianie bezpiecznej i ekonomicznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a także zapewnianie współdziałania tego systemu z innymi systemami elektroenergetycznymi, z którymi jest połączony. Jako operator systemu przesyłowego wymienione przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, jest odpowiedzialne za:

- ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym;
- bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu;
- eksploatację, konserwację i remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Do obowiązków operatora systemu przesyłowego należy również bilansowanie systemu polegające na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów zarządzanie ograniczeniami systemowymi odbywa się w zakresie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej.

Operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze województwa lubuskiego jest spółka ENEA Operator Sp. z o.o. powstała w grudniu 2006 roku jako spółka zależna ENEA S.A., z której została wydzielona zgodnie z dyrektywą 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 96/92/WE.

Przedsiębiorstwo prowadzi działalność na podstawie koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 28 czerwca 2007 r. DEE/50/13854/W/2/2007/PKo z późn. zm., ważnej do dnia 1 lipca 2030 r. ENEA Operator Sp. z o.o. została wyznaczona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu dystrybucyjnego w dniu 30 czerwca 2007 r. na okres od 1 lipca 2007 r. do 1 lipca 2030 r.

Najważniejszym obowiązkiem wymienionej spółki jest zapewnienie odbiorcom ciągłego dostępu do wysokiej jakości energii elektrycznej. Jej obowiązkiem jest:

- dbałość o rozwój i systematyczne ulepszanie infrastruktury dystrybucyjnej w celu poprawiania jakości świadczonych usług,

- planowanie rozwoju sieci z uwzględnieniem popytu na energię elektryczną oraz rozwoju mocy wytwórczej przyłączonych obiektów,
- pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych sprzedawcom energii, wykonywania procedur zmiany sprzedawcy,
- zapewnienie bezpieczeństwa infrastruktury,
- zakup energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych na przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasadach.

Działania przedsiębiorstwa skupiają się obecnie w następujących obszarach:

- przyłączanie nowych odbiorców zapewniających wzrost sprzedaży usług dystrybucji,
- zmniejszenie strat w dystrybucji energii, stosowanie profilaktyki sieciowej,
- prowadzenie ruchu i utrzymanie sieci w odpowiednim stanie technicznym, poprawa jakości i pewności zasilania, poprawa bezpieczeństwa obsługi urządzeń elektroenergetycznych, rozwój systemów informatycznych i telekomunikacyjnych, a także środków transportu,
- działania z zakresu zmniejszenia negatywnego wpływu wykorzystywanych urządzeń na środowisko.

Funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarach związanych z zasilaniem obiektów kolejowych pełni PKP Energetyka S.A., przekształcona z PKP Energetyka Sp. z o.o. Spółka została wyznaczona OSD w dniu 14 marca 2008 r. na okres do 31 grudnia 2030 r. Koncesja Nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS na dystrybucję energii elektrycznej została udzielona przedsiębiorstwu w dniu 25 lipca 2001 r. i jest ważna do 31 grudnia 2030 r. Przedsiębiorstwo wchodzi w skład Grupy PKP, ale stanowi samodzielny podmiot prawa handlowego. Jest ogólnopolskim dostawcą energii elektrycznej, przede wszystkim w formie tzw. energii trakcyjnej, na potrzeby odbiorców kolejowych. Należy też do największych krajowych odbiorców energii elektrycznej (3,4% zużycia krajowego). Przedsiębiorstwo posiada sieć dystrybucyjną na terenie całego kraju, zlokalizowaną zarówno w centrach dużych miast, jak i na terenach słabiej zurbanizowanych oraz o niedość rozwiniętej infrastrukturze elektroenergetycznej, dzięki czemu skutecznie uzupełnia ofertę innych dostawców energii elektrycznej. W strukturze przedsiębiorstwa dystrybucją energii elektrycznej zajmuje się Oddział Dystrybucja Energii Elektrycznej w Warszawie, przy czym województwo lubuskie leży w granicach działania Obszaru Zachodniego, obejmującego część dawnego Zachodniego Rejonu Dystrybucji z siedzibą w Poznaniu i Pomorskiego Rejonu Dystrybucji z siedzibą w Szczecinie. Do najważniejszych zadań, jakie postawiło przed sobą omawiane przedsiębiorstwo energetyczne na najbliższe lata należy:

- modernizacja dotychczas eksploatowanych i budowa nowych obiektów zasilania sieci trakcyjnej (głównie podstacje trakcyjnych i linii zasilających podstacje) w ramach modernizacji linii kolejowych,
- uruchomienie działalności w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, obejmujące przede wszystkim udział Spółki w budowie siłowni wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji z wytwarzaniem energii cieplnej oraz wykorzystujących paliwa odnawialne,

- rozbudowa sieci dystrybucyjnej Spółki wynikająca z przyłączania nowych odbiorców energii elektrycznej (głównie podmiotów spoza rynku kolejowego),
- rozbudowa potencjału technicznego służącego do świadczenia usług elektroenergetycznych, w tym modernizacji urządzeń sieci trakcyjnej.

Oprócz wyżej wymienionych koncesje na dystrybucję energii elektrycznej na terenie województwa lubuskiego posiadają: Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o.o. i Arctic Paper Kostrzyn S.A. Ponadto przez teren województwa lubuskiego przebiega linia SN relacji Przemków-Nowa Sól będąca własnością TAURON Dystrybucja S.A.

Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o. o. jest przedsiębiorstwem multienergetycznym, świadczącym usługi w zakresie obrotu i przesyłu energii elektrycznej na napięciu 6 kV i 0,4 kV na terenie przemysłowym STILON i bezpośrednio do niego przyległym. Wymieniona spółka posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej udzieloną decyzją Prezesa URE z dnia 26 listopada 1998 r. Nr PEE/50/40//W/1/98/MS z późniejszymi zmianami, która obejmuje wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta Gorzowa Wielkopolskiego, na obszarze przemysłowym STILON i w jego sąsiedztwie, za pomocą sieci rozdzielczych o napięciu 6 kV i 0,4 kV. Koncesja została udzielona na okres od 30 listopada 1998 r. do 30 listopada 2018 r. W dniu 24 czerwca 2011 r. Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o. o. został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres od dnia 1 września 2011 r. do dnia 30 listopada 2018 r.

Arctic Paper Kostrzyn S.A. prowadzi działalność gospodarczą w zakresie obrotu oraz przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej na podstawie udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 8 grudnia 1998 r. Nr PEE/79/585/U/1/98/AS z późn. zm. Przedsiębiorstwo zostało wyznaczone na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w dniu 4 lutego 2011 r., na okres od 1 kwietnia 2011 r. do 15 grudnia 2018 r. Obszar działania operatora systemu dystrybucyjnego wynika z udzielonej koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, tj. dystrybucja energii elektrycznej na terenie zakładu ARCTIC PAPER KOSTRZYN S.A. oraz terenach bezpośrednio przylegających do terenu zakładu za pomocą sieci rozdzielczych o napięciu 6 kV i 0,4 kV.

Wśród przedsiębiorstw wytwórczych, oprócz wcześniej opisanych Elektrociepłowni Zielona Góra S.A., elektrociepłowni PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów oraz elektrociepłowni Arctic Paper Kostrzyn S.A., kluczową rolę w zasilaniu obszaru województwa lubuskiego odgrywa PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział Zespół Elektrowni Wodnych Dychów w Dychowie (zwana dalej PGE EO S.A. o/ZEW Dychów).

PGE Energia Odnawialna S.A. jest spółką zależną PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Podstawowymi dziedzinami działalności Grupy są: wytwarzanie energii elektrycznej z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) oraz świadczenie Regulacyjnych Usług Systemowych (na mocy umowy z PSE S.A.).

Strategia Grupy zakłada utrzymanie wiodącej pozycji dostawcy Regulacyjnych Usług Systemowych oraz osiągnięcie pozycji krajowego lidera w zakresie produkcji energii odnawialnej wytwarzanej z wiatru i wody. Głównymi kierunkami rozwoju PGE Energia Odnawialna S.A. są inwestycje w dziedzinie energetyki wiatrowej oraz wykorzystanie małych elektrowni wodnych.

Oprócz wymienionych wyżej przedsiębiorstw koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego posiadają przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię w urządzeniach o charakterze odnawialnych źródeł energii, najczęściej w postaci turbin wiatrowych i małych elektrowni wodnych.

5.3.2 System zasilania obszaru – kierunki zasilania z poziomu NN i WN

Na obszarze województwa lubuskiego PSE S.A. eksploatuje następujące linie przesyłowe:

- fragment linii jednotorowej 400 kV relacji Krajnik - Plewiska o długości (w woj. lubuskim) - 123,3 km,
- fragment linii jednotorowej 220 kV relacji Gorzów - Krajnik o długości do granicy województwa - 59,0 km,
- linia jednotorowa 220 kV relacji Gorzów - Leśniów o długości 91,0 km,
- fragment linii jednotorowej 220 kV relacji Leśniów - Mikułowa o długości do granicy województwa - 61,4 km,
- fragment linii jednotorowej 220 kV relacji Leśniów - Żukowice o długości do granicy województwa - 56,1 km,
- fragment linii 220 kV relacji Polkowice – Leszno,
- fragment linii 220 kV relacji Polkowice – Plewiska

oraz następujące stacje elektroenergetyczne NN/WN:

- stacja 220/110 kV Gorzów (symbol GOR) z dwoma autotransformatarami 220/110 kV o mocy 160 MVA każdy,
- stacja 220/110 kV Leśniów k. Zielonej Góry (symbol LSN) z dwoma autotransformatarami 220/110 kV o mocy 160 MVA i jednym autotransformatorem o mocy 125 MVA (zainstalowany w 2013 r.).

Najbliższymi dużymi elektrowniami systemowymi, odgrywającymi zasadniczą rolę w zasilaniu województwa lubuskiego są:

- ➔ Elektrownia Dolna Odra, znajdująca się w strukturze PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra, przyłączona do stacji elektroenergetycznej Krajnik;
- ➔ Elektrownia Turów z siedzibą w Bogatyni, pozostająca w strukturze PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. jako Oddział Elektrownia Turów, przyłączona do stacji elektroenergetycznej Mikułowa.

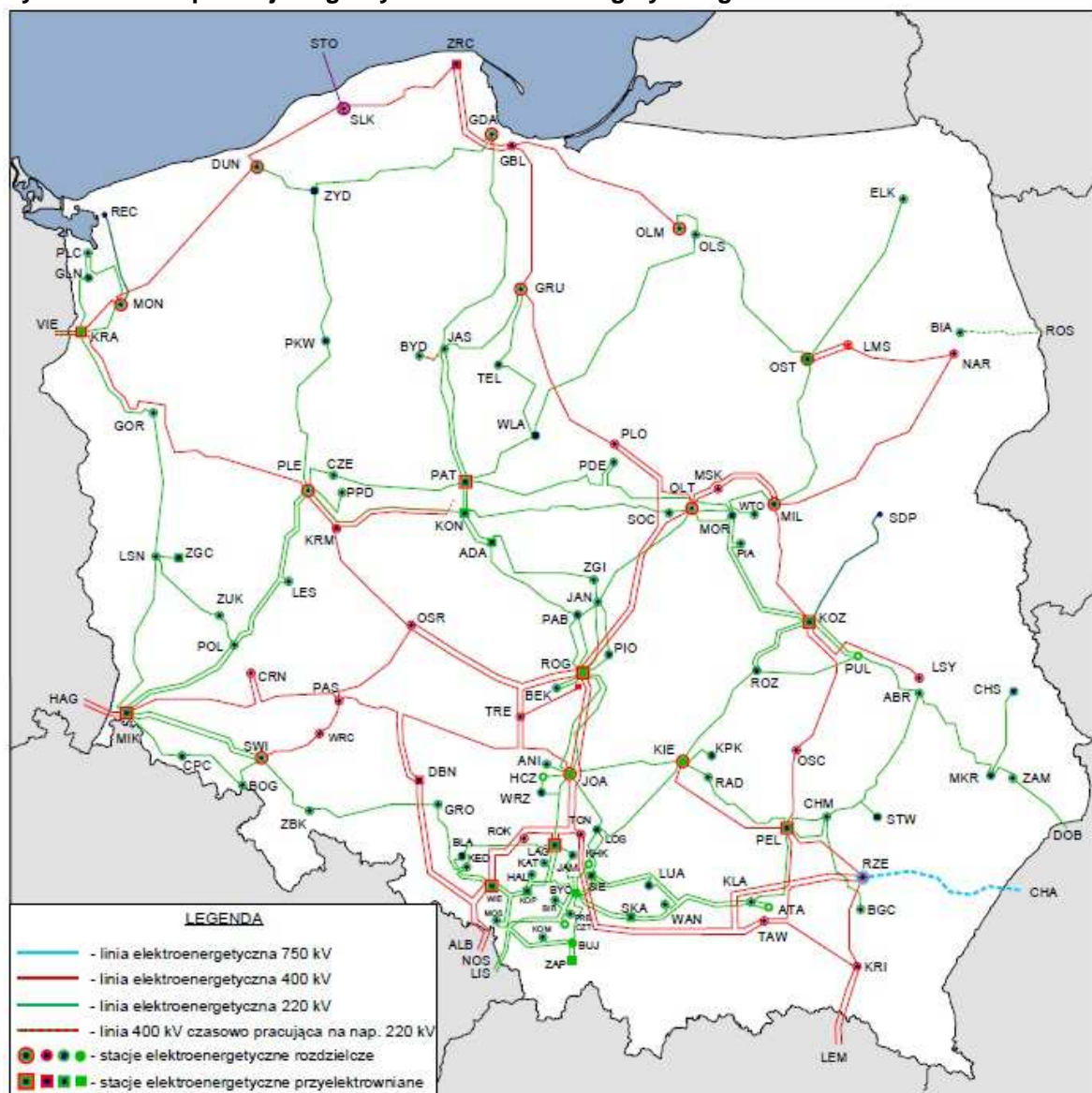
Elektrownia Dolna Odra jest konwencjonalną elektrownią blokową z otwartym układem chłodzenia i podstawowym źródłem energii elektrycznej na Pomorzu Zachodnim. Produkuje energię elektryczną do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz zasila w ciepło miasto Gryfino. Obecnie Elektrownia Dolna Odra dysponuje mocą elektryczną 1362 MW_e (obniżenie w stosunku do roku 2011 – 1772 MW_e) i mocą cieplną 100 MW_t.

Elektrownia Turów jest elektrownią ciepłą, kondensacyjną, blokową z międzystopniowym przegrzewem pary i zamkniętym układem wody chłodzącej. W Elektrowni Turów zainstalowanych jest 6 bloków energetycznych. W latach 2010-2013 wyłączono z eksploatacji bloki 8-10. Paliwem podstawowym jest węgiel brunatny pochodzący z pobliskiej Kopalni Węgla Brunatnego Turów. Bloki nr 1 - 6 współspalają również biomasę leśną i rolną. Moc zainstalowana elektrowni uległa zmianie od 2014 r. i wynosi 1499 MW (1900 MW wg stanu na koniec 2010 r.).

Należy podkreślić, że obydwie wymienione stacje Krajnik i Mikułowa odgrywają zasadniczą rolę w wymianie transgranicznej z niemieckim obszarem systemu UCPTÉ, poprzez połączenia na napięciu 400 kV.

Na poniższym rysunku przedstawiono aktualną mapę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Rysunek 5-1 Mapa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego



Źródło: PSE S.A.

5.3.3 Źródła wytwarzania energii elektrycznej

Podstawowymi źródłami wytwórczymi na obszarze województwa lubuskiego, dostarczającymi większość energii elektrycznej wytwarzanej na jego obszarze, są wcześniej opisane źródła wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu.

Oprócz nich wytwórcą o istotnym znaczeniu dla systemu elektroenergetycznego województwa jest PGE EO S.A. o/ZEW Dychów. Wymieniona jednostka organizacyjna eksploatuje obecnie 16 małych elektrowni wodnych (MEW) o łącznej mocy zainstalowanej około 20 MW oraz Elektrownię Wodną Dychów o mocy zainstalowanej ok. 90 MW (moc osiągalna 85 MW). Modernizacje przeprowadzone od 1992 roku dały znaczny przyrost zdolności produkcyjnej.

W ostatnich latach na obszarze województwa nastąpił dynamiczny przyrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii elektrycznej i jej wykorzystania. Najbardziej dynamiczny rozwój nastąpił w ramach budowy siłowni wiatrowych, dla których łączna moc zainstalowana wynosi ok. 192 MW. Zgodnie z ogólną tendencją należy przewidywać dalsze zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym województwa, co będzie skutkowało koniecznością adekwatnego rozwoju i dostosowania systemu dystrybucyjnego.

Charakterystyka źródeł odnawialnych przedstawiona jest w rozdziale 6.2.

5.3.4 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego (WN/SN)

Sieć rozdzielcza WN/SN na obszarze województwa lubuskiego jest eksploatowana przez odpowiedzialne za dystrybucję energii elektrycznej przedsiębiorstwo ENEA Operator Sp. z o.o. Sieć dystrybucyjna w województwie lubuskim składa się z linii i stacji elektroenergetycznych o napięciach znamionowych 110 kV, 20 kV, 15 kV oraz 0,4 kV.

Elektroenergetyczna sieć rozdzielcza ENEA Operator na napięciu znamionowym 110 kV jest połączona:

- 1) z siecią przesyłową PSE S.A. za pośrednictwem wyżej wymienionych stacji elektroenergetycznych: 220/110 kV Gorzów i 220/110 kV Leśniów;
- 2) z siecią dystrybucyjną TAURON Dystrybucja S.A. za pośrednictwem następujących linii elektroenergetycznych:
 - 110 kV Wschowa - Huta Głogów 2,
 - 110 kV Bytom Odrzański – Żukowice,
 - 110 kV Sława – Żukowice,
 - 110 kV Szprotawa – Przemków,
 - 110 kV Jankowa Żagańska – Bolesławiec;
- 3) z wytwórcami:
 - Elektrownią Wodną Dychów (PGE EO S.A. o/ZEW Dychów) za pomocą transformatorów 110/10,5 kV,
 - PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów (PGE GiEK o/EC Gorzów) za pośrednictwem transformatorów 110/6/6 kV i 110/15 kV,
 - Elektrociepłownią „Zielona Góra” S.A. za pośrednictwem dwóch ciągów kablowych 6 kV relacji EC Zielona Góra - GPZ Energetyków.

System elektroenergetyczny NN i WN województwa lubuskiego przedstawiono na rysunku 5-2. Długość linii elektroenergetycznych 110 kV, wynosi 1239 km, według stanu na 2017 r. Jest to przede wszystkim sieć napowietrzna (sieć kablowa – 1 km). W województwie lubuskim ENEA Operator posiada 50 stacji elektroenergetycznych o górnym napięciu 110 kV (w tym jedna rozdzielnia sieciowa 110 kV). Wykaz linii elektroenergetycznych 110 kV oraz GPZ na obszarze województwa lubuskiego, będących w zarządzie ENEA Operator Sp. z o.o., ujęto w załączniku do niniejszego opracowania (Załączniki do rozdziału 5: Tabela Z-5-4 i Tabela Z-5-5).

Poniżej przedstawiono charakterystykę linii elektroenergetycznych, zlokalizowanych na terenie województwa lubuskiego, należących do ENEA Operator według stanu na lata 2016 i 2017.

Tabela 5-16 Długość sieci elektroenergetycznych ENEA Operator Sp. z o.o. w podziale na poziom napięcia – stan na 2016 i 2017 r.

Wyszczególnienie		Dane za 2016 r.	Dane za 2017 r.
Długość linii WN [km]		1149	1239
Długość linii SN [km]	Łącznie, w tym:	8921	8943
	<i>Napowietrzna</i>	<i>6743</i>	<i>6725</i>
	<i>Kablowa</i>	<i>2178</i>	<i>2218</i>
Długość linii nN [km]	Łącznie, w tym:	10477	10626
	<i>Napowietrzna</i>	<i>5580</i>	<i>5612</i>
	<i>Kablowa</i>	<i>4897</i>	<i>5014</i>

Źródło: dane ENEA Operator Sp. z o.o.

Powyższe dane wskazują na postępujący wzrost długości sieci elektroenergetycznych na terenie województwa lubuskiego – długość sieci wysokiego napięcia wzrosła w ostatnich dwóch latach o 90 km, natomiast łączna długość sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego napięcia wzrosła o 171 km.

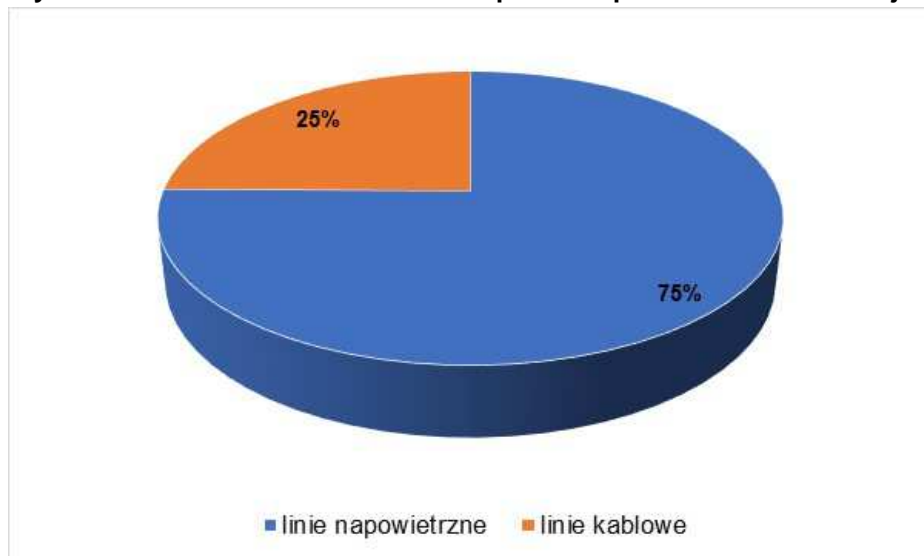
ENEA Operator Sp. z o.o., jako Operator Systemu Dystrybucyjnego na obszarze województwa lubuskiego, systematycznie prowadzi działania mające na celu modernizację i rozbudowę sieci elektroenergetycznych. Od 2011 r. na terenie województwa przeprowadzono szereg działań w zakresie sieci WN, m.in. budowę linii 110 kV: Dychów – Krosno, Krosno – Leśniów, Żary Zakładowa – Żary, Lubiechnia Wielka – Sulęcín, Nowogród- Żary Zakładowa, budowę GPZ Babimost oraz modernizację kilkudziesięciu linii 110 kV i kilku stacji transformatorowych WN/SN skutkującą poprawą stanu technicznego urządzeń.

Sieć SN i nN na terenie województwa lubuskiego, należąca do ENEA Operator Sp. z o.o., składa się z linii napowietrznych i kablowych. Większość sieci SN, działającej na napięciu 15 kV oraz 20 kV, stanowią linie napowietrzne, które w ok. 95% wykonane są przewodami nieizolowanymi. W zdecydowanej większości linie napowietrzne wykonane są w oparciu o linki aluminiowe lub stalowo-aluminiowe. Zdecydowanie rzadziej, incydentalnie w uzasadnionych przypadkach, stosowane są linie SN izolowane. Linie kablowe występują głównie na terenach miejskich. Sieć rozdzielcza SN na terenach większych miast wykonana jest w większości jako sieć kablowa, wyprowadzona bezpośrednio ze stacji transforma-

torowych WN/SN, pracująca w układzie pierścieniowym, z możliwością dwustronnego zasilania odbiorców. Sieć rozdzielcza SN zasilająca pozostałe tereny jest rozległą siecią terenową z liniami napowietrznymi, przebiegającymi w znacznym stopniu przez tereny leśne. Główne ciągi linii napowietrznych tworzą układ pierścieniowy pomiędzy sąsiednimi stacjami WN/SN.

Linie elektroenergetyczne SN to przede wszystkim linie napowietrzne, których długość, według stanu na 2017 r., wynosi 6725 km. Natomiast długość linii kablowych SN wynosi 2218 km. Linie elektroenergetyczne nN to linie napowietrzne – 5612 km oraz linie kablowe - 5014 km.

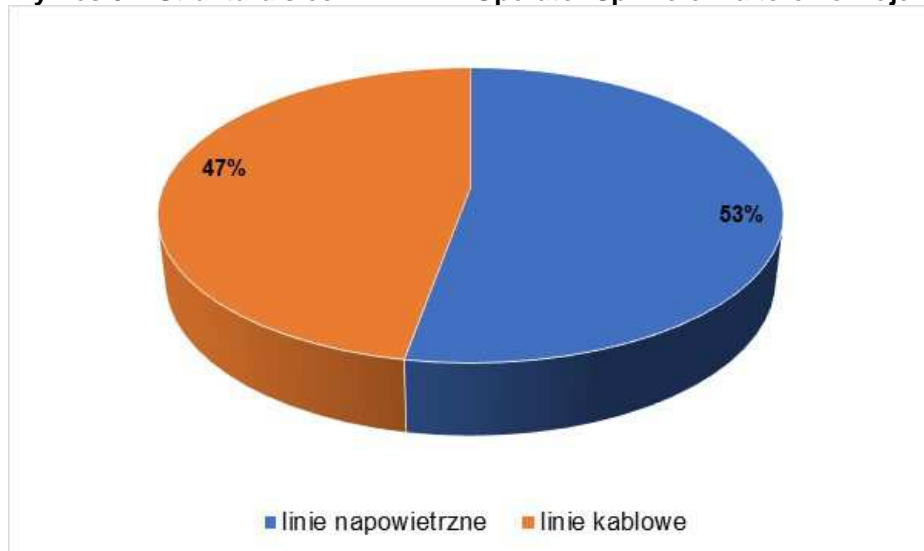
Wykres 5-6 Struktura sieci SN ENEA Operator Sp. z o.o. na terenie województwa lubuskiego



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o. o. - stan na 2017 r.

Linie kablowe stanowią zdecydowaną większość sieci dystrybucyjnej zlokalizowanej na terenach silnie zurbanizowanych. W eksploatacji znajdują się głównie kable aluminiowe o przekrojach 70, 120 i 240 mm².

Wykres 5-7 Struktura sieci nN ENEA Operator Sp. z o.o. na terenie województwa lubuskiego



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o. o. - stan na 2017 r.

Na obszarze zasilania Oddziałów w Zielonej Górze i Gorzowie Wielkopolskim ENEA Operator Sp. z o.o. eksploatuje stacje transformatorowe SN/nN, z których większość to:

- stacje murowane - zlokalizowane głównie na terenach zurbanizowanych,
- stacje małogabarytowe, kontenerowe - ze względu na dużą elastyczność rozwiązań technicznych oraz łatwość i szybkość budowy obecnie najczęściej stosowane w gęstej zabudowie miejskiej,
- stacje słupowe (w tym słupowe uproszczone) - stanowiące większość głównie na terenach wiejskich i pozamiejskich,
- stacje wieżowe - coraz rzadziej spotykane.

Istniejące opomiarowanie w stacjach transformatorowych 110kV/SN umożliwia kontrolę częstotliwości i napięć na liniach 110 kV. Kontrolę parametrów technicznych w sieci niskiego napięcia wykonuje się poprzez przenośne rejestratory instalowane czasowo przez Rejony Dystrybucji w wybranych punktach sieci w zależności od potrzeb.

Według aktualnych danych, PKP Energetyka S.A. na obszarze województwa lubuskiego nie posiada linii elektroenergetycznych WN. Linie elektroenergetyczne SN na terenie woj. lubuskiego, których łączna długość wynosi ok. 340,3 km, to głównie linie LPN (linie potrzeb nietrakcyjnych) rozmieszczone wzdłuż linii kolejowych:

- linia nr 3 Warszawa - Kunowice (LPN o długości ok. 103,1 km),
- linia nr 273 Wrocław - Szczecin (LPN o długości ok. 160,7 km),
- linia nr 351 Poznań - Szczecin (LPN o długości ok. 24,0 km),
- linia nr 358 Zbąszynek - Gubin (LPN o długości ok. 46,0 km – na odcinku Zbąszynek - Czerwieńsk),
- pozostałe linie łącznie ok. 5,0 km.

Główne stacje transformatorowe – podstacje trakcyjne (14 szt. na obszarze woj. lubuskiego) należące do PKP Energetyka S.A. służą do zasilania sieci trakcyjnej oraz odbiorców nietrakcyjnych. Ponadto przedsiębiorstwo posiada na terenie województwa sieć elektroenergetyczną nN. Sieć elektroenergetyczna PKP Energetyka jest systematycznie rozbudowywana oraz modernizowana. Stan techniczny urządzeń określono jako dobry.

Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o.o. zaopatruje w energię elektryczną 69 odbiorców przemysłowych z poziomu średniego (1 odbiorca) i niskiego napięcia, dostarczając im, według danych za 2016 r., 109 472,4 MWh. ENERGO-STIL Sp. z o.o. zakupuje energię elektryczną w ok. 85% od PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów, natomiast pozostała część jest dostarczana przez ENEA Operator Sp. z o.o.

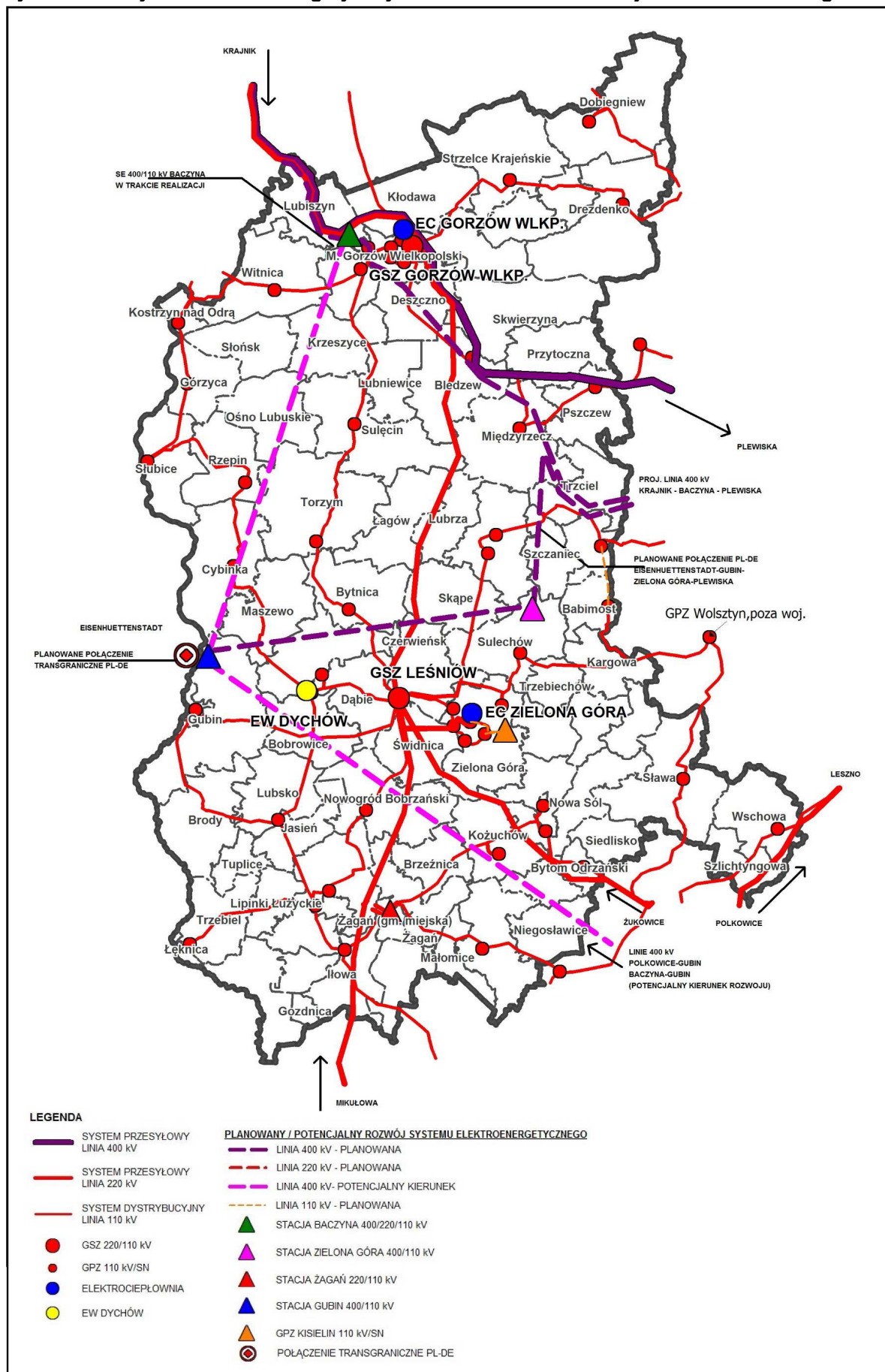
Przedsiębiorstwo eksploatuje łącznie 318,6 km linii elektroenergetycznych, z czego 200 m to linie napowietrzne wysokiego napięcia (WN) 110 kV, znajdujące się w dobrym stanie technicznym - w latach 2013-2014 przeprowadzono modernizację linii. Długość linii kablowych SN wynosi 57,9 km, natomiast linii kablowych nN 260,5 km. W eksploatacji przedsiębiorstwa znajduje się jedna stacja elektroenergetyczna WN/SN wyposażona w dwa transformatory 110/6 kV o mocy 31,5 MVA każdy. Dodatkowo Spółka posiada 58 stacji elektroenergetycznych SN i nN, których stan techniczny oceniono jako właściwy. Stacje te

w większości pracują jako niedociążone. Liczba transformatorów zasilających sieć SN/nN wynosi 124 szt. o łącznej mocy 129,6 MVA.

Przedsiębiorstwo ENERGO-STIL aktualnie nie przewiduje wystąpienia zagrożeń w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Sieć elektroenergetyczna eksploatowana przez spółkę jest sukcesywnie remontowana oraz modernizowana. W planie inwestycji przedsiębiorstwa na lata 2017-2021 znajdują się zadania inwestycyjne związane z wymianą starych urządzeń na nowe, które mają na celu poprawę pewności pracy urządzeń oraz niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców – m.in. planowane jest rozpoczęcie procesu wymiany transformatorów SN/nN w celu eliminacji urządzeń znajdujących się w najgorszym stanie technicznym i tym samym zmniejszenia strat sieciowych.

Infrastruktura dystrybucyjna 6/0,4 kV Arctic Paper Kostrzyn S.A. funkcjonuje wyłącznie na obszarze przedsiębiorstwa spółki i nie ma większego wpływu na kondycję systemu na obszarze województwa. Przedsiębiorstwo eksploatuje linie elektroenergetyczne kablowe o łącznej długości, według stanu na 2014 r., 6,34 km, w tym 4,84 km sieci SN oraz 1,50 km sieci nN. Liczba stacji elektroenergetycznych SN i nN znajdujących się w majątku przedsiębiorstwa wynosi 8 szt. Instalacje elektroenergetyczne SN/nN pozostające w gestii tego przedsiębiorstwa energetycznego są utrzymywane w stanie technicznym dobrym.

Rysunek 5-2 System elektroenergetyczny NN i WN na obszarze województwa lubuskiego



Źródło: opracowanie własne

5.3.5 Bilans zapotrzebowania mocy, źródła pokrycia

ENEA Operator Sp. z o.o. ocenia szczytowe zapotrzebowanie mocy odbiorców zlokalizowanych na obszarze województwa lubuskiego na około 700 MW. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej zdolne są oddać do sieci moc wg danych zawartych w poniższej tabeli. Możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania mocy z instalacji wytwórczych zlokalizowanych na obszarze województwa przedstawiono na wykresie poniżej.

Tabela 5-17 Moc osiągalna wytwórców na obszarze województwa lubuskiego

Źródło	Moc osiągalna [MW] 2011 r.	Moc osiągalna [MW] 2016 r.
EC Zielona Góra S.A.	221,4	198,0
EC Gorzów S.A.	97,5	243,3 **
Arctic Paper Kostrzyn S.A.	~36,0	~36,0
EW Dychów	85,0	85,0
EW Przepływowe ZEW Dychów S.A.	17,3	17,3
Inne (w tym OZE)	51,1	~220,0* (bez EW Dychów i EW Przepływowych ZEW Dychów)
RAZEM	~508	~800

Źródło: opracowanie własne wg danych operatorów instalacji wytwórczych i GUS

* dane URE – stan na 31.12.2016 r.

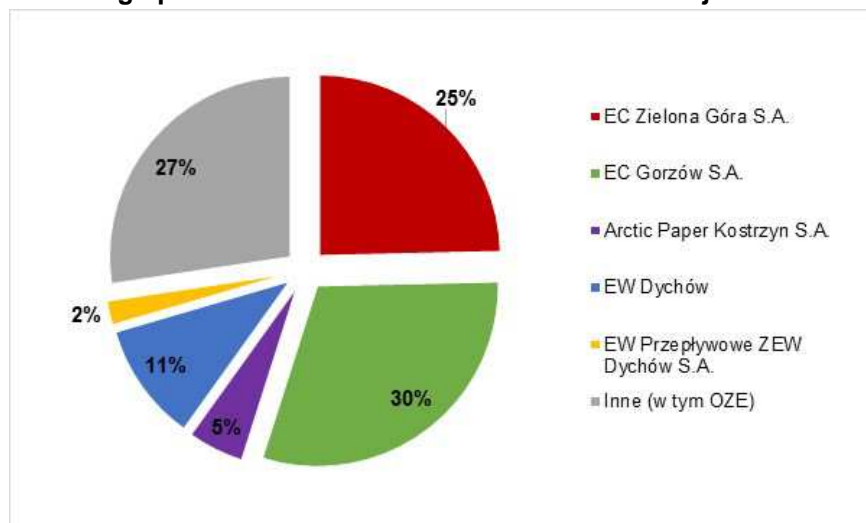
** stan na 2017 r.

Jak wynika z przedstawionych danych moc osiągalna źródeł zlokalizowanych w województwie lubuskim przekracza zapotrzebowanie mocy przez odbiorców, licząc w wielkości mocy zainstalowanej.

Z uwagi na to, że blisko 40% mocy zainstalowana jest w źródłach energii odnawialnej, w tym w EW szczytowo-pompowej oraz elektrowniach wiatrowych, może być ona nie w pełni dostępna w okresie osiągnięcia poziomu zapotrzebowania szczytowego.

Moc zainstalowana źródeł konwencjonalnych stanowi blisko 70% szczytowego zapotrzebowania mocy.

Wykres 5-8 Możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców z terenu województwa lubuskiego przez źródła zlokalizowane na obszarze województwa – 2016 r.



Źródło: opracowanie własne

Należy podkreślić, że dane liczbowe odnośnie mocy osiągalnej są słuszne z teoretycznego punktu widzenia. Praktycznie moc osiągalna źródeł zlokalizowanych na obszarze województwa lubuskiego podlega ograniczeniom, zależnym od chwilowych warunków. Wynika to z faktu, że dominujące źródła są elektrociepłowniami, wymagającymi dla uzyskania mocy osiągalnej optymalnego odbioru ciepła. Również w Elektrowni Wodnej Dychów, posiadającej pewne możliwości regulacyjne dzięki zainstalowanym zespołom pompowym, większość produkcji pochodzi z klasycznej pracy przepływowej, a więc zależy od aktualnie panujących warunków hydrologicznych. Jeszcze bardziej nieprzewidywalne są ewentualne rezerwy w siłowniach wiatrowych. Jest rzeczą skądinąd oczywistą, że aby zapewnić rezerwowanie mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych konieczne jest wybudowanie źródeł konwencjonalnych, lub co najmniej przewidywalnych (np. opalanych biomasą), o niemal takiej samej mocy zainstalowanej jak moc zainstalowana w siłowniach wiatrowych (wg danych niemieckich – rezerwa powinna w praktyce przekraczać 97% mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych). Możliwość uzyskania w warunkach szczytowego zapotrzebowania mocy z istniejących i planowanych siłowni wiatrowych, będzie zatem zależna od chwilowych warunków meteorologicznych.

Przytoczone czynniki wskazują, że pomimo potencjalnej możliwości pokrywania całkowitego zapotrzebowania mocy ze źródeł wytwórczych zlokalizowanych na terenie województwa, w warunkach szczytowego zapotrzebowania może wystąpić deficyt mocy, wymagający dostawy energii z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

5.3.6 Bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej

Na podstawie danych otrzymanych od największych wytwórców sporządzono bilans produkcji energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego w roku 2011 i 2016. Stosowne dane zamieszczono w tabeli oraz w ujęciu graficznym na wykresie.

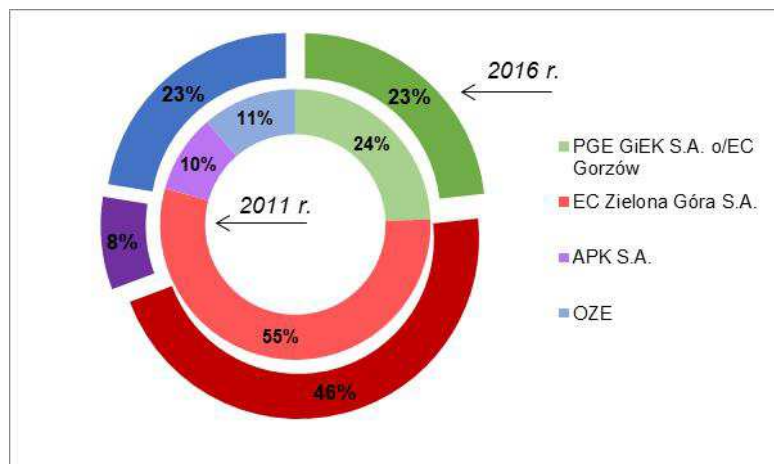
Tabela 5-18 Produkcja energii elektrycznej w województwie lubuskim

Producent	Produkcja energii elektrycznej [MWh] 2011 r.	Produkcja energii elektrycznej [MWh] 2016 r.
PGE GiEK S.A. o/EC Gorzów	584 495	655 104
EC Zielona Góra S.A.	1 315 851	1 298 927
APK S.A.	225 183	234 277
OZE	271 071	631 700*
RAZEM	2 396 600	2 820 008

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: EC ZG S.A., APK S.A. i PGE GiEK S.A. o/EC Gorzów

* wg GUS

Wykres 5-9 Energia elektryczna wyprodukowana w województwie lubuskim – porównanie za lata 2011 i 2016

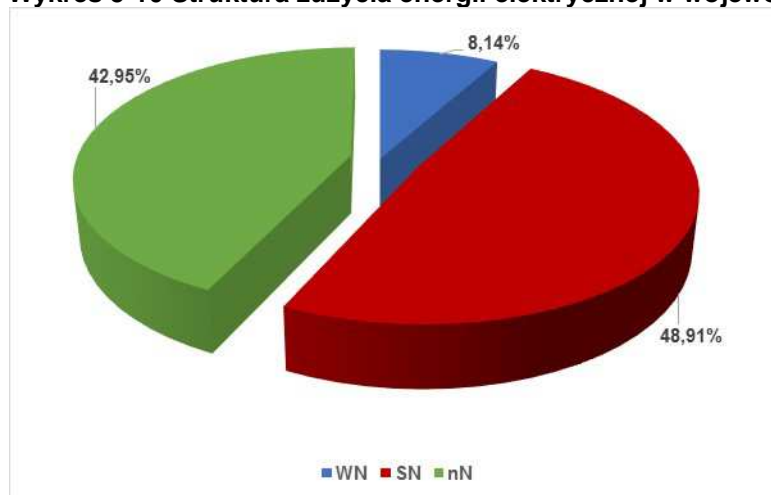


Źródło: opracowanie własne

Jak wynika z tabeli oraz wykresu znaczącymi producentami są: Elektrociepłownia Zielona Góra i Elektrociepłownia Gorzów, zaspokajające ponad połowę zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze województwa (produkcja 1 954 GWh wobec zapotrzebowania na poziomie 3 600 GWh). Ponadto w ostatnich latach nastąpił znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii.

W strukturze odbiorców energii elektrycznej w województwie lubuskim uderzający jest praktyczny brak odbiorców zasilanych z linii WN, co zapewne spowodowane jest brakiem tak rozpowszechnionych w innych regionach kraju zakładów przemysłu ciężkiego, hutnictwa, zakładów górniczych itd. Do 2004 r. jedynym odbiorcą przyłączonym do systemu rozdzielczego WN był wspomniany Zakład Elektroenergetyczny „Energo-Stil” Sp. z o.o. Dopiero w 2005 r. został przyłączony nowo wybudowany zakład firmy Swedwood Polska Sp. z o.o., zlokalizowany na terenie gminy Zbąszynek. Z uwagi na małą ilość odbiorców, udział zużycia odbiorców przyłączonych na WN jest relatywnie mały i nieznacznie przekracza 8%. Największy udział w zużyciu energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego mają odbiorcy przyłączeni na SN, wykorzystujący niemal połowę wolumenu energii elektrycznej zużywanej w województwie. Strukturę zużycia energii elektrycznej na poszczególnych poziomach napięcia na obszarze województwa lubuskiego przedstawiono na poniższym wykresie.

Wykres 5-10 Struktura zużycia energii elektrycznej w województwie lubuskim



Źródło: opracowanie własne wg danych ENEA Operator Sp. z o.o. za 2016 r.

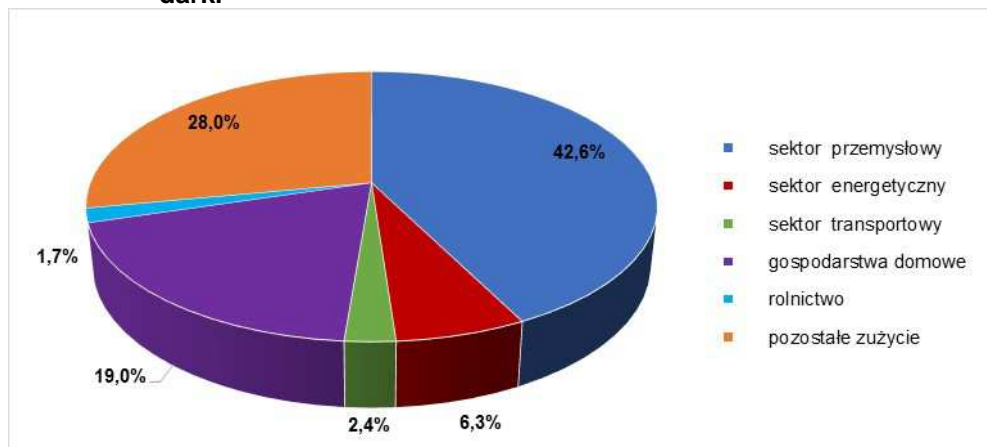
Natomiast w poniższej tabeli i na wykresie przedstawiono strukturę zużycia wg sektorów gospodarki (na podstawie danych GUS).

Tabela 5-19 Zużycie energii elektrycznej w województwie lubuskim wg sektorów gospodarki – porównanie za 2010 r. i 2015 r.

Wyszczególnienie	Dane za 2010 r.		Dane za 2015 r.	
	Zużycie [GWh]	Udział [%]	Zużycie [GWh]	Udział [%]
sektor przemysłowy	1 299	39,5	1 539	42,6
sektor energetyczny	149	4,5	228	6,3
sektor transportowy	118	3,6	88	2,4
gospodarstwa domowe	722	22,0	688	19,0
rolnictwo	50	1,5	61	1,7
pozostałe zużycie	952	28,9	1 013	28,0
ogółem	3 291	-	3 616	-

Źródło: dane GUS

Wykres 5-11 Struktura zużycia energii elektrycznej w województwie lubuskim wg sektorów gospodarki

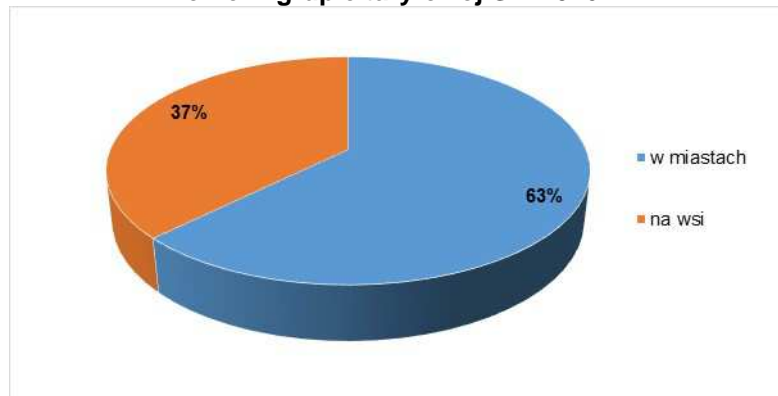


Źródło: dane GUS za 2015 r.

Jak wskazują powyższe dane dominującym sektorem gospodarki w województwie lubuskim pod względem zużycia energii elektrycznej jest przemysł. Natomiast najliczniejszą grupę odbiorców stanowią gospodarstwa domowe. Wg danych ENEA Operator Sp. z o.o.

w 2016 r. przeciętne zużycie na 1 odbiorcę w tej grupie odbiorców wynosiło: 1844 kWh/rok w miastach i 2442 kWh/rok na wsi. Jednakże sumaryczne zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe jest niemal dwukrotnie większe w miastach niż na wsi.

Wykres 5-12 Struktura sumarycznego zużycia energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe i rolne w grupie taryfowej G – 2016 r.



Źródło: opracowanie na podst. danych ENEA Operator Sp. z o.o.

5.3.7 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Jak wcześniej wspomniano w rozdz. 2, ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r., poz. 220 ze zm.), nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii obowiązek sporządzenia dla obszaru swojego działania planu rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zaspokojenia zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię. Zaostrzone wymagania w tym zakresie odnoszą się do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. I tak operator systemu elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego powinien uwzględniać plan rozwoju opracowany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonych elektroenergetycznego.

Poniżej zestawiono zamierzenia inwestycyjne dotyczące obszaru województwa lubuskiego, przewidziane do realizacji w planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego.

Uzgodniony z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki Planu rozwoju **PSE S.A.** w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016- 2025” obejmuje następujące zamierzenia inwestycyjne w zakresie infrastruktury Krajowej Sieci Przesyłowej, planowane na obszarze województwa lubuskiego w perspektywie do 2025 r.:

- ✓ budowa stacji 400/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik - Plewiska – w realizacji;

- ✓ budowa linii 400 kV Krajnik - Baczyna – w realizacji;
- ✓ budowa linii 400 kV Baczyna - Plewiska – rozstrzygnięty przetarg na budowę;
- ✓ rozbudowa stacji 400/110 kV Baczyna w związku z wprowadzeniem linii 400 kV Baczyna – Plewiska;
- ✓ rozbudowa stacji 400/110 kV Baczyna dla przyłączenia FW Strzelce Krajeńskie II;
- ✓ modernizacja stacji 220/110 kV Leśniów – etap II – w realizacji;
- ✓ modernizacja linii 220 kV Mikułowa – Leśniów.

Zgodnie z obowiązującym Planem rozwoju PSE S.A. rozważa również realizację poniższych zamierzeń, określonych jako potencjalne kierunki rozbudowy sieci przesyłowej:

1. Budowa trzeciego połączenia transgranicznego Polska – Niemcy, w związku z którą wystąpi konieczność:
 - budowy stacji 400 kV Zielona Góra,
 - budowy dwóch linii 2x400 kV Zielona Góra w kierunku do nacięcia linii 2x400 kV Plewiska – Baczyna,
 - budowy linii 2x400 kV Zielona Góra – Gubin,
 - budowy stacji 400 kV Gubin wraz z zainstalowaniem dwóch przesuwników fazowych na linii 2x400 kV do Eisenhuettenstadt (Niemcy),
 - budowy linii 2x400 kV Gubin – Granica Państwa,
2. Przyłączenie Elektrowni Gubin do KSE,
3. Budowa nowych punktów redukcyjnych NN/110 kV.

W skierowanym do konsultacji przez PSE S.A. projekcie *Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027* zawarto zamierzenia związane ze wzmocnieniem bezpieczeństwa zasilania południowej części województwa, które znajdują się na etapie uzgodnień:

- budowa stacji 220/110 kV Żagań wraz z wyprowadzeniem linii 220 kV,
- budowa stacji 400/110 kV Zielona Góra, która może być zasilana od strony linii 400 kV Baczyna – Plewiska lub od strony Polkowic.

Ponadto działania związane z rozwojem transgranicznych zdolności przesyłowych – dwutorowe połączenie 400 kV Polska – Niemcy w relacji Eisenhuettenstadt-Gubin-Zielona Góra-Plewiska – zostały w projekcie określone jako rozważane do realizacji w horyzoncie po 2030 r.

ENEA Operator Sp. z o.o. opracowała Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2017-2022. W zakresie projektów inwestycyjnych związanych z przyłączeniem nowych odbiorców wymieniony plan przewiduje:

- przyłączenie odbiorców z III grupy przyłączeniowej o łącznej mocy przyłączeniowej 111,5 MW,
- przyłączenie odbiorców z IV-VI grup przyłączeniowych o łącznej mocy przyłączeniowej 285,2 MW.

W zakresie projektów inwestycyjnych związanych z przyłączeniem nowych źródeł wymieniony plan przewiduje:

- przyłączenie elektrowni wodnych, farm wiatrowych, elektrowni i instalacji fotowoltaicznych, elektrowni gazowej, elektrowni biogazowych o łącznej mocy przyłączeniowej ok. 180 MW,
- przyłączenie mikroinstalacji o łącznej mocy przyłączeniowej 0,3 MW.

W zakresie projektów inwestycyjnych związanych z ponadlokalnym rozwojem sieci dystrybucyjnej wymieniony plan przewiduje:

- przebudowę jednotorowego ciągu liniowego napowietrznego WN-110 kV na odcinku GPZ Krzęcin – GPZ Dobiegniew – GPZ Drawski Młyn z przyłączeniem stacji transformatorowej 110 kV/SN Dobiegniew do nowego ciągu;
- powiązanie nowego punktu transformacji 400/110 kV SE Baczyna z siecią 110 kV ENEA Operator, tj. budowa trzech linii 2-torowych z SE Baczyna w kierunku do linii GPZ Gorzów – GPZ Witnica, GPZ Baczyna – GPZ Sulęcín, kierunek GPZ Kostrzyn oraz GPZ Międzyrzecz.

W zakresie projektów inwestycyjnych związanych z modernizacją i odtworzeniem majątku wymieniony plan przewiduje:

- modernizację linii napowietrznych WN-110 kV następujących relacji:
 - XSK (SE Baczyna)- Skwierzyna - (od słupa rozgałęźnego w kierunku Skwierzyna - linia dwutorowa),
 - Odgałęzienie do GPZ Baczyna,
 - Gorzów - XSK (do słupa rozgałęźnego w kierunku Skwierzyna),
 - Baczyna – Sulęcín,
 - Gorzów – Jedwabie – XMS,
 - Gorzów-Witnica -do słupa 65 linii Witnica-Dębno (przebudowa na linię 2-torową),
 - Witnica(od słupa 65) – Dębno
 - Leśniów – Bytnica – Dębrznica – Sulęcín,
 - Jankowa Żagańska – Bolesławiec,
 - Leśniów – Przylep,
 - Przylep – Krośnieńska,
 - Energetyków – Braniborska,
 - Braniborska – Łużycka,
 - Łużycka – Leśniów,
 - Leśniów - Nowogród Bobrzański,
 - Wschowa – Brzegowa;
- budowa linii napowietrznych WN-110 kV:
 - Babimost – Zbąszynek,
 - Graniczna Braniborska,
 - Gorzów (Baczyna) - do słupa rozgałęźnego w kierunku Skwierzyna,
- modernizacja / rozbudowa stacji 110kV/SN:
 - Międzyrzecz,
 - Żary,

- budowa stacji: GPZ Kostrzyn II, GPZ Skwierzyna II, GPZ Kownaty (na terenie gm. Torzym).

W przypadku realizacji przez PSE S.A. inwestycji polegającej na budowie nowego punktu transformacji 400/110 kV Zielona Góra – plany ENEA Operator uwzględniają zamierzenia:

- wprowadzenie do rozdzielni 110 kV proj. stacji 400/110 kV Zielona Góra linii WN-110 kV relacji GPZ Sulechów – GPZ Babimost – etap I,
- budowę dwutorowej linii WN-110 kV w kierunku GPZ Zielona Góra Braniborska w celu utworzenia dwóch odrębnych ciągów 110 kV dla zasilania stacji 110/SN zlokalizowanych na terenie miasta Zielona Góra – linię przewiduje się poprowadzić nową trasą z wykorzystaniem korytarza dla planowanej linii 110 kV relacji GPZ Zielona Góra Braniborska – GPZ Kisielin – etap II,
- budowę dwutorowej linii WN-110 kV relacji proj. stacja 400/110 kV Zielona Góra – GPZ Nowa Sól Graniczna – etap III.

Ponadto ENEA Operator planuje podejmuje działania mające na celu rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych – projekty typu smart grid, smart metering.

Jednocześnie ENEA Operator ma w swoich zamierzeniach inwestycje, które zamierza wprowadzić do kolejnych Planów Rozwoju:

- ✓ Budowa powiązań 110 kV nowobudowanej stacji PSE 220/110 kV Żagań z siecią dystrybucyjną ENEA Operator:
 - 2-torowa linia w kierunku linii Żagań – Kozuchów (nacięcie relacji),
 - 2-torowa linia w kierunku linii GPZ Jankowa Żagańska – Żagań (nacięcie relacji),
 - 2-torowa linia w kierunku GPZ Żary Zakładowa w tym:
 - wprowadzenie jednego toru do rozdzielni 110 kV Żary Zakładowa,
 - wprowadzenie drugiego toru do rozdzielni 110 kV Budziechów (powiązanie toru z drugim torem 2-torowej linii Żary Zakładowa – Budziechów/Żary i budowa dodatkowej 1-torowej linii relacji Budziechów – Żary Zakładowa).
- ✓ Budowa powiązań 110 kV dla projektowanej stacji PSE 400/110 kV Zielona Góra z siecią dystrybucyjną ENEA Operator:
 - 2-torowa linia w kierunku linii Sulechów – Babimost (nacięcie relacji),
 - 2-torowa linia w kierunku GPZ Kisielin w tym:
 - wprowadzenie jednego toru do rozdzielni 110 kV Kisielin,
 - wprowadzenie drugiego toru dla rozdzielni 110 kV Energetyków.
- ✓ Budowa GPZ Kisielin wraz z powiązaniem z siecią 110 kV (budowa linii 2-torowej).

Realizacja planowanych przedsięwzięć energetycznych będzie możliwe tylko i wyłącznie przy spełnieniu warunków formalno – prawnych inwestycji, w szczególności uzyskania prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane. Zatem celem umożliwienia realizacji dla inwestycji strategicznych, zaleca się umieszczenie ich w Planie Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Lubuskiego, który jest podstawą do zamieszczenia ich w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego miast i gmin.

Planowane przez spółkę ENEA Operator zamierzenia inwestycyjne przyczynią się do rozwoju województwa lubuskiego, wpłyną na zapewnienie bezpieczeństwa oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej, zabezpieczenie pewności pracy sieci dystrybucyjnej, a także zaspokojenie wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną.

W Planie Rozwoju Przedsiębiorstwa **PKP Energetyka S.A.** nie zawarto inwestycji do realizacji na terenie województwa lubuskiego. Jednakże planowane są działania mające na celu modernizację i rozbudowę sieci elektroenergetycznej oraz przyłączanie nowych odbiorców.

Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o.o. posiada plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2017-2021. Spółka nie przewiduje rozwoju działalności elektroenergetycznej poza obszar strefy przemysłowej ZWCh Stilon oraz jej bezpośredniej okolicy. Zadania ujęte w Planie rozwoju związane są z wymianą starych urządzeń na nowe i mają na celu poprawę pewności pracy urządzeń oraz niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Uwzględnione zadania obejmują wymianę elementów sieci, takich jak: wyłączniki średnio i nisko napięciowe wraz z aparaturą sterowniczą i zabezpieczającą, baterie kondensatorów i baterie akumulatorów, które mają wpływ na bezpieczeństwo i pewność dostawy energii elektrycznej dla odbiorców. Zaplanowano również wymianę torów kablowych do dwóch stacji elektrycznych średniego napięcia. Ponadto w latach 2017, 2019 i 2021 planowane jest rozpoczęcie procesu wymiany transformatorów SN/nN w celu eliminacji urządzeń znajdujących się w najgorszym stanie technicznym i tym samym zmniejszenia strat sieciowych.

W Planie uwzględniono także wymianę systemu zdalnego odczytu liczników energii elektrycznej w zakresie oprogramowania oraz sprzętu, ze względu na rosnące wymogi odnośnie pozyskiwania i transmisji danych, a także zakup sprzętu do czyszczenia urządzeń do 36 kV pod napięciem, co umożliwi bezpieczne dokonywanie remontów urządzeń zasilających odbiorców i ograniczy do minimum ewentualne wyłączenia dla potrzeb remontowych. W najbliższych latach planowany jest również zakup przenośnego analizatora parametrów sieci w celu analizy zjawisk występujących u odbiorców.

Arctic Paper Kostrzyn S.A. nie posiada planów przyłączania nowych odbiorców i skupia się na utrzymaniu infrastruktury elektroenergetycznej poprzez prowadzone modernizacje i remonty sieci, starając się zapewnić wysokie standardy pewności zasilania odbiorców.

5.3.8 Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną

Stan techniczny urządzeń sieciowych systemu dystrybucyjnego jest bardzo zróżnicowany. Istniejąca sieć SN i nN jest siecią częściowo wyeksploatowaną, wymagającą bieżących prac eksploatacyjnych oraz sukcesywnego remontu lub modernizacji najbardziej wyeksploatowanych jej elementów, dla zapewnienia ciągłości oraz zachowania wymaganych standardów dostaw energii elektrycznej. Sieć energetyczna na terenach wiejskich jest często przestarzała, co rodzi konieczność jej sukcesywnej planowej modernizacji. Modernizacja polega w szczególności na: wymianie w liniach napowietrznych przewodów gołych

na izolowane, zastępowaniu newralgicznych odcinków linii napowietrznych liniami kablowymi, modernizacji napowietrznych stacji SN/nN poprzez ich wymianę na nowe, wymianie linii kablowych SN z polietylenu nieusieciowanego, wymianie linii kablowych nN jednożyłowych, stosowaniu sterowania zdalnego w głębi sieci, budowie powiązań na różnych poziomach napięć zwiększających elastyczność sieci, czego efektem jest znaczne ograniczenie ewentualnych przerw w dostawie energii elektrycznej.

Istniejące ciągi liniowe są niejednokrotnie bardzo długie, przez co w przypadku zasilania awaryjnego, dla niektórych obszarów, nie zapewniają wymaganych warunków napięciowych. Istnieje również szereg linii zasilających oraz odgałęzień pracujących w układzie promieniowym. Przeważająca część eksploatowanych linii napowietrznych SN wykonana jest przy zastosowaniu przewodów nieizolowanych. Tymczasem doświadczenia eksploatacyjne potwierdzają korzyści ze stosowania linii napowietrznych izolowanych, przede wszystkim ze względu na widoczne zmniejszenie awaryjności linii z przewodami izolowanymi i w osłonie izolacyjnej w porównaniu z awaryjnością linii napowietrznych z przewodami gołymi. Szczególnie ważna jest możliwość przeprowadzenia linii przez tereny zadrzewione i o trudnej lokalizacji. Linie napowietrzne średniego napięcia, z przewodami izolowanymi charakteryzują się małą awaryjnością w bezpośrednim zetknięciu z mokrymi gałęziami drzew, a nawet upadkiem na nie całych drzew. Idealnie sprawdzają się w terenach leśnych i o gęstej zabudowie. Największe zalety linii izolowanych SN to:

- mniejsza awaryjność,
- idealne dla terenów leśnych o gęstym zadrzewieniu,
- lepsze w użytkowaniu od tradycyjnych,
- pewność i niezawodność zasilania odbiorcy nawet w ekstremalnych warunkach klimatycznych i pogodowych,
- przyjazne dla środowiska dzięki węższej przecince leśnej,
- łatwe i szybkie w montażu,
- możliwe w montażu na różnych słupach: drewnianych, betonowych i żelbetonowych,
- koszty budowy linii w porównaniu do otrzymanych efektów są zadawalające,
- zminimalizowane koszty eksploatacyjne.

Na obszarze zasilania ENEA Operator Sp. z o.o. wciąż jeszcze można spotkać kable w izolacji z polietylenu niesieciowanego (termoplastyczne). Osobnym zagadnieniem jest problem rezerwowania stacji jednotransformatorowych 110 kV/SN. Z uwagi na słabo rozwiniętą sieć SN lub jej zbyt małą przepustowość przywrócenie zasilania w przypadku awarii transformatora 110 kV/SN lub linii 110 kV wymaga dużej liczby przełączy w sieci SN, których czas wykonania sięga kilku godzin.

Na parametry techniczne, a szczególnie ciągłość dostaw energii elektrycznej na obszarach wiejskich, duży wpływ ma stan techniczny licznych odgałęzień linii napowietrznych SN. W obszarze sieci miejskich SN dużym problemem są odcinki linii kablowych o niewystarczających przekrojach np. linie kablowe 35mm² Cu. Powyższy stan uniemożliwia wzajemne rezerwowanie się stacji 110/15 kV oraz utrudnia zasilanie odbiorców w przypadku awarii lub prac planowych na stacjach WN/SN.

Zarówno sieć SN jak i sieć nN jest systematycznie modernizowana. Linie kablowe nN na obszarach miejskich pracują w układzie pierścieniowym zapewniającym dwustronne zasilanie załączane ręcznie. Dla poprawienia parametrów dostarczanej energii elektrycznej oraz niezawodności pracy sieci wymieniane są przewody na izolowane o większym przekroju. Sieć eksploatowana jest zgodnie z ogólnie obowiązującymi przepisami eksploatacyjnymi, a także obowiązującymi w Enea Operator Sp. z o.o. - Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej oraz Katalogiem standardowych zabiegów eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej.

Pomimo wyżej opisanych niedostatków, stan techniczny sieci SN i nN można określić jako dobry. Awaryjność urządzeń i sieci utrzymuje się na poziomie poniżej pożądanych wartości mierników awaryjności. Zaniżone parametry techniczne, w stosunku do wymaganych, określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w układzie pracy normalnej nie występują na napięciu SN oraz 110 kV. Natomiast na terenach wiejskich występują obszary zasilane z sieci 0,4 kV o zaniżonym napięciu, wskutek dużego rozproszenia odbiorców oraz wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach rolnych jaki wystąpił w ostatnich latach. Spowodowane jest to wzrostem standardu jakości życia na wsi (np. budowy wodociągów), co skutkuje instalowaniem dużej ilości urządzeń gospodarstwa domowego (pralki, ogrzewacze przepływowe itp.) oraz urządzeń do produkcji rolnej. Istotny problem mogą stanowić stacje, które ze względu na brak możliwości rezerwowania mocy z sąsiednich GPZ-ów, nie spełniają wymogów związanych z pewnością zasilania. Zwiększanie obciążenia w tych stacjach winno odbywać się z uwzględnieniem faktu, że zapewnienie rezerwowych dróg dostawy wymaga przerw w zasilaniu odbiorców, niezbędnych dla wykonania odpowiednich przełączeń w sieci lub jest wręcz technicznie nie do zrealizowania ze względów napięciowych lub ze względu na dopuszczalną obciążalność.

Oceny pewności zasilania dokonuje się na podstawie wskaźników publikowanych przez operatorów systemów. Na podstawie § 41 ust. 3 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.) operatorzy systemów dystrybucyjnych zostali zobowiązani do publikacji wskaźników niezawodności zasilania odbiorców.

Przy wyznaczaniu wskaźników uwzględniono następujące definicje, znajdujące się w ww. rozporządzeniu:

- SAIDI - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- SAIFI - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;

- MAIFI - wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki SAIDI i SAIFI wyznaczane są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Przerwy planowane są to przerwy wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej. Przerwy nieplanowane to przerwy spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej. Przerwy krótkie to przerwy trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty. Przerwy długie to przerwy trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin. Przerwy bardzo długie to przerwy trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny. Przerwy katastrofalne są to przerwy trwające dłużej niż 24 godziny.

W poniższej tabeli przedstawiono wartości przedmiotowych wskaźników za rok 2011 i 2016 dla obszaru zasilania ENEA Operator Sp. z o.o. i PKP Energetyka S.A. Zakład Energoelektryczny „ENERGO-STIL” Sp. z o.o. pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego od 2011 r., dlatego podano jedynie dane za 2016 r. Ponadto w przypadku przedsiębiorstwa Arctic Paper Kostrzyn S.A. wskaźniki czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za 2016 r. mają wartości zerowe w związku z czym nie przedstawiono ich w poniższej tabeli.

Tabela 5-20 Wskaźniki niezawodności zasilania w 2011 i 2016 r.

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	PKP ENERGETYKA S.A.		ENEA OPERATOR Sp. z o. o.		ZE ENERGO- STIL Sp. z o.o.
			2011 r.	2016 r.	2011 r.	2016 r.	2016 r.
1.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej (SAIDI - nieplanowane)	min.	18,70	184,77	362,72	181,88	3,24
2.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej z katastrofalnymi (SAIDI – nieplanowane z katastrofalnymi)	min.	19,92	201,48	366,46	183,53	0,00
3.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy planowanej długiej i bardzo długiej (SAIDI - planowane)	min.	8,41	15,05	139,38	101,97	2,03
4.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich (SAIFI - nieplanowane)	szt.	0,12	4,00	4,86	3,48	0,01
5.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich z katastrofalnymi (SAIFI - nieplanowane z katastrofalnymi)	szt.	0,12	4,01	4,86	3,49	0,00
6.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw planowych długich i bardzo długich (SAIFI - planowane)	szt.	0,06	0,09	0,62	0,58	0,11
7.	Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)	szt.	0,03	8,43	2,14	5,72	0,00
8.	Łączna liczba obsługiwanych odbiorców (suma WN, SN i nN)	szt.	43 930	44 801	2 392 621	2 520 175	74

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o. o., PKP ENERGETYKA S.A. i ZE ENERGO-STIL Sp. z o.o.

5.3.9 Perspektywy rozwoju elektromobilności i wymagania dotyczące infrastruktury zasilającej

Elektromobilność jest pojęciem opisującym całokształt zagadnień związanych ze środkami transportu (w szczególności samochodami osobowymi) napędzanymi energią elektryczną oraz infrastrukturą niezbędną do ich funkcjonowania.

Rynek elektromobilności posiada duży potencjał wzrostowy i może się przyczynić do rozwoju w innych gałęziach gospodarki. Wraz z rozwojem elektromobilności należy się spodziewać uregulowań na poziomie Unii Europejskiej dotyczących napędów elektrycznych, które będą uprzywilejowane względem tradycyjnych silników spalinowych.

Ministerstwo Energii przewiduje, że najpóźniej do 2020 roku pojawią się regulacje, które spowodują, że pojazdy elektryczne staną się konkurencyjne w stosunku do pojazdów spalinowych. Prognozy wskazują, iż na świecie w 2040 roku będzie już 500 mln samochodów elektrycznych. Można się więc spodziewać szybkiego wzrostu zapotrzebowania na te pojazdy. Oczekiwany wzrost zapotrzebowania znacznie przekracza możliwości produkcyjne funkcjonujących dziś na rynku producentów.

Głównymi przeszkodami blokującymi rozwój elektromobilności na terenie Polski jest brak infrastruktury ładowania, wysokie ceny pojazdów oraz ich ograniczony zasięg. Perspektywa braku możliwości doładowania baterii samochodu w sytuacji awaryjnej, spowodowana brakiem infrastruktury, odstrasza wielu potencjalnych nabywców pojazdów elektrycznych.

Plan rozwoju elektromobilności w Polsce stworzony przez Ministerstwo Energii proponuje działania mające na celu rozwinięcie infrastruktury ładowania do poziomu, który zapewni poczucie bezpieczeństwa oraz poczucie, że pojazd elektryczny jest tak samo funkcjonalny jak jego spalinowy odpowiednik. Pod koniec kwietnia 2017 r. Ministerstwo Energii przedstawiło projekt Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, która ma na celu pobudzenie tego sektora w Polsce. Ustawa ta określa ramy prawne dla rozbudowy infrastruktury służącej do ładowania pojazdów elektrycznych oraz tankowania CNG oraz LNG. Plan przewiduje również stworzenie zachęt podobnych do tych funkcjonujących w innych europejskich krajach celem zwiększenia popytu na samochody elektryczne tak, by ich liczba wzrosła do poziomu 1 mln w 2025 roku.

Wysoka cena pojazdów elektrycznych w stosunku do cen pojazdów spalinowych, będąca kolejną blokadą na drodze do ich upowszechnienia, wynika z faktu, że technologie wykorzystywane w samochodach elektrycznych są, ze względu na małą skalę produkcji, znacznie droższe. Można zaobserwować trend spadku cen poszczególnych komponentów. Prognozy Międzynarodowej Agencji Energetycznej zakładają, że w roku 2020 cena akumulatorów będzie stanowiła tylko 55% obecnej ceny.

Ważną rolę w upowszechnieniu samochodów elektrycznych mają instytucje publiczne, które w początkowym okresie powinny stymulować popyt poprzez mechanizmy wsparcia i zachęty wspomniane wcześniej. Takie wsparcie powinno funkcjonować tylko w początkowym okresie rozwoju rynku.

Według Ministerstwa Energii rola instytucji publicznych powinna polegać na wyprzedzaniu trendów w odróżnieniu do oczekiwania na rozwój technologii poza Polską. Takie rozwią-

zanie pozwoli polskim przedsiębiorcom na zostanie dostawcami technologii co wpłynie na powstawanie nowych miejsc pracy. Spodziewany w nadchodzących latach przyrost popularności pojazdów elektrycznych to szansa dla polskich firm na zaistnienie na rynku motoryzacji, co w obecnych warunkach, przy dominacji silników spalinowych, jest bardzo trudne. Polska może wykorzystać tą sytuację i wejść w perspektywiczny obszar działalności.

Niektórym polskim producentom autobusów nawet bez mechanizmów wsparcia ze strony państwa udało się wykonać produkty konkurujące na światowych rynkach. Wiele zagranicznych firm z branży motoryzacyjnej posiada swoje zakłady produkcyjne na terenie Polski, co spowodowało rozwój branży dostarczającej komponentów do samochodów. W przypadku włączenia się Polski w rozwój elektromobilności na świecie, polskie firmy, które na dzień dzisiejszy są jedynie poddostawcami zagranicznych zakładów, będą mogły poszerzyć skalę swojej działalności.

Zwiększenie liczby pojazdów elektrycznych oraz rozwój infrastruktury wykorzystywanej do ich obsługi, pozwoli w przyszłości na optymalizację działania krajowego systemu energetycznego. Baterie samochodowe oraz magazyny energii znajdujące się przy punktach ładowania pojazdów będą mogły zostać wykorzystane jako źródło energii w czasie szczytowego zapotrzebowania, zaś w czasie zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną, występującego w tak zwanej dolinie nocnej - będą ją pobierały.

Rozwój elektromobilności będzie miał również pozytywny wpływ na jakość powietrza w miastach, gdzie duża część zanieczyszczeń powietrza pochodzi z sektora transportu. Zastąpienie części pojazdów spalinowych pojazdami elektrycznymi wpłynie także na zmniejszenie zanieczyszczenia miast hałasem, spowoduje to poprawę zdrowia mieszkańców.

Na dzień dzisiejszy w województwie lubuskim znajdują się dwie stacje ładowania pojazdów elektrycznych. Stacje znajdują się w pobliżu największych miast w województwie, pierwsza w Łupowie, który znajduje się w powiecie gorzowskim oraz druga – w Nowej Soli w powiecie nowosolskim. W nadchodzących latach na rozwoju elektromobilności mogą zyskać firmy związane z motoryzacją działające na terenie województwa.

Na terenie Zielonej Góry rozwijany będzie system transportu niskoemisyjnego wspierany z funduszy europejskiego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020. Ładowanie akumulatorów odbywać się będzie w czasie postoju autobusów w Zajezdni, której zasilanie odbywać się będzie głównie ze zlokalizowanej obok Elektrociepłowni „Zielona Góra” oraz w szybkich ładowarkach zlokalizowanych na pętlach tras autobusowych, gdzie zasilanie realizowane będzie przez ENEA Operator.

Na program „Zintegrowany system niskoemisyjnego transportu publicznego w Zielonej Górze” składa się wiele zadań przedstawionych w tabeli poniżej.

Tabela 5-21 Zintegrowany system niskoemisyjnego transportu publicznego w Zielonej Górze

Lp.	Zadanie	Zakres zadania
1.	Budowa centrum przesiadkowego	Węzeł przesiadkowy z zadaszeniem połączonym z peronami PKP.
2.	Zakup autobusów elektrycznych i z silnikiem diesla EURO-6	64 pojazdy: 47 autobusów elektrycznych i 17 diesli wyposażone w elementy systemu telemetrycznego, 3 pojazdy serwisowe o ładowności do 3,5 t
3.	Przebudowa zajezdni – adaptacja hali obsługi i budowa wiaty z	Przebudowa hal w celu dostosowania do obsługi autobusów elektrycznych, budowa wiaty dla wszystkich pojazdów

Lp.	Zadanie	Zakres zadania
	systemem doładowania	z systemem nocnego ładowania (stanowiska do ładowania).
4.	Budowa infrastruktury elektroenergetycznej i teletechnicznej wraz z przebudową pętli autobusowych dla systemu stacji ładowania autobusów	Niezbędne prace modernizacyjno-remontowe pętli w celu przystosowanie ich do wymagań technicznych procesu doładowania baterii.
5.	Dostawa stacji ładowania	Dostawa infrastruktury ładowania autobusów elektrycznych z elementami systemu telemetrycznego.
6.	System informacji pasażerskiej i zarządzania flotą pojazdów MZK	Modernizacja i rozbudowa systemu informacji pasażerskiej MZK oraz systemu zarządzania.
7.	Budowa i przebudowa pętli oraz peronów przystankowych z infrastrukturą	Przystosowanie infrastruktury pętli autobusowych do obsługi autobusów elektrycznych. Dostosowywanie peronów przystankowych do wielkości pojazdów i potrzeb osób z niepełnosprawnościami

Planowany termin wykonania centrum przesiadkowego to czerwiec 2018 r. natomiast termin wykonania zajezdni MZK przy ulicy Chemicznej oraz wdrożenia autobusów elektrycznych przypada na listopad 2018 r.

Inwestycja wpłynie na zmniejszenie zanieczyszczeń powietrza w obrębie miasta, a ponadto rozpowszechnienie takiego środka komunikacji miejskiej będzie miało korzystny wpływ na grafik zapotrzebowania energii elektrycznej w ciągu doby z powodu zwiększenia poboru energii elektrycznej w okresie nocnym. Inwestycja spełnia również ideę przedstawioną przez Ministerstwo Energii, popularyzując wykorzystywanie pojazdów z napędem elektrycznym.

5.4 System zaopatrzenia w gaz ziemny

System gazowniczy w województwie lubuskim cechuje znaczący stopień złożoności. Składa się na to zarówno struktura i liczba przedsiębiorstw działających na terenie województwa, jak i podział na niezależne systemy, zasilane różnymi rodzajami gazu.

Obszar województwa zaopatrywany jest:

- z krajowego systemu przesyłu gazu wysokometanowego (E) i zaazotowanego (Lw),
- przez import gazu wysokometanowego,
- wykorzystanie gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż krajowych,
- wykorzystanie skroplonego gazu LNG.

5.4.1 Przedsiębiorstwa dystrybucyjne, obrotu gazem, eksploatacyjne – zakres oddziaływania.

Przedsiębiorstwami gazowniczymi działającymi na terenie województwa lubuskiego są:

- w zakresie przesyłu gazu
 - Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.:
 - Oddział we Wrocławiu,
 - Oddział w Poznaniu;
- w zakresie technicznej dystrybucji gazu:
 - Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim (do 2017 r. obszar województwa lubuskiego był obsługiwany przez PSG Sp. z o.o. Oddział we Wrocławiu i Oddział w Poznaniu),
 - EWE Energia Sp. z o.o.,
 - DUON Dystrybucja S.A.;
- w zakresie wydobywania:
 - PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze;
- tranzyt – EuRoPol Gaz S.A.

System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz S.A.

System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa [SGT] na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jest częścią gazociągu biegnącego z Rosji, z półwyspu Jamał, poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej. Projekt SGT zakładał budowę dwóch nitek gazociągu DN1400 o długości około 684,7 km każda. Obecnie przekazana jest do eksploatacji północna nitka gazociągu wraz z pięcioma tłoczniami gazu i stacjami pomiarowymi oraz systemami łączności technologicznej i SCADA. Właścicielem polskiego odcinka SGT jest firma System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. w Warszawie. Funkcje operatorskie pełni natomiast firma OGP GAS-SYSTEM S.A.

Akcjonariuszami Spółki są: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. - 48% akcji, PAO GAZPROM - 48% akcji, Gas-Trading S.A. - 4% akcji.

Gazociąg tranzytowy przebiega na terenie Polski równoleżnikowo, ze wschodu na zachód od granicy białorusko-polskiej, którą przekracza w rejonie miejscowości Kondratki, do granicy polsko-niemieckiej, którą przekracza w rejonie miejscowości Górzycy. Gazociąg biegnie przez następujące jednostki administracyjne kraju: 5 województw (podlaskie, mazowieckie, kujawsko-pomorskie, wielkopolskie i lubuskie) oraz 27 powiatów i 69 gmin.

Podstawowe dane techniczne polskiego odcinka gazociągu tranzytowego:

- ciśnienie robocze - 8,4 MPa,
- długość - 683,9 km,
- średnica 1400 mm,
- przepustowość systemu: obecna (2016 r.) – około 35 mld m³/rok wg GOST ("20°C"),
- 1 punkt wejścia - Kondratki (ID 870001),
- 3 punkty wyjścia - Mallnow (ID 800002), Lwówek (ID 800004), Włocławek (ID 800003),
- 5 tłoczní gazu o łącznej mocy 400 MW - TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły.

W dniu 17 listopada 2010 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję w sprawie wyznaczenia spółki GAZ-SYSTEM S.A. na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego na okres do 31 grudnia 2025 r.

Przedmiotem działalności objętej koncesją jest działalność gospodarcza polegająca na przesyłaniu paliw gazowych odcinkiem gazociągu tranzytowego Jamał – Europa Zachodnia znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Przez teren województwa lubuskiego przebiega odcinek rurociągu jamalskiego DN1400 o długości 99 km przez gminy Pszczew, Międzyrzecz, Bledzew, Sulęcín, Lubniewice, Ośno Lubuskie i Górzycy.

EuRoPol Gaz S.A. nie uczestniczy bezpośrednio w zaopatrzeniu województwa w gaz ziemny. Na poniższym rysunku przedstawiono przebieg gazociągu tranzytowego na terenie województwa lubuskiego.

Rysunek 5-3 Przebieg gazociągu tranzytowego na terenie województwa lubuskiego



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Jedynym właścicielem Spółki jest Skarb Państwa posiadający 100% akcji.

30 czerwca 2004 roku, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił spółce GAZ-SYSTEM S.A. koncesji na przesyłanie i dystrybucję gazu na lata 2004 – 2014, a w dniu 23 sierpnia 2010 r. przedłużył koncesję na przesyłanie paliw gazowych do dnia 31 grudnia 2030 r.

W dniu 13 października 2010 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego do dnia 31 grudnia 2030 r.

Głównym zadaniem OGP GAZ-SYSTEM S.A. jest organizacja i zabezpieczenie transportu gazu ziemnego siecią przesyłową w skali całego kraju i równoważenie bilansu pracy sieci przesyłowej.

Sieć przesyłowa obsługiwana przez OGP GAZ-SYSTEM obejmuje sieć gazową wysokiego ciśnienia (1,6 MPa do 10 MPa) z następującymi elementami:

- ➔ gazociągi wraz z zespołami zaporowo-upustowymi (ZZU), zespołami podłączeniowymi (ZP), zespołami podłączeniowymi tłoczni (ZPT),
- ➔ tłocznie gazu,
- ➔ stacje gazowe I-go stopnia - zespoły urządzeń do redukcji ciśnienia, regulacji, pomiarów i rozdziału paliwa gazowego.

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim

Spółka PSG sp. z o.o., która powstała w dniu 1 lipca 2013 r. w wyniku konsolidacji sześciu spółek gazownictwa Grupy Kapitałowej PGNiG (m.in. działających na terenie województwa lubuskiego: Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa i Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa) i przejęła działalność w zakresie dystrybucji gazu ziemnego na terenie kraju, od 1 stycznia 2017 r. prowadzi działalność w nowej strukturze organizacyjnej. W wyniku reorganizacji spółki powstała nowa struktura zarządzania – Centrala, 17 Oddziałów Zakładów Gazowniczych, 172 Gazownie i 59 Placówek Gazowniczych. Teren województwa lubuskiego obsługuje aktualnie nowo utworzony **Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim**, który przejął działalność na obszarze województwa od dotychczasowych oddziałów spółki PSG, tj. Oddziału we Wrocławiu oraz Oddziału w Poznaniu.

PSG sp. z o.o. jest Narodowym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Gazu w Polsce i jej głównym zadaniem jest niezawodny i bezpieczny transport paliw gazowych siecią dystrybucyjną na terenie całego kraju – bezpośrednio do odbiorców końcowych oraz do sieci innych operatorów lokalnych. Do obowiązków spółki należy prowadzenie ruchu sieciowego, rozbudowa, konserwacja oraz remonty sieci i urządzeń, dokonywanie pomiarów jakości i ilości transportowanego gazu.

Spółka jest wyznaczona operatorem systemu dystrybucyjnego do 31 grudnia 2030 r.

Do zakresu działalności PSG sp. z o.o. należy:

- ➔ dystrybucja gazu ziemnego dla odbiorców indywidualnych i instytucjonalnych,
- ➔ zapewnienie kompleksowej realizacji sieci gazowej i przyłączy gazowych (projektowanie i wykonawstwo),
- ➔ planowanie i projektowanie gazyfikacji nowych terenów, a także określanie warunków przyłączenia do sieci gazowej instalacji gazowych i urządzeń na gaz ziemny,

→ uzgadnianie projektów budowlanych sieci i przyłączy gazowych oraz odbiór sieci gazowych.

Za obrót gazem ziemnym na terenie województwa lubuskiego odpowiedzialna jest między innymi spółka **PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. – Region Dolnośląski i Region Wielkopolski**. Od 2014 roku rynek gazowy otworzył się także dla innych niż PGNiG sprzedawców. Aktualizowana lista sprzedawców dostępna jest na stronie www operatora systemu dystrybucyjnego.

EWE energia sp. z o.o.

EWE energia została założona w 1999 roku z inicjatywy spółki EWE Polska i Związku Międzygminnego „Odra-Warta”. Pierwotnie firma nosiła nazwę wynikającą z obszaru jej działania - Media Odra-Warta (MOW). W 2008 roku nastąpiła fuzja firmy MOW ze spółką EWE energia - dostawcą gazu ziemnego do klientów na terenie Polski południowej. W wyniku fuzji 100% kapitału EWE energia zostało przejęte przez MOW. W efekcie zasięg działania MOW przekroczył granice zawarte w dotychczasowej nazwie, dlatego w 2009 roku nazwa została zmieniona na EWE energia.

W 1999 roku spółka uzyskała koncesję na przesył i dystrybucję paliw gazowych.

W październiku 1999 r. uruchomiona została pierwsza sieć rozdzielcza zaopatrująca gminę Międzyrzecz w gaz. W listopadzie tego samego roku podłączony został do sieci pierwszy odbiorca. Spółka od kilkunastu lat intensywnie rozwija sieć gazowniczą w lubuskich gminach.

EWE energia sp. z o.o. jest właścicielem i zarządza siecią gazową szeregu gmin na terenie województw lubuskiego, dolnośląskiego, lubelskiego, łódzkiego, świętokrzyskiego i opolskiego.

DUON Dystrybucja S.A.

Spółka powstała przez połączenie w 2011 r. spółki KRI S.A. oraz spółki CP Energia S.A., a następnie w roku 2012 nastąpiła zmiana nazwy spółki na DUON S.A. Ostatecznie nastąpiło przekształcenie spółki w DUON Dystrybucja S.A. i pod tą nazwą funkcjonuje do dzisiaj. W lipcu 2017 r. spółka została wcielona w skład Grupy Energetycznej należącej do funduszu Infracapital, będącego częścią międzynarodowej grupy finansowej Prudential.

Przedmiotem działalności spółki jest m.in. dystrybucja sieciowa paliw gazowych, w tym gazu ziemnego po regazyfikacji. Spółka posiada koncesje na obrót, dystrybucję i import paliwa gazowego oraz skraplanie i regazyfikację gazu ziemnego wydane przez Urząd Regulacji Energetyki. Jest przedsiębiorstwem energetycznym dostarczającym Klientom gaz ziemny z wykorzystaniem gazociągów wysokiego ciśnienia połączonych z sieciami dystrybucyjnymi oraz za pomocą technologii LNG, również z wykorzystaniem sieci dystrybucyjnych. Na terenie województwa lubuskiego przedsiębiorstwo obsługuje miasto i gminę Sława za pomocą instalacji regazyfikacji LNG (skroplonego gazu ziemnego) i gminę Gozdnicza oraz sieci gazowe średniego ciśnienia.

Tabela 5-22 Zestawienie okresów ważności koncesji, uprawnień operatorów sieci oraz horyzontów planów rozwojowych

Przedsiębiorstwo	Posiadane koncesje	Data ważności koncesji	Wyznaczenie operatorem	Plan rozwoju na lata
System Gazociągów Przesyłowych EuRoPol GAZ S.A.	przesył paliw gazowych	do 31.12.2025	do 31.12.2025	2018 - 2022
Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.	przesył paliw gazowych	do 31.12.2030	do 31.12.2030	2018-2027
PSG Sp. z o.o.	dystrybucja paliw gazowych	do 31.12.2030	do 31.12.2030	2016-2020
EWE energia sp. z o.o.	obrót paliwami gazowymi, dystrybucja paliw gazowych, obrót gazem ziemnym z zagranicą	do 31.12.2025	do 31.12.2025	2017-2021
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Oddział w Zielonej Górze	Wydobycie i dystrybucja surowców energetycznych			
DUON Dystrybucja S.A. Wysogotowo k/Poznań	obrót paliwami gazowymi dystrybucja paliw gazowych obrót gazem ziemnym z zagranicą	do 31.12.2025		2016-2020
	skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	do 31.12.2030		

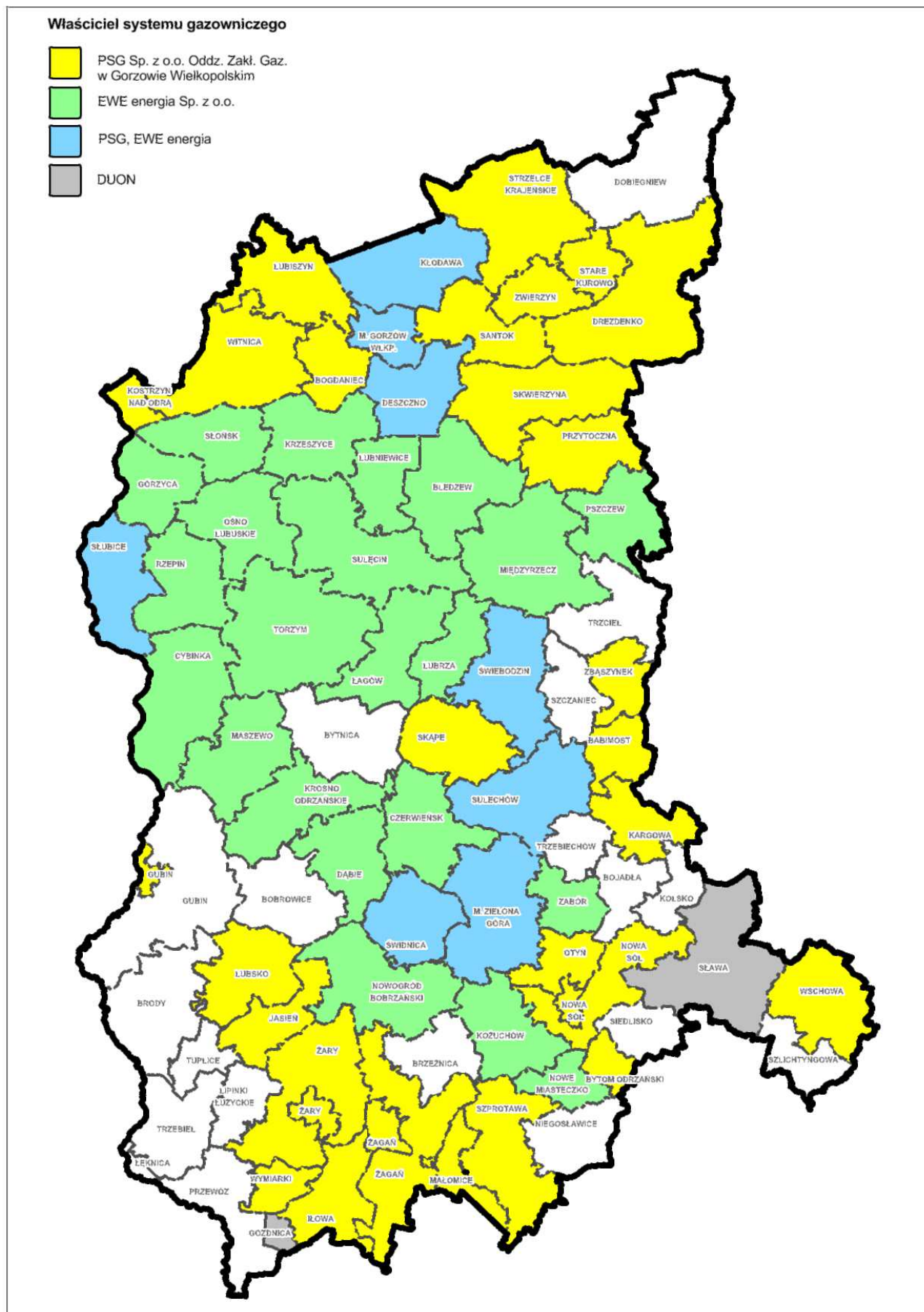
Zasięg działania poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego ze wskazaniem podległych im oddziałów i rozdzielni (działów obsługi sieci) działających w obrębie województwa lubuskiego zestawiono w poniższej tabeli oraz na rysunku.

Tabela 5-23 Zasięg oddziaływania poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego na terenie województwa lubuskiego

Operator	Oddział – obszar oddziaływania	Obszar oddziaływania na terenie województwa lubuskiego
PSG Sp. z o.o.	Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim	<p>Powiat grodzki Zielona Góra; Powiat Zielonogórski – Sulechów, Babimost, Kargowa, Świdnica; Powiat Świebodziński – Skąpe, Świebodzin, Zbąszynek; Powiat Nowosolski – Otyń, Bytom Odrzański, Nowa Sól (gmina miejska), Nowa Sól (gmina wiejska); Powiat Wschowski – Wschowa; Powiat Żagański – Wymiarki, Iłowa, Żagań (gmina miejska), Żagań (gmina wiejska), Małomice, Szprotawa; Powiat Żarski – Lubsko, Jasień, Żary (gmina miejska), Żary (gmina wiejska); Powiat Krośnieński – Gubin (gmina miejska); Powiat Słubicki – Słubice; Powiat Gorzowski – Witnica, Bogdaniec, Kostrzyn n/Odrą, Kłodawa, Santok, Deszczno, Lubiszyn; Powiat grodzki Gorzów Wielkopolski; Powiat Strzelecko-Drezdenecki – Drezdenko, Stare Kurowo, Zwierzyn, Strzelce Krajeńskie; Powiat Międzyrzecki – Przytoczna, Skwierzyna</p>
EWE energia sp. z o.o.	Województwo lubuskie	<p>Powiat grodzki Gorzów Wielkopolski; Powiat Gorzowski – Kłodawa, Deszczno; Powiat Słubicki – Słubice, Górzycyca, Ośno Lubuskie, Rzepin, Cybinka; Powiat Sulęciński – Słońsk, Krzeszyce, Lubniewice, Sulęcín, Torzym;</p>

Operator	Oddział – obszar oddziaływania	Obszar oddziaływania na terenie województwa lubuskiego
		Powiat Międzyrzecki – Bledzew, Międzyrzecz, Pszczew; Powiat Krośnieński – Maszewo, Krosno Odrzańskie, Dąbie; Powiat Świebodziński – Łagów, Lubrza, Świebodzin; Powiat Zielonogórski – Czerwieńsk, Sulechów, Świdnica, Zielona Góra, Zabór, Nowogród Bobrzański; Powiat Nowosolski – Kozuchów, Nowe Miasteczko
DUON	Województwo lubuskie	Powiat Wschowski – Sława; Powiat Żagański – Gozdnicza

Rysunek 5-4 Zasięg oddziaływania przedsiębiorstw dystrybucyjnych



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Oddział w Zielonej Górze

Podstawowa działalność spółki obejmuje poszukiwania i eksploatację złóż gazu ziemnego i ropy naftowej oraz magazynowanie, obrót i dystrybucję paliw gazowych i płynnych. Na terenie województwa lubuskiego działa Oddział w Zielonej Górze.

Oddział w Zielonej Górze – rozpoczął działalność w 1968 roku jako Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych. Oddział w Zielonej Górze wydobywa rocznie około 3,6 mld Nm³ gazu ziemnego zaazotowanego oraz ponad 700 tys. ton ropy naftowej, oprócz tego pozyskuje w procesie produkcyjnym gaz płynny, siarkę i koncentrat helu. Produkcja Oddziału zaspokaja około 16% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny. Ponad 70% pozyskiwanego gazu trafia do krajowego systemu gazowniczego, natomiast pozostała część sprzedawana jest na rynku lokalnych odbiorców, największymi z nich są: Elektrociepłownia Gorzów, Elektrociepłownia Zielona Góra oraz Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Gaz wydobywany przez o/ZG jest gazem zaazotowanym.

Gaz ten jest dostarczany:

- do Odazotowni Odolanów oraz Odazotowni Grodzisk, gdzie następuje jego odazotowanie, a następnie dostarczenie do systemu w postaci gazu wysokometanowego – rocznie do Odolanowa trafia 0,914 mld m³/rok (2011 r.) gazu wydobywanego przez oddział;
- do odbiorców lokalnych – sprzedaż gazu z kopalń bezpośrednio do odbiorców za pośrednictwem gazociągów niezależnych, niezwiązanych z pracą krajowego systemu przesyłu gazu ziemnego;
- do odbiorców poprzez krajowy system przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego.

5.4.2 Kierunki źródłowe zaopatrzenia w gaz – sieci źródłowe i dystrybucyjne

Na terenie województwa rozprowadzane są następujące rodzaje gazu ziemnego:

- gaz ziemny wysokometanowy – E,
- gaz ziemny zaazotowany – Lw,
- gaz ziemny E po procesie regazyfikacji LNG.

Skład gazu ziemnego musi być zgodny z parametrami jakościowymi określonymi w Polskiej Normie PN-C-04750. Oznacza to, że musi on spełniać następujące wymagania:

Rodzaj gazu ziemnego	Wysokometanowy E	Zaazotowany Lw	Zaazotowany Ls
Wartość opałowa [MJ/m ³] nie mniej niż	31,0	27,0	24,0

Poszczególne rodzaje gazu ziemnego rozprowadzane są oddzielnymi, niezależnymi od siebie systemami gazociągów, co oznacza, że nie ma możliwości ich mieszania się ze sobą. Do odbiorców na danym terenie dociera więc jedynie jeden rodzaj gazu.

5.4.2.1 Charakterystyka systemu przesyłowego

Za ciągły i bezpieczny transport gazu na terenie województwa lubuskiego odpowiada Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Poznaniu i Oddział we Wrocławiu.

Główne kierunki zasilania dla systemu przesyłowego na przedmiotowym obszarze to dla:

→ **Gazu wysokometanowego z grupy E:**

- punkt wejścia Lwówek, (id:772413) – z układu Systemu Gazociągów Tranzytowych;
- punkt wejścia KRIO Odolanów, (id:772300) - system oparty na złożach krajowych; gaz wysokometanowy otrzymywany po odazotowaniu w PGNiG S.A. Oddział w Odolanowie (dawniej ZOG KRIO Odolanów);
 - ✓ gazociągiem PN 6,3 MPa, DN 500 relacji: Grodzisk – Skwierzyna – Barlinek, z odgałęzieniami (OGP o/Poznań):
 - odbiór Przytoczna (DN 150/80),
 - odbiór Międzyrzecz (DN 150),
 - odbiór Skwierzyna (DN 80),
 - odbiór Janczewo Wawrów (DN 100),
 - odbiór Gorzów Wielkopolski (DN 250),
 - odbiór Wierzbno (DN 100);
 - ✓ gazociągiem PN 6,3 MPa, DN 200 relacji: Recz – Gorzów Wielkopolski (OGP o/Poznań);
- zasilanie z kierunku północnego - terminal LNG w Świnoujściu - gazociąg PN 8,4 MPa, DN 700 relacji: Szczecin – Lwówek (OGP o/Poznań) – wybudowany w 2015 r.:
 - odbiór Wawrów (DN 300);
- Gubin – import lokalny na granicy polsko/niemieckiej gazociągiem PN 2,5 MPa DN 300 relacji granica Państwa – Gubin (OGP o/Wrocław).

→ **Gazu zaazotowanego z podgrupy Lw:**

- złoża krajowe – KGZ Wielichowo:
- ✓ dla gazociągu relacji: Rakoniewice – Nowe Tłoki – Wolsztyn – Sulechów – Świebodzin gazociągiem PN 6,3 MPa, DN 150 z odgałęzieniami (OGP o/Wrocław):
 - Świebodzin (DN 150/100),
 - Skąpe (DN 150),
 - Radoszyn (DN 50),
 - Nowe Kramsko (DN 100),
 - Babimost (DN 80),
 - Kargowa (DN 80);
 - Sulechów(DN150/80);
- złoża krajowe - KGZ Kościan – Brońsko:
- ✓ gazociągiem PN 6,3 MPa, DN 200 relacji: Kotowice – Głogów – Zielona Góra, z odgałęzieniami (OGP o/Wrocław):
 - Bytom Odrzański (DN 100),
 - w. Zakęcie – Zielona Góra (DN 250),
 - Jędrzychów (DN 150),
 - Kisielin (DN 80),
 - Chynów (DN 250),
 - Otyń (DN 100);

- ✓ gazociągiem PN 6,3 MPa, DN 250/200 relacji: Kotowice – Głogów – Jasień z odgałęzieniami (OGP o/Wrocław):
 - Przemków (DN 80),
 - Szprotawa 2 Wiechlice (DN 80),
 - Szprotawa 1 Kolejowa (DN 100),
 - Szprotawa 3 Żagańska (DN 100/50),
 - Bobrzany - Małomice (DN 50),
 - Tomaszowo/St.Kopernia (DN 50),
 - Żagań (DN 100),
 - Olszyniec (DN 100),
 - Żary Lubomyśl (DN 250);
- ✓ gazociągiem PN 8,4 MPa DN 300 relacji: Polkowice - Żary (OGP o/Wrocław) – w trakcie realizacji;
- ✓ gazociągiem PN 5,4 MPa DN 80 do gminy Wschowa (OGP o/Poznań).

Ponadto w pobliżu województwa lubuskiego (około 15 km na południe od granicy województwa) na granicy polsko-niemieckiej – znajduje się punkt wejścia Lasów k/Zgorzelca obsługiwany przez o/Wrocław. Punkt ten jest znaczącym węzłem łączącym krajowy system przesyłowy z europejskim systemem gazowniczym.

Poniżej przedstawiono charakterystykę systemu przesyłowego w podziale na rodzaj gazu z uwzględnieniem długości sieci przesyłowej oraz przepustowości stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia.

Gaz wysokometanowy:

- ➔ gazociągi wysokiego ciśnienia, którymi przesyłany jest gaz wysokometanowy (E) – łączna długość gazociągów na terenie województwa wynosi ok. 190 km;
- ➔ stacje redukcyjno-pomiarowe I^o na gaz wysokometanowy – 9 stacji o łącznej przepustowości 80 738 Nm³/h (w tym 8 o łącznej przepustowości 76 738 Nm³/h w zarządzie o/Poznań – Przytoczna, Skwierzyna, Międzyrzecz, Gorzów – Kłodawa, Gorzów – Srebrna, Janczewo, Wierzbno, stacja pomiarowa Wawrów i SRP Gubin o przepustowości 4 000 Nm³/h w zarządzie o/Wrocław).

Gaz zaazotowany:

- ➔ gazociągi wysokiego ciśnienia, którymi przesyłany jest gaz zaazotowany (Lw) – łączna długość gazociągów na terenie województwa wynosi: ok. 230 km;
- ➔ stacje redukcyjno-pomiarowe I^o na gaz zaazotowany – 23 SRP o sumarycznej przepustowości 237 787 Nm³/h (w tym SRP Wschowa o przepustowości 3 150 Nm³/h w zarządzie o/Poznań i pozostałe: Babimost, Nowe Kramsko, Sulechów, Świebodzin, Radoszyn, Skąpe, Kargowa, Bytom Odrzański, Zakęcie, Otyń, Jędrzychów, Kisielin, Chynów, Szprotawa 1, Szprotawa 2, Szprotawa 3, Bobrzany - Małomice, Stara Kopernia/Tomaszowo, Żagań, Olszyniec, Żary – Lubomyśl, stacja pomiarowa Chynów o łącznej przepustowości 234 637 Nm³/h w zarządzie o/Wrocław).

Obszar województwa lubuskiego nie jest już określany przez GAZ-SYSTEM jako obszar o znaczącym braku przepustowości. Po przestawieniu w 2009 roku na gaz E układu Kro-

bia – Poznań nastąpiła poprawa zasilania w gaz, między innymi województwa lubuskiego. Ponadto w 2015 r. zrealizowana została budowa jednego z najważniejszych gazociągów systemowych relacji Szczecin - Lwówek, którego odcinek zlokalizowany jest na terenie województwa lubuskiego. Gazociąg ma na celu doprowadzenie gazu z terminalu LNG w Świnoujściu do centralnej części Polski.

W przypadku gazu zaazotowanego wskaźnik wykorzystania dostępnej zdolności przesyłowej kształtuje się na poziomie 90-99,9%.

Inwestycją, mającą znaczny wpływ na zwiększenie przepustowości istniejącego systemu przesyłu gazu zaazotowanego, jest budowa gazociągu PN 8,4 MPa DN300 relacji Polkowice – Żary, która jest w trakcie realizacji.

Lokalizację systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego na terenie województwa lubuskiego wraz z kierunkami zasilania pokazano na rysunku 5-5.

5.4.2.2 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego

Przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi gazu na terenie województwa lubuskiego są spółki: PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim (dawniej Oddział we Wrocławiu i Oddział w Poznaniu), EWE energia sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., które poprzez system sieci i urządzeń gazowniczych dostarczają gaz ziemny do celów komunalno-bytowych oraz do celów grzewczych budownictwa mieszkaniowego, usług, przemysłu. System dystrybucyjny PSG połączony jest z systemem przesyłowym zarządzanym przez OGP GAZ-SYSTEM poprzez punkty wyjścia z systemu przesyłowego (istniejące i nowo wybudowane stacje redukcyjno-pomiarowe I stopnia).

Systemem dystrybucyjnym rozprowadzane jest paliwo gazowe pod ciśnieniem wysokim (w zakresie ciśnień powyżej 1,6 MPa do 5,5 i 6,3 MPa), średnim podwyższonym (od 1,6 do 0,5 MPa), średnim (od 0,5 MPa do 10 kPa) i niskim (do 10 kPa).

Dystrybucja gazu ziemnego wysokometanowego grupy E

Dystrybucja gazu ziemnego grupy E realizowana jest:

➔ dla systemu będącego w dyspozycji spółki PSG Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim (dawniej zarządzanego przez PSG O/Poznań) za pośrednictwem:

- gazociągu dystrybucyjnego wysokiego ciśnienia DN 150/100 relacji Gorzów Wielkopolski – Kostrzyn n/Odrą,
- gazociągu DN 150/100 relacji Pełczyce – Drezdenko;

które połączone i zasilane są z sieci przesyłowej DN 500 relacji Grodzisk – Skwierzyna - Barlinek, będącej w dyspozycji operatora systemu przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM S.A. i od których wyprowadzona jest sieć dystrybucyjna średniego ciśnienia.

PSG OZG w Gorzowie Wielkopolskim świadczy również usługę dystrybucji w mieście Słubice za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego ciśnienia, wykorzystując stację zasilaną z sieci gazowej będącej w dyspozycji spółki EWE energia.

➔ dla systemu będącego w dyspozycji spółki PSG Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim (dawniej zarządzanego przez PSG O/Wrocław) za pośrednictwem:

- sieci dystrybucyjnej średniego ciśnienia przyłączonej do systemu przesyłowego będącego w dyspozycji OGP GAZ-SYSTEM, tzn. stacji redukcyjno-pomiarowej I° Gu-

bin, zasilanej z gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 relacji granica Państwa – SRP Gubin.

- dla systemu będącego w dyspozycji spółki EWE energia poprzez:
- zakup gazu od PGNiG w Polsce oraz import gazu od swojej niemieckiej spółki matki EWE AG gazociągami wysokiego oraz średniego ciśnienia. W poniższej tabeli wskazano punkty odbioru gazu przez system gazowniczy EWE energia dla analizowanego obszaru.

Tabela 5-24 Punkty odbioru gazu przez system gazowniczy EWE energia

Lp.	Rok budowy	Nazwa stacji / źródło gazu	Lokalizacja	Dostawca gazu	Rodzaj stacji	Przepustowość
1	1999	Międzyrzecz	Międzyrzecz	PGNiG	redukc. - pomiarowa	6 000m ³ /h
2	2001	Brieskow - Finkenheerd	Niemcy	EWE AG	redukc. - pomiarowa	70 000m ³ /h
3	2003	Kłodawa	Kłodawa	PGNiG	pomiarowa	1 100m ³ /h

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę systemu dystrybucyjnego w podziale na dystrybutorów z uwzględnieniem długości sieci dystrybucyjnej wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz przepustowości stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia.

Tabela 5-25 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego gazu wysokometanowego

Lp.	Parametr	Jedn.	Operator			
			PSG Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim (dawniej Oddział w Poznaniu, Oddział we Wrocławiu)		EWE energia	
			2011 r.	2017 r.	2011 r.	2017 r.
1	Długość sieci wysokiego ciśnienia	[km]	88,5	107,6	206,2	206,2
2	Długość sieci średniego podwyższonego ciśnienia	[km]	27,4	0,0	-	-
3	Ilość stacji redukcyjno pomiarowych I°/ lokalizacja stacji	-	5/ Strzelce Krajeńskie Kostrzyn nad Odrą Drezdenko Bogdaniec Witnica		9/ Słubice Rzepin Cybinka Sulęcín Krosno Odrzańskie Nowogród Bobrzański Świdnica Cigacice Czerwieńsk	
4	Przepustowość stacji redukcyjno – pomiarowych I°	[m ³ /h]	20 700	46 600	80 000	80 000
5	Długość sieci średniego i niskiego ciśnienia	[km]	733,1	808,5	1 029 (brak sieci n/c)	1 107 (brak sieci n/c)
6	Ilość stacji pomiarowych i redukcyjno-pomiarowych II° z wyprowadzoną siecią	-	55	57	36 stacje wg wymagań klienta*	36 stacje wg wymagań klienta*

Lp.	Parametr	Jedn.	Operator			
			PSG Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim (dawniej Oddział w Poznaniu, Oddział we Wrocławiu)		EWE energia	
			2011 r.	2017 r.	2011 r.	2017 r.
	niskiego ciśnienia					

* EWE energia na terenie województwa lubuskiego posiada stacje II stopnia, które redukują ciśnienie panujące w sieci gazociągów średniego ciśnienia (max 5 bar i poniżej) do poziomu ciśnienia wymaganego przez odbiorców.

Dystrybucja gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lw

Dystrybucja gazu ziemnego grupy Lw realizowana jest systemem opartym na źródłach krajowych:

- ➔ dla systemu będącego w dyspozycji spółki PSG Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim, dawniej zarządzanego przez PSG O/Wrocław, poprzez:
 - gazociąg dystrybucyjny średniego podwyższonego ciśnienia do SRP I stopnia Nowa Sól, stanowiący odgałęzienie od gazociągu relacji: Rakoniewice – Nowe Tłoki – Wolsztyn – Sulechów – Świebodzin, będącego w dyspozycji OGP Gaz-System oraz system gazociągów dystrybucyjnych średniego ciśnienia;
 - gazociąg dystrybucyjny wysokiego ciśnienia relacji: Żary Lubomyśl – Jasień oraz odgałęzienie w kierunku Żary Przemysłowa oraz Żary Kronopol oraz średniego podwyższonego ciśnienia, stanowiący odgałęzienie od węzła Olszyniec w kierunku miasta Iłowa i Wymiarki wraz z systemem gazociągów dystrybucyjnych średniego ciśnienia. Gazociągi te połączone i zasilane są z sieci przesyłowej relacji Kotowice – Głogów – Zielona Góra – Jasień, będącej w dyspozycji operatora systemu przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- ➔ dla systemu będącego w dyspozycji spółki PSG Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim, dawniej zarządzanego przez PSG O/Poznań:
 - siecią dystrybucyjną średniego ciśnienia przyłączoną do systemu przesyłowego będącego w dyspozycji OGP GAZ-SYSTEM, tzn. stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia Wschowa zasilanej z gazociągu wysokiego ciśnienia DN 80 relacji Góra Śląska – Wschowa, stanowiącego odgałęzienie od gazociągu DN 400 relacji Krobica - Kotowice.

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę systemu dystrybucyjnego w podziale na dystrybutorów z uwzględnieniem długości sieci dystrybucyjnej wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz przepustowości stacji redukcyjno pomiarowych I stopnia.

Tabela 5-26 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego gazu zaazotowanego

Lp.	Parametr	Jednostka	Operator		EWE energia
			PSG Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim (dawniej Oddział w Poznaniu, Oddział we Wrocławiu)		
			2011 r.	2017 r.	
1	Długość sieci wysokiego ciśnienia	[km]	28,6	51,6	-
2	Długość sieci średniego podwyższonego ciśnienia	[km]	37,1	40,6	-
3	Ilość stacji redukcyjno-pomiarowych I° / lokalizacja stacji	-	8/ Żary Kronopol Jasień Graniczna Żary Żurawia Nowa Sól Okrężna Żary Strefa Przemysłowa Wymiarki Iłowa Żary Kunice	15/ Żary Kronopol Żary Serbska Żary Strefa Przemysłowa Żary Żurawia Jasień Graniczna Żary Kunice Wymiarki Wymiarki na Gozdnicę Iłowa Żagańska Iłowa Żagańska Zakład Nowa Sól Starostawska Nowa Sól Przemysłowa Alumetal Nowa Sól Motoryzacyjna Nowa Sól Przemysłowa Electropoli Zielona Góra Nowy Kisielin	-
4	Przepustowość stacji redukcyjno-pomiarowych	[m³/h]	44 320	75 150	-
5	Długość sieci średniego i niskiego ciśnienia	[km]	1 084,0	1 276,4	-
6	Ilość stacji pomiarowych i redukcyjno-pomiarowych II°	-	169	185	-

Gaz ziemny E (GZ-50) po procesie regazyfikacji LNG

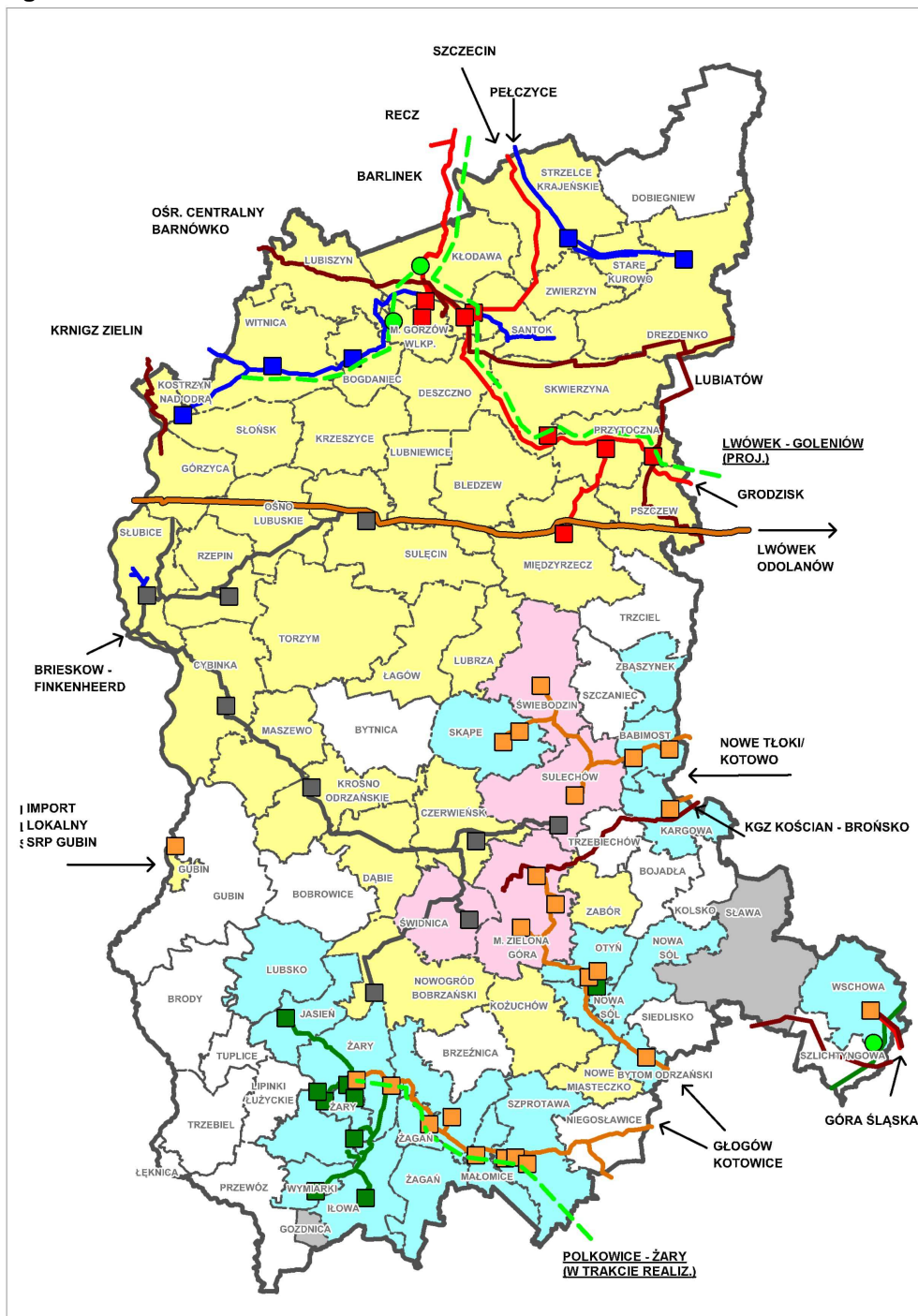
DUON Dystrybucja S.A.

Zaopatrzenie w gaz ziemny LNG realizowane jest na terenie miasta i gminy Sława. Instalacja regazyfikacji LNG - Sława, ul. Łąkowa (rok budowy 2002, modernizacja 2008, bardzo dobry stan techniczny) ma przepustowość $Q = 2\,500\text{ nm}^3/\text{h}$, pojemność magazynowa 45 t ($60\,228\text{ nm}^3$) oraz rezerwę przepustowości około 80%. Gaz dostarczany jest cysternami kriogenicznymi z KRIO Odolanów.

Również teren gminy Gozdnica zaopatrywany jest z instalacji rozprężania gazu LNG, złożonej z dwóch zbiorników o pojemności łącznej 100 m^3 gazu skroplonego, czterech parownic o wydajności po $390\text{ m}^3/\text{h}$, stacji redukcyjno-pomiarowej o przepustowości $2\,000\text{ m}^3/\text{h}$ wraz z kotłownią technologiczną oraz nawianialnią kontaktową. Parametry gazu oferowanego odbiorcom są identyczne z gazem podgrupy E (gaz wysokometanowy).

Lokalizację systemu przesyłowego i dystrybucyjnego z uwzględnieniem rodzaju rozprowadzanego gazu oraz właściciela systemu przedstawiono na poniższym rysunku.

Rysunek 5-5 Lokalizacja gazociągów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego na terenie województwa lubuskiego



LEGENDA	STACJE GAZOWE	INWESTYCJE PLANOWANE
OBSZAR NIEGAZYFIKOWANY	GAZ-SYSTEM O. POZNAŃ	STACJE RED.POM. - PLANOWANE
GAZ LW	GAZ-SYSTEM O. WROCŁAW	SIECI W/C - PLANOWANE
GAZ LNG	PSG O.Z.G. W GORZOWIE WIELKOPOLSKIM - GAZ E	
GAZ E	PSG O.Z.G. W GORZOWIE WIELKOPOLSKIM - GAZ LW	
GAZ E, LW	EWE ENERGIA	
SYSTEM GAZOWNICZY		
GAZOCIĄG TRANZYTOWY		
SYSTEM PGNIG ZIELONA GÓRA		
SYSTEM PRZESYŁOWY GAZ-SYSTEM O. POZNAŃ		
SYSTEM PRZESYŁOWY GAZ-SYSTEM O. WROCŁAW		
SYSTEM DYSTRYBUCYJNY PSG (OBSZAR TARYFOWY POZNAŃ)		
SYSTEM DYSTRYBUCYJNY PSG (OBSZAR TARYFOWY WROCŁAW)		
SYSTEM DYSTRYBUCYJNY EWE ENERGIA		

Stan techniczny systemu dystrybucyjnego

Obecnie gazociągi stalowe są stosowane jako materiał sieci wysokiego i średniego podwyższonego ciśnienia, natomiast polietylen do budowy gazociągów do 1,0 MPa. Stosowane obecnie stacje redukcyjno-pomiarowe i pomiarowe I i II stopnia charakteryzują się dużą niezawodnością i bezpieczeństwem pracy, zaawansowaną automatyką i opomiarowaniem. Dystrybutorzy w Planach Rozwoju deklarują wymianę starych sieci gazowniczych zgodnie z przyjętymi harmonogramami.

W przypadku PSG OZG w Gorzowie Wielkopolskim, system dystrybucyjny średniego i niskiego ciśnienia generuje posiadanie rezerw przepustowości, co umożliwia podłączanie nowych odbiorców. Jednakże w szczególnych przypadkach, tj. przyłączenia nowych odbiorców lub znacznego zwiększenia zapotrzebowania na paliwo gazowe przez istniejących odbiorców, mimo istniejącej rezerwy przepustowości, konieczna jest rozbudowa systemu dystrybucyjnego średniego lub niskiego ciśnienia.

W przypadku EWE energia, system dystrybucyjny posiada rezerwy przepustowości i jest w stanie rozwoju. Gazociągi wysokiego i średniego ciśnienia zlokalizowane na terenie województwa lubuskiego utrzymywane są w bardzo dobrym stanie technicznym. W miarę wzrastającego zapotrzebowania na paliwa gazowe infrastruktura gazowa jest sukcesywnie rozbudowywana z zamiarem tworzenia układów pierścieniowych sieci dystrybucyjnej, umożliwiającej dostawę z różnych kierunków.

5.4.3 Stopień zgazyfikowania obszaru

Ogólny stopień zgazyfikowania obszaru województwa wyrażony jako ilość gospodarstw domowych podłączonych do systemu gazowniczego do ilości gospodarstw ogółem wynosi ponad 50%. Na terenie województwa lubuskiego 20 gmin nie posiada dostępu do systemu gazowniczego. Spośród pozostałych osiągnięty stopień zgazyfikowania wynosi:

- poniżej 5% dla 9 gmin,
- od 5 do 15% dla 13 gmin,
- od 15 do 30% dla 12 gmin,
- od 30 do 50% dla 8 gmin,
- od 50 do 80% dla 15 gmin,
- powyżej 80% dla 5 gmin.

Wysoki stopień zgazyfikowania (ok. 80%) występuje w większych miastach (tj.: Zielona Góra, Gorzów Wielkopolski, Nowa Sól, Żary, Żagań, Gubin, Kostrzyn n/Odrą, Babimost). Spośród gmin wiejskich najwyższy wskaźnik zgazyfikowania terenu występuje w gminie: Skąpe, Wymiarki oraz Santok i Przytoczna.

System gazowniczy rozbudowywany jest głównie na obszarach o zagęszczonej zabudowie. Bardzo częstym zjawiskiem dla gmin miejsko-wiejskich jest występowanie systemu gazowniczego tylko na terenie miast.

W poniższej tabeli zestawiono stopień zgazyfikowania województwa w podziale na powiaty – stan na rok 2011 i 2015.

Tabela 5-27 Stopień zgazyfikowania województwa lubuskiego w podziale na powiaty

Powiat		Ilość gmin ogółem	Ilość gmin niezgazyfikowanych	Stopień zgazyfikowania [%] 2011 r.	Stopień zgazyfikowania [%] 2015 r. **
WOJEWÓDZTWO		82	20	54,1	52,8
1	M. GORZÓW WLKP.	1	0	80,1	75,7
2	STRZELECKO-DREZDENECKI	5	1	25,1	25,6
3	GORZOWSKI	7	0	49,1	41,1
4	SULĘCIŃSKI	5	0	3,4	11,2
5	MIĘDZYRZECKI	6	1	13,3	14,8
6	SŁUBICKI	5	0	43,8	41,5
7	M. ZIELONA GÓRA	1	0	84,0	77,4
8	ŚWIEBODZIŃSKI	6	1	57,7	55,3
9	KROŚNIEŃSKI	7	3	33,6	34,1
10	ZIELONOGÓRSKI	9*	2	48,7	48,5
11	ŻARSKI	10	7	55,0	53,9
12	NOWOSOLSKI	8	2	52,1	51,7
13	ŻAGAŃSKI	9	2	57,6	57,5
14	WSCHOWSKI	3	1	39,4	39,5

* w porównaniu z 2011 r. nastąpiło zmniejszenie liczby gmin w powiecie zielonogórskim ze względu na połączenie Gminy Zielona Góra z Miastem Zielona Góra

** na podstawie danych Głównego Urzędu Statystycznego

5.4.4 Plany rozwoju przedsiębiorstw

PLAN ROZWOJU EuRoPol GAZ S.A. - na lata 2018 – 2022 w całości ukierunkowany jest na utrzymanie sprawności eksploatacyjnej systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Polski poprzez obsługę profilaktyczno-remontową, inwestycje odtworzeniowe i niezbędne prace modernizacyjne.

PLAN ROZWOJU OGP GAZ-SYSTEM na lata 2018-2027 obejmuje w zakresie związanym z zaopatrzeniem w gaz województwa lubuskiego:

- ✓ budowę gazociągu wysokiego ciśnienia:
- ➔ relacji Lwówek - Odolanów DN 1000 (w tym odcinek gazociągu na terenie woj. lubuskiego),
- ✓ stacje gazowe:
- ➔ modernizacja stacji: SRP Gorzów Wielkopolski, SRP Otyń,
- ➔ przebudowa stacji: SRP Zakęcie, SRP Bytom Odrzański.

W przypadku pojawienia się zapotrzebowania na gaz z przesyłowej sieci gazowej wysokiego ciśnienia przez potencjalnego klienta, warunki odbioru gazu będą uzgadniane pomiędzy stronami i będą zależały od szczegółowych warunków technicznych i ekonomicznych uzasadniających rozbudowę sieci przesyłowej. Równocześnie techniczne warunki

rozwoju systemu przesyłowego określone są przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. w zależności od zgłaszanego zapotrzebowania na usługę przesyłową przez potencjalnych klientów.

PLAN ROZWOJU Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. na lata 2016-2020

Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim

W Planie rozwoju przedsiębiorstwa zawarto następujące zadania inwestycyjne:

- rozbudowa sieci dystrybucyjnych – gazyfikacja nowych obszarów:
 - rozbudowa sieci gazowej średniego i niskiego ciśnienia w strefie dystrybucyjnej Gorzów Wielkopolski, Witnica, Kostrzyn n/Odrą – dł. nowej sieci 7,7 km, nowe przyłącza: 351 szt., dł. 5,2 km;
- rozbudowa i modernizacja sieci gazowych s/c i n/c wraz z przyłączaniem nowych odbiorców – gazociągi o łącznej długości ok. 100 km;
- budowa gazociągu w/c w Kostrzynie nad Odrą (DN200) i na terenie gmin: Witnica, Bogdaniec, Gorzów Wielkopolski (DN250) o łącznej dł. 52,5 km wraz z budową 3 stacji gazowych;
- modernizacja istniejącej stacji red-pom Gubin ul. Grunwaldzka o przepustowości $Q=1000 \text{ m}^3/\text{h}$;
- inne zadania związane z modernizacją oraz odtworzeniem majątku – m.in. modernizacja stacji i sieci gazowych.

PLAN ROZWOJU EWE energia sp. z o.o.

W najbliższej przyszłości rozwój systemu gazowniczego EWE energia skoncentrowany będzie na podłączaniu do istniejących sieci nowych odbiorców oraz rozbudowie sieci na średnim ciśnieniu w kierunkach rozwoju gospodarczego i mieszkaniowego w miejscowościach leżących w zasięgu istniejących sieci i obszarach przyległych.

W miarę wzrastających potrzeb na zapotrzebowanie paliwa gazowego planuje się rozwój infrastruktury z zamiarem tworzenia układów pierścieniowych sieci dystrybucyjnej umożliwiającej dostawę z różnych kierunków.

5.4.5 Zużycie gazu – charakterystyka odbiorów

Poniżej zostały przedstawione dane dotyczące ilości odbiorców oraz sprzedaży gazu ziemnego w 2011 i 2016 roku, według informacji przekazanych przez spółki zajmujące się obrotem gazem ziemnym na terenie województwa, tzn.: PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Region Wielkopolski i Region Dolnośląski oraz EWE energia sp. z o.o.

Spółka DUON Dystrybucja S.A. nie przekazała aktualnych danych, dlatego podano jedynie informacje za 2011 r.

Całkowita ilość odbiorców gazu z systemów dystrybucyjnych należących do PSG oraz EWE na obszarze województwa lubuskiego w 2016 r. wynosiła 189 137, w tym:

- gospodarstwa domowe – 180 481 (w tym ogrzewających mieszkania 34 159);
- przemysł i budownictwo – 1 732;
- usługi i handel – 6 762;
- pozostali – 162.

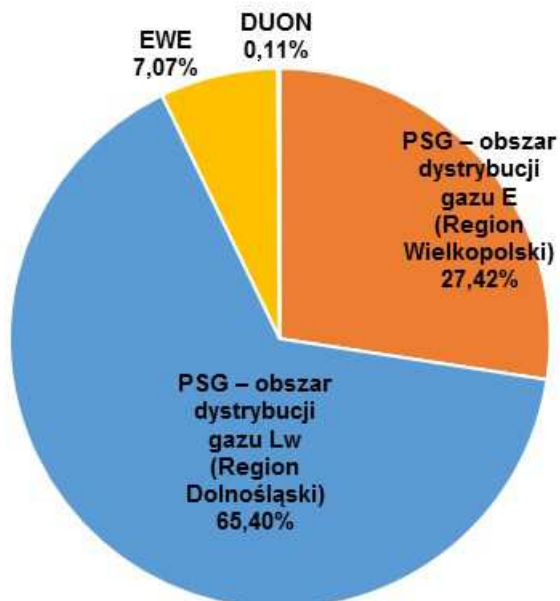
W poniższej tabeli zestawiono ilości odbiorców gazu w podziale na gospodarstwa domowe, przemysł i budownictwo, handel i usługi oraz pozostałych odbiorców w rozbiu na poszczególnych operatorów dystrybucyjnych.

Tabela 5-28 Ilość odbiorców w podziale na operatorów dystrybucyjnych

Operator		Ilość odbiorców gazu ogółem	Gospodarstwa domowe		Przemysł i budownictwo	Usługi i handel	Pozostali
			Ogółem	w tym ogrzewający mieszkania			
PSG – obszar dystrybucji gazu E (Region Wielkopolski)	2011 r.	60 588	58 774	14 453	360	1 430	24
	2016 r.	51 925	49 841	17 994	396	1 662	26
PSG – obszar dystrybucji gazu Lw (Region Dolnośląski)	2011 r.	122 090	117 774	30 267	862	3 398	56
	2016 r.	123 834	118 661	13 304	1 011	4 098	64
EWE	2011 r.	9 975	8 898	brak danych	264	779	33
	2016 r.	13 378	11 979	2 861	325	1 002	72
DUON	2011 r.	214	162	131	14	35	0

Źródło: opracowanie własne na podst. danych spółek odpowiedzialnych za obrót gazem ziemnym

Wykres 5-13 Udział ilości odbiorców obsługiwanych przez poszczególnych operatorów – dane za 2016 r.



* Założono, że udział ilości odbiorców obsługiwanych przez DUON nie uległ znacznej zmianie od 2011 r.

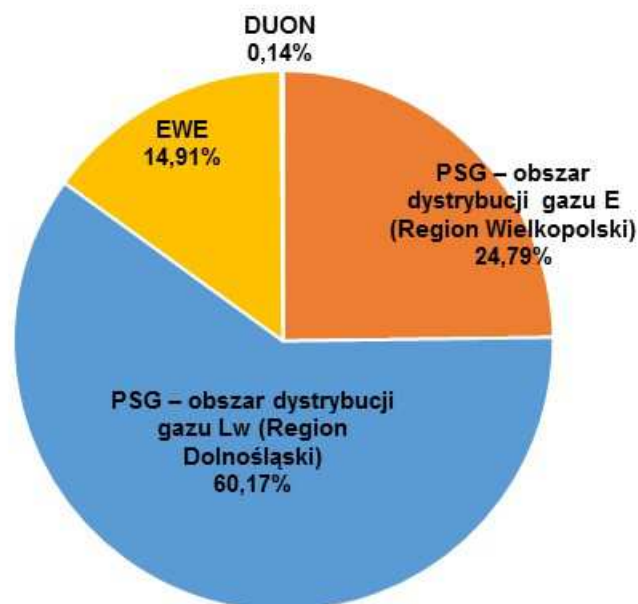
W tabeli poniżej pokazano wielkość sprzedaży gazu wyrażoną w tys. m³/rok w rozbiu na poszczególne grupy odbiorców oraz na operatorów dystrybucyjnych, analogicznie do powyższej tabeli.

Tabela 5-29 Sprzedaż gazu w podziale na operatorów i grupy odbiorców [tys. m³/rok]

Operator		Sprzedaż gazu ogółem	Gospodarstwa domowe		Przemysł i budownictwo	Usługi i handel	Pozostali
			Ogółem	w tym ogrzewający mieszkania			
PSG – obszar dystrybucji gazu E (Region Wielkopolski)	2011 r.	79 048,0	26 558,6	20 568,8	39 789,5	12 593,0	106,9
	2016 r.	81 833,4	31 911,1	20 503,6	38 592,4	11 208,6	121,3
PSG – obszar dystrybucji gazu Lw (Region Dolnośląski)	2011 r.	220 299,2	80 801,4	49 552,9	107 631,4	31 343,9	522,5
	2016 r.	198 617,8	85 326,3	46 381,6	82 320,3	30 535,6	435,6
EWE	2011 r.	51 047,9	15 263,3	brak danych	22 410,0	8 713,9	250,1
	2016 r.	49 204,2	16 926,2	6 006,6	20 895,2	10 688,9	693,9
DUON	2011 r.	455	455	23	0	0	0

Źródło: opracowanie własne na podst. danych spółek odpowiedzialnych za obrót gazem ziemnym

Wykres 5-14 Udział poszczególnych operatorów w sprzedaży gazu ziemnego – dane za 2016 r.



* Założono, że udział spółki DUON w sprzedaży gazu na terenie województwa nie uległ znacznej zmianie od 2011 r.

Łączna ilość odbiorców gazu na terenie województwa lubuskiego w latach 2011-2016 zmniejszyła się o ok. 2%, natomiast sumaryczna wielkość sprzedaży gazu uległa zmniejszeniu o ok. 6%. Dla poszczególnych operatorów dystrybucyjnych wielkości te ulegają wahaniom na przestrzeni lat.

5.4.6 Ocena stanu systemu gazowniczego

Istotną cechą systemu gazowniczego działającego na terenie województwa lubuskiego jest dostępność krajowych zasobów gazu ziemnego zaazotowanego, przy czym głównym źródłem są zasoby zlokalizowane na terenie województw sąsiadujących – zachodniopomorskiego i wielkopolskiego.

Do niedawna województwo lubuskie znajdowało się w strefie znaczącego zagrożenia dostaw gazu. Powodem takiego stanu była ograniczona przepustowość istniejących gazociągów przesyłowych gazu wysokometanowego w północnej części województwa (rejon gorzowski), a także jednostronne zasilanie poszczególnych gmin w części południowej województwa z końcówek gazociągów gazu zaazotowanego, posiadających ograniczone przekroje.

Realizowane działania rozbudowy systemu przesyłowego – budowa gazociągów relacji Lwówek – Goleniów oraz Polkowice – Olszyniec w znacznym stopniu ograniczy lub wręcz wyeliminuje ww. zagrożenia.

Z uwagi na znaczne odległości pomiędzy gminami i utrudnienia wynikające z dużej lesistości terenu, sieć rurociągów dystrybucyjnych gazu jest relatywnie słabo rozbudowana, prawie 50% powierzchni nie jest objęta siecią gazowniczą.

Dla odbiorców gazu z systemu szansą na zwiększenie prawdopodobieństwa wprowadzenia gazu ziemnego na nowe tereny i rozbudowę systemu gazowniczego jest zaistniała konkurencja, która może wpływać na szybkość rozwoju systemów dystrybucyjnych gazu i poziom ceny u odbiorcy.

Przykładem tego jest wejście na teren województwa spółki EWE energia (dawniej Media Odra-Warta Sp. z o.o.) wykorzystującej import gazu z Niemiec i rozprowadzającej gaz wybudowaną i eksploatowaną przez spółkę siecią gazową wysokiego i średniego ciśnienia. Działanie spółki przyczyniło się do zgazyfikowania szeregu gmin na obszarze województwa.

Znaczący odsetek odcinków sieci dystrybucyjnej to rurociągi nowo wybudowane, co pozwala spodziewać się niższej awaryjności sieci i wyższej pewności dostaw.

W ramach wspomnianej konkurencji istotne znaczenie ma również rozwój nowoczesnej technologii LNG (upłynnionego gazu ziemnego), uniezależniającej część odbiorców od dostaw siecią przesyłową. Rozwiązanie to jest szczególnie interesujące dla znacznych skupisk zabudowy zlokalizowanych w dużych odległościach od działającego systemu gazowniczego. Dotychczas niewielkie krajowe zdolności produkcyjne LNG skutkują ograniczeniami dla odbiorców sieci zasilanych ze stacji regazyfikacji LNG.

Barierą intensywnej rozbudowy sieci gazowniczej są uwarunkowania wynikające często z braku uzasadnienia ekonomicznego realizacji inwestycji.

6. Energia odnawialna, odzysk energii

6.1 Wprowadzenie

Zgodnie z definicją określoną w art. 2 pkt 22) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity: Dz.U. 2017 poz. 1148) odnawialne źródło energii jest to źródło obejmujące energię: wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.

Racjonalne wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych jest jednym z istotnych elementów zrównoważonego rozwoju, który przynosi wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Odnawialne źródła energii powinny stanowić istotny udział w ogólnym bilansie energetycznym gmin, powiatów, czy województw naszego kraju. Przyczynią się one do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego regionu, a zwłaszcza do poprawy zaopatrzenia w energię na terenach o słabo rozwiniętej infrastrukturze energetycznej.

Wprowadzona w 2009 r. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych nałożyła na państwa członkowskie UE obowiązek wprowadzenia regulacji prawnych w zakresie rozwoju OZE. Pierwszym krokiem w kierunku implementacji zapisów ww. dyrektywy do ustawodawstwa polskiego było przyjęcie ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z dn. 16 lipca 2013 r. (Dz.U. 2013 poz. 984).

Aktualnie w prawie polskim regulacje mające na celu wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w procesie wytwarzania energii finalnej zawarto w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jedn.: Dz.U. 2017 poz. 1148), która weszła w życie 4 maja 2015 r.

Do najważniejszych zmian, które wprowadza ustawa, należy nowy system wsparcia wytwórców energii z odnawialnych źródeł. Dotychczas przedsiębiorcy korzystający w procesie wytwórczym z odnawialnych źródeł energii byli uprawnieni do otrzymania tzw. zielonych certyfikatów, które mogły zostać sprzedane na giełdzie, a uzyskana wartość stanowiła wsparcie. Uchwalona ustawa o OZE przewiduje zapewnienie wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii możliwości sprzedaży wytworzonej energii przez 15 lat po stałej cenie (z uwzględnieniem inflacji). Warunkiem uzyskania wsparcia jest wygranie przez danego wytwórcę aukcji na wyprodukowanie określonej ilości energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w określonym czasie.

Aukcje organizowane są przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) i odbywają się za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA). Prezes URE na mocy ustawy wyznacza sprzedawców energii elektrycznej (tzw. „sprzedawca zobowiązany”), których obowiązkiem jest zakup energii elektrycznej od wytwórców, którzy wygrali aukcję. Aukcje są przeprowadzane odrębnie dla różnych technologii oraz mocy instalacji. Wytwórca energii elektrycznej z OZE, który chce wziąć udział w aukcji, musi złożyć ofertę za pośrednictwem platformy aukcyjnej. W ofercie muszą zostać zawarte informacje na temat rodzaju i mocy instalacji oraz ilości produkowanej energii elektrycznej, którą wytwórca zamierza sprzedać w określonym czasie. Wytwórca musi przedstawić także cenę sprzedaży energii elektrycz-

nej. Zwycięstwo w aukcji przypada uczestnikom, którzy zaoferują najkorzystniejsze warunki sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej. W ustawie wprowadzono podział aukcji na następujące koszyki technologiczne:

- instalacje o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej łącznej, bez względu na źródło pochodzenia, większym niż 3504 MWh/MW/rok;
- instalacje wykorzystujące do wytworzenia energii elektrycznej ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów;
- instalacje, w których emisja CO₂ jest nie większa niż 100 kg/MWh, o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej większym niż 3504 MWh/MW/rok;
- instalacje zgłoszone przez członków klastra energii;
- instalacje zgłoszone przez członków spółdzielni energetycznej;
- instalacje wykorzystujące wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej;
- instalacje inne niż wymienione w pkt 1÷6.

Co więcej aukcje będą rozdzielone ze względu na moc instalacji – odrębnie dla instalacji do 1 MW oraz powyżej 1 MW.

Aukcje mają odbywać się co najmniej raz do roku i będą ogłaszane przez Prezesa URE najpóźniej 30 dni przed rozpoczęciem. Kolejność w jakich będą przeprowadzane poszczególne aukcje będzie określana na drodze rozporządzenia przez Radę Ministrów. W zależności od technologii wytwarzania energii oraz mocy instalacji określana będzie również tzw. cena referencyjna, czyli maksymalna cena energii, która może zostać zaproponowana przez wytwórcę biorącego udział w aukcji.

Odrębne zasady dotyczą systemu wsparcia dla prosumentów (jednoczesnych producentów i konsumentów energii), którzy zgodnie z definicją, wytwarzają energię elektryczną wyłącznie z OZE w mikroinstalacji w celu wykorzystania jej na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą. Wsparcie dla prosumentów, zgodnie z ustawą, polega na możliwości skorzystania z tzw. opustów – rozliczeń różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej i z niej pobranej w stosunku ilościowym: 1÷0,7 dla wszystkich mikroinstalacji z wyjątkiem mikroinstalacji o mocy zainstalowanej do 10 kW (1÷0,8). Ponadto prosument zwolniony jest z uiszczania opłat z tytułu wspomnianego rozliczenia energii elektrycznej oraz opłat za usługę dystrybucji energii elektrycznej.

W chwili obecnej trwają prace nad przyjęciem nowelizacji ustawy o OZE, która ma wprowadzić szereg zmian w obowiązujących przepisach. Nowelizacja wprowadzi m.in. nowe mechanizmy wsparcia dla małych wytwórców energii elektrycznej z OZE, umożliwi monitorowanie i ocenę rozwoju rozproszonej produkcji energii w mikroinstalacjach OZE oraz usprawni obowiązujący system aukcyjny.

Zmiany te mają na celu efektywniejsze wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, ujednolicenie polskich i unijnych regulacji prawnych dotyczących wsparcia finansowego dla

wytwarzania energii z OZE, a także umożliwienie osiągnięcia przez Polskę wyznaczonych na 2020 rok celów w zakresie OZE.

Wsparcie instalacji odnawialnych źródeł energii gwarantują także regulacje wynikające z Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 18.10.2012 r. (Dz.U. 2012 poz. 1229 z późn.zm.) w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. Według zawartych w dokumencie zapisów przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem i/lub obrotem energią mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub, w wypadku jego braku, uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. Począwszy od 2021 roku udział ilościowy wytwarzanej przez dane przedsiębiorstwo energii elektrycznej, wynikającej ze świadectw pochodzenia lub z uiszczonej opłaty zastępczej, musi wynosić 20% rocznie.

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w strukturze paliw i innych nośników energii pierwotnej zużytych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez ENEA S.A. wykazuje wzrost z 14,85% w 2012 r. na 19,94% w 2016 r. Wykorzystanie OZE kształtuje się na drugim miejscu, zaraz po węglu kamiennym i przekroczyło o ponad 2% wykorzystanie węgla brunatnego. Odnawialne źródła energii dla ENEA S.A. stanowią: energia wiatrowa (11,62%), biomasa (6,28%) i hydroenergia (2,04%). W związku z powyższym stwierdza się, że ilość energii elektrycznej wytworzonej w OZE i sprzedanej przez ENEA S.A. przekroczyła granice ustalone w ww. rozporządzeniu na 2016 r. i niemal osiągnęła wymagania przewidziane na 2021 r.

W dniu 16.07.2016 r. weszła w życie ustawa z dn. 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz.U. 2016 poz. 961), która reguluje zasady lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenie kraju. Najważniejsze zapisy ustawy dotyczą minimalnej odległości farm wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, którą określono na 10-krotność wysokości wiatraków wraz z wirnikiem i łopatom, co w praktyce wyniesie 1,5-2 km. Wyznaczona odległość dotyczyć ma również lokalizacji farm wiatrowych przy granicach m.in. parków narodowych, rezerwatów, parków krajobrazowych czy obszarów Natura 2000. W przypadku istniejących już wiatraków, nie spełniających nowego kryterium, wprowadzony został zakaz rozbudowy elektrowni – dopuszczalne będą jedynie prace remontowe, niezbędne do eksploatacji. Ponadto ustawa dopuszcza lokalizację elektrowni wiatrowych jedynie na podstawie obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Ustawa stanowi znaczące ograniczenie możliwości realizacji ww. inwestycji.

Klastry energii

Nowością w polskim ustawodawstwie jest zawarcie w ustawie o OZE definicji klastra energii. Pod tym pojęciem rozumie się podmiot powstały w wyniku porozumienia zawartego przez osoby fizyczne, firmy, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, którego celem jest wytwarzanie oraz równoważenie zapotrzebowania, dystrybucji i obrotu energią (m.in. energią wytworzoną z odnawialnych źródeł energii).

Zgodnie z ustawą obszar działania klastra nie może przekraczać granic jednego powiatu bądź pięciu gmin. Klaster energii ma być reprezentowany przez Koordynatora, którym może być jeden z członków klastra bądź utworzona w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie lub fundacja. W obowiązującej ustawie o OZE dla klastrów energetycznych przewidziany został osobny koszyk technologiczny zapewniający możliwość udziału w odrębnej aukcji na zakup energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii.

Z punktu widzenia jednostek samorządu terytorialnego zawarta w ww. ustawie koncepcja klastrów energii jest warta zainteresowania. Stwarza ona możliwości lokalnego współdziałania samorządów oraz innych podmiotów w zakresie wytwarzania i zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną oraz ciepło, a także możliwość obniżenia kosztów dystrybucji i przesyłu energii ze względu na lokalny charakter działalności. Decentralizacja systemów zaopatrzenia w energię w ramach działania klastra stwarza możliwość niezawodnych oraz ciągłych dostaw mediów energetycznych do odbiorców, co wiąże się z poprawą bezpieczeństwa energetycznego regionu. Ponadto utworzenie klastra energii daje większe możliwości współpracy przedsiębiorstw z jednostkami naukowymi i badawczymi, co stwarza szeroki zakres możliwości do wprowadzania innowacyjnych rozwiązań w dziedzinie zarządzania energią – tzn. wytwarzania, przesyłu, magazynowania oraz użytkowania energii. Dla samorządów korzystnym rozwiązaniem może być również utworzenie w ramach klastra energii grup zakupowych w celu obniżenia kosztów dostawy mediów energetycznych – energii elektrycznej i ciepłej oraz paliw gazowych.

Idea klastrów energii stwarza wiele możliwości dla poprawy bezpieczeństwa oraz efektywności wytwarzania, przesyłu oraz użytkowania energii, co jest szczególnie istotne z powodu wzrastającej konsumpcji energii, a także coraz bardziej restrykcyjnych norm środowiskowych. Wzrost innowacyjności, możliwy do osiągnięcia poprzez działalność klastra energii, może przyczynić się również do wzrostu atrakcyjności gospodarczej danego regionu, co wpłynie na jego rozwój.

Istotne jest stworzenie określonych reguł prawnych dla działalności klastrów energii oraz uszczegółowienie zasad współdziałania klastrów energii z lokalnymi operatorami systemów dystrybucyjnych, co może w znaczący sposób wpłynąć na efekty osiągane przez klastry w zakresie zarządzania energią.

W związku z coraz większym zainteresowaniem społeczeństwa ideą klastrów Rząd zapowiedział prace nad ustawą dotyczącą energetyki rozproszonej, w której mają zostać uszczegółowione zasady działalności klastrów energii.

Zgodnie z informacjami uzyskanymi w wyniku ankietyzacji gmin, na terenie województwa lubuskiego utworzone zostały dwa klastry energii:

- Zielonogórski Klaster Energii,
- Gorzowski Klaster Energii

oraz planowane jest utworzenie Klastra Energii Odnawialnej na terenie powiatu słubickiego.

Zielonogórski Klaster Energii został utworzony w 2017 r. i jest wspólną inicjatywą miasta Zielona Góra, Uniwersytetu Zielonogórskiego oraz lokalnych firm, działających głównie w ramach Lubuskiego Parku Przemysłowo-Technologicznego. Klaster tworzy 19 podmiotów: Miasto Zielona Góra, Miasto Nowa Sól, Gmina Sulechów, Gmina Nowa Sól, Gmina

Otyń, Uniwersytet Zielonogórski, Lubuski Park Przemysłowo-Technologiczny, Kostrzyńsko – Słubicka Specjalna Strefa Ekonomiczna, Centrum Energetyki Odnawialnej przy PWSZ w Sulechowie, ENEA Innovation Sp. z o.o., Lubuskie Towarzystwo na Rzecz Rozwoju Energetyki Dychów, „MAZEL” S.A., Zielonogórski Rynek Rolno-Towarowy S.A., AKUO ENERGY POLSKA Sp. z o.o., Strzelce Energia sp. z o.o., LUG LIGHT FACTORY Sp. z o.o., STELMET S.A., Miejski Zakład Komunikacji w Zielonej Górze i SORTER Sp. z o.o. Funkcję Koordynatora pełni firma „MAZEL” S.A.

Przedsięwzięcie ma na celu poprawę efektywności energetycznej, wzrost innowacyjności oraz konkurencyjności firm działających w tej części województwa lubuskiego. Kolejnym celem klastra jest wzmocnienie niezawodności dostaw energii elektrycznej i stworzenie lokalnego systemu Smart Grid, który docelowo zostanie włączony w powstającą koncepcję Smart City - Zielona Góra. Realizacja tych celów będzie wymagała ścisłej współpracy pomiędzy członkami Klastra i Eneą Operator - operatorem systemu dystrybucyjnego. Jednym z prowadzonych aktualnie działań przez Koordynatora Klastra we współpracy z Eneą Operator jest praca nad modelem lokalnej inteligentnej sieci energetycznej. Enea Operator odpowiedzialna będzie również za budowę nowych linii zasilających Lubuski Park Przemysłowo-Technologiczny w Nowym Kisielinie wraz z nowym Głównym Punktem Zasilania (GPZ). Projekt ma szansę otrzymania wsparcia finansowego na stworzenie w pełni innowacyjnej, nowoczesnej sieci smart pozwalającej skutecznie zarządzać gospodarką energetyczną. Celem twórców Zielonogórskiego Klastra Energii jest stworzenie silnego, efektywnego, a zarazem przyjaznego środowiska systemu energetycznego w południowej części województwa lubuskiego.

Cele i działania Klastra obejmują:

- a) wytwarzanie i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii;
- b) podnoszenie bezpieczeństwa energetycznego na obszarze działania Klastra, w tym w szczególności poprzez realizację nowych źródeł energii zlokalizowanych w pobliżu jej odbiorców, stanowiących uzupełnienie oraz, w przypadku awarii, alternatywę dla istniejących źródeł;
- c) zwiększanie poziomu lokalnego wytwarzania i konsumpcji energii i tym samym stworzenie lepszych warunków dla rozwoju gospodarczego na obszarze działania Klastra;
- d) poprawę stanu środowiska naturalnego na obszarze działania Klastra, w tym w szczególności poprawę stanu powietrza, poprzez realizację niskoemisyjnych inwestycji mających na celu wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii;
- e) promocję regionu jako ośrodka produkcji i dystrybucji energii przyjaznej dla środowiska naturalnego i społeczeństwa, wykorzystującej jako źródło energii odnawialne źródła energii i w perspektywie rozwój regionu poprzez tworzenie nowych miejsc pracy;
- f) edukację i promocję energii odnawialnej oraz zachowań proekologicznych skierowanych do lokalnej społeczności i przedsiębiorców.

Planowane źródła OZE:

- elektrociepłownia biomasowa o mocy 5 MW_e i 20 MW_t – na terenie m. Zielona Góra - Nowy Kisielin,

- dwie elektrownie fotowoltaiczne o łącznej mocy 5 MW – na terenie m. Nowa Sól i m. Zielona Góra - Nowy Kisielin.

Realizacja powyższych zamierzeń planowana jest na lata 2019-2020.

Ponadto w perspektywie do 2030 r. w ramach działania Zielonogórskiego Klastra Energii planowane są inwestycje: budowa i rozbudowa sieci elektroenergetycznej średniego napięcia oraz budowa sieci ciepłowniczej i chłodniczej.

Gorzowski Klaster Energii został utworzony w 2017 r. i jest zrzeszeniem firm: Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej Sp. z o.o., Inneko Sp. z o.o., Neo Energy Sp. z o.o., BioEnergy Farm Stanowice Sp. z o.o., Eneri Sp. z o.o., Eneris Surowce S.A. Oddział w Gorzowie Wielkopolskim. Koordynatorem klastra został Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej Sp. z o.o. Obszar działania klastra obejmuje gminy Gorzów Wielkopolski oraz Bogdaniec. Utworzenie klastra to efekt współpracy lokalnych przedsiębiorców, zajmujących się produkcją energii z odnawialnych źródeł, tj. biomasa, biogaz, energia słoneczna. Działanie zostało zainicjowane przez spółkę Inneko sp. z o.o., która zajmuje się przetwarzaniem odpadów dla Gorzowa Wielkopolskiego. Celem Gorzowskiego Klastra Energii jest produkcja i sprzedaż energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu, która ma zaspokajać potrzeby lokalnych odbiorców. Aktualnie w ramach klastra funkcjonują następujące źródła wykorzystujące odnawialne źródła energii:

- biogazownia składowiskowa o mocy 330 kW,
- elektrownia biomasowa o mocy 4,2 MW,
- farma fotowoltaiczna o mocy 900 kW.

W planach przyszłościowych klastra jest inwestycja w kolejne moce wytwórcze, m.in. źródło, które jako paliwo wykorzystywać będzie odpady RDF pochodzące ze składowiska zarządzanego przez firmę Inneko. Prowadzone są także prace badawcze, m.in. projekt linii do przetwarzania odpadów niebezpiecznych oraz badania nad termicznym przekształcaniem odpadów. W tym celu powstaje badawczy model zgazowywacza. Inwestycja wpłynie znacząco na ograniczenie zanieczyszczeń oddawanych do atmosfery z procesu spalania paliw stałych i ciekłych.

Klaster Energii Odnawialnej tworzyć mają: Gmina Słubice, Gmina Górzycza, Gmina Rzepin, Gmina Cybinka oraz spółka LEMA S.A. z siedzibą we Wrocławiu, która ma pełnić funkcję Koordynatora Klastra. Planowany zakres działań do realizacji w ramach Klastra obejmuje prowadzenie działalności gospodarczej mającej na celu wspólne i skoordynowane równoważenie podaży oraz zapotrzebowania na energię lub paliwa gazowe na obszarze terytorialnym gmin powiatu słubickiego, poprzez działalność w zakresie ich wytwarzania, dystrybuowania i obrotu. Celem działalności Klastra ma być również poprawa bezpieczeństwa energetycznego i stanu środowiska na obszarze jego działania, prowadzenie działalności edukacyjnej oraz wzmocnienie lokalnej gospodarki dzięki optymalizacji wykorzystywania lokalnie dostępnych zasobów energetycznych, w tym odnawialnych źródeł energii oraz innym działaniom proefektywnościowym.

Zidentyfikowano również trzy inicjatywy klastrowe na terenie województwa lubuskiego:

- Klaster Bobrowice – Zielona elektromobilność,
- Klaster Energetyczny Gmina Gubin,

- Witnica – gmina zrównoważona energetycznie.

6.2 Wykorzystanie OZE na terenie województwa lubuskiego

W celu dokonania pełnego bilansu energetycznego źródeł OZE na terenie województwa należy wziąć pod uwagę zarówno źródła wytwarzające energię elektryczną jak i ciepłą. Wytwarzanie energii elektrycznej z OZE wymaga uzyskania koncesji niezależnie od mocy zainstalowanej urządzeń wytwórczych. Natomiast wytwarzanie energii cieplnej z OZE wymaga uzyskania koncesji wyłącznie dla źródeł ciepła o łącznej mocy zainstalowanej ciepłej przekraczającej 5 MW.

W tabeli poniżej zestawiono koncesjonowane instalacje OZE wykorzystywane wyłącznie do produkcji energii elektrycznej w województwie lubuskim na tle kraju.

Tabela 6-1 Zestawienie instalacji OZE w Polsce oraz województwie lubuskim (wg URE, stan na lata 2012 i 2016) – dotyczy wyłącznie produkcji energii elektrycznej

Lp.	Typ instalacji	Moc instalacji [MW]			
		Polska		Woj. lubuskie	
		2012 r.	2016 r.	2012 r.	2016 r.
1	instalacje wykorzystujące biogaz	136,319	233,967	3,492	5,011
2	instalacje wykorzystujące biomasę	876,108	1 281,065	1,800	1,800
3	instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	1,289	99,098	0,000	3,351
4	instalacje wykorzystujące energię wiatru	2 644,898	5 807,416	56,600	192,000
5	instalacje wykorzystujące hydroenergię	966,236	993,995	118,860	119,026
RAZEM		4 624,850	8 415,541	180,752	321,188

Źródło: dane URE

Z tabeli wynika, że łączna moc koncesjonowanych instalacji wykorzystujących OZE w województwie lubuskim wzrosła ze 181 MW w 2012 r. do 321 MW w 2016 r.

Identyfikacja instalacji do produkcji energii cieplnej jest trudna, gdyż w większości przypadków są to małe indywidualne instalacje wykorzystywane wyłącznie dla własnych potrzeb.

6.2.1 Wykorzystanie biomasy i biogazu

Biomasa

W ustawie o odnawialnych źródłach energii sformułowano definicję „biomasy”, która jest rozszerzeniem definicji zawartej w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania

i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia... (Dz.U. 2012, poz. 1229 ze zm.)
i brzmi:

„Art. 2.

3) biomasa – stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej i leśnej oraz przemysłu przetwarzającego ich produkty, oraz ziarna zbóż nie spełniające wymagań jakościowych dla zbóż w zakupie interwencyjnym (...) i ziarna zbóż, które nie podlegają zakupowi interwencyjnemu, a także ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów.”

Do celów energetycznych najczęściej stosowane są następujące postacie biomasy:

- drewno odpadowe w leśnictwie i przemyśle drzewnym oraz odpadowe opakowania drewniane;
- rośliny energetyczne z upraw celowych (plantacje energetyczne), np. wierzba wiciowa, ślazier pensylwański, topinambur oraz trawy wieloletnie, jak np.: miskant olbrzymi;
- zieleń miejska (np. zieleń osiedlowa, uliczna, parki, ogródki działkowe);
- słoma zbożowa, z roślin oleistych lub roślin strączkowych oraz siano;
- odpady organiczne - gnojownica, osady ściekowe w przemyśle celulozowo-papierniczym, makulatura, odpady organiczne z przemysłu spożywczego, roszarni lnu, gorzelni, browarów;
- biopaliwa płynne do celów transportowych (np. oleje roślinne, biodiesel, bioetanol z gorzelni i agorafinerii);
- biogaz pozyskiwany z fermentacji roślin zielonych, przeróbki gnojowicy, osadów ściekowych i wysypisk komunalnych.

Wysoka lesistość województwa lubuskiego, określona na poziomie około 50% powierzchni całkowitej województwa, zdecydowała o dynamicznym rozwoju przemysłu sektora drzewnego (np. Swiss Krono Sp. z o.o. z siedzibą w Żarach – dawniej Kronopol sp. z o.o., Homanit Krosno Odrzańskie Sp. z o.o.). Pociąga to za sobą wymóg zabezpieczenia zaopatrzenia tych zakładów w surowiec przez nadleśnictwa RDLP w Zielonej Górze i Szczecinie. Ponadto, za zgodą nadleśnictw, pozyskiwana jest przez miejscową ludność wiejską drobna gałęziowa, jako tzw. samowyrób z przeznaczeniem na cele grzewcze w gospodarstwach domowych. W związku z powyższym na terenie województwa brak jest wolnych zasobów drewna, które mogłyby być przeznaczone w energetyce na większą skalę. Energetycznie wykorzystywane są natomiast odpady drzewne wytwarzane w ww. zakładach.

Ze względu na powyższe na terenie województwa możliwy jest do wykorzystania potencjał energetyczny biomasy pochodzącej z upraw energetycznych, zieleni urządzonej oraz odpadów rolniczych – słoma. Poniżej wskazano potencjalne możliwości pozyskania energii cieplnej z poszczególnych rodzajów biomasy na obszarze województwa lubuskiego.

Tabela 6-2 Potencjalne zasoby energii z biomasy możliwe do pozyskania na terenie województwa lubuskiego

Wyszczególnienie	Słoma	Plantacje energetyczne	Zieleń miejska (zieleń urządzona)
Powierzchnia, z której pozyskiwana może być biomasa [ha]	402 367 ** (grunty orne)	17 042 *** (nieużytki)	2 426 (parki, zieleńce, zieleń uliczna i osiedlowa)
Wskaźnik uzysku biomasy	1,5 t/ha	10 t/ha	2 t/ha
Wartość opałowa biomasy [MJ/kg]	14	16	14
Sprawność przetwarzania energii [%]	80	80	80
Roczna produkcja energii cieplnej [TJ]	338	218	54
Szczytowa moc cieplna [MW] *	60	38	9

Źródło: opracowanie własne na podst. danych GUS za 2014 r.

* moc szczytowa obliczona z założeniem rocznego czasu wykorzystania mocy w sezonie grzewczym na poziomie 1600 h

** przyjęto, że 50% tej powierzchni jest wykorzystywane na zasiew zbóż

*** przyjęto, że może zostać wykorzystane 30% tej powierzchni

Jak wynika z szacunkowych obliczeń przedstawionych w powyższej tabeli potencjał energetyczny biomasy na terenie województwa lubuskiego jest dosyć duży. Ze względu na znaczną powierzchnię gruntów ornych potencjał energetyczny słomy jest stosunkowo wysoki. Jednakże w ostatnich latach obserwuje się stały spadek powierzchni gruntów ornych na terenie województwa, co wpływa na malejące zasoby słomy. Zasoby energii zawarte w biomase pochodzącej z upraw energetycznych również wskazują na znaczny potencjał. Jednakże należy wziąć pod uwagę, że wartość możliwej do uzyskania energii została wyznaczona z założeniem, że ok. 30% terenów określonych jako nieużytki zostanie przeznaczona na plantacje energetyczne. Uprawy energetyczne umożliwiają zagospodarowanie terenów zdegradowanych i/lub niskoproduktywnych terenów rolniczych. W województwie lubuskim najczęściej uprawiana jest wierzba wiciowa (energetyczna) o wartości opałowej suchej masy drzewnej ok. 16 MJ/kg. Wykorzystywana jest w postaci zrębków do spalania bezpośredniego lub w formie brykietu czy pelletu. Znaczna część materiału energetycznego eksportowana jest do Niemiec. Najmniejszy potencjał energii cieplnej wykazuje biomasa pochodząca z terenów zieleni urządzonej.

W chwili obecnej w Polsce, wg danych URE (stan na dzień 31.12.2016 r.), moc zainstalowana elektrowni biomasowych wynosi 1 281,065 MW, co wskazuje na wzrost o ok. 400 MW w porównaniu z 2012 r. W województwie lubuskim istnieje 1 koncesjonowana instalacja biomasowa o mocy 1,80 MW zlokalizowana w Mieście Zielona Góra na terenie Zakładu Produkcji Pellet - Stelmet S.A. Instalacja wykorzystuje odpady drzewne, rolnicze i ogrodowe. Ponadto na terenie województwa lubuskiego funkcjonują zakłady przemysłowe wykorzystujące biomasę do celów energetycznych – łączna moc tych instalacji szacowana jest na ok. 90 MW.

Biogaz

Ustawa o OZE rozróżnia definicje „biogazu” oraz „biogazu rolniczego”. Zgodnie z ustawą:

- biogaz - gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów;
- biogaz rolniczy - gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów.

Głównymi surowcami podlegającymi fermentacji beztlenowej są:

- odchody zwierzęce,
- osady z oczyszczalni ścieków,
- odpady organiczne,
- zboża, nasiona roślin oleistych.

Typowymi końcowymi zastosowaniami biogazu mogą być:

- spalanie w kotłach grzewczych,
- spalanie w silnikach agregatów prądotwórczych,
- podłączenie do sieci gazu ziemnego,
- zasilanie silników pojazdów trakcyjnych.

Wg danych URE (stan na dzień 31.12.2016 r.) na terenie Polski pracują instalacje wykorzystujące biogaz o łącznej mocy zainstalowanej około 234 MW (wzrost o 98 MW w porównaniu z 2012 r.). Na terenie województwa lubuskiego działa aktualnie 9 koncesjonowanych instalacji biogazowych o mocy około 5 MW. Biogazownie zlokalizowane są w Gorzowie Wielkopolskim oraz w powiatach: krośnieńskim, zielonogórskim, nowosolskim i żarskim.

W poniższej tabeli przedstawiono moc wszystkich biogazowni zidentyfikowanych na terenie województwa lubuskiego w podziale na technologie wytwarzania biogazu - według stanu na lata 2012 i 2016.

Tabela 6-3 Moc zainstalowana instalacji wykorzystujących biogaz na terenie województwa – stan na lata 2012 i 2016

Instalacja	Moc zainstalowana [MW]	
	stan na 2012 r.	stan na 2016 r.
BIOGAZOWNIE ROLNICZE	2,75	4,05
Gm. Gubin	-	0,40
Gm. Otyń – Biogaz Agri Sp. z o.o.	0,25	0,25
Gm. Sulechów – Spółka Rolna Kalsk	1,1	1,50
Gm. Sulechów – Gospodarstwo Rolne Klępsk	1,4	0,90
Gm. Gubin - Zakład Rolny w Sieńsku	-	1,00
BIOGAZOWNIE – gaz z oczyszczalni ścieków	1,80	2,17

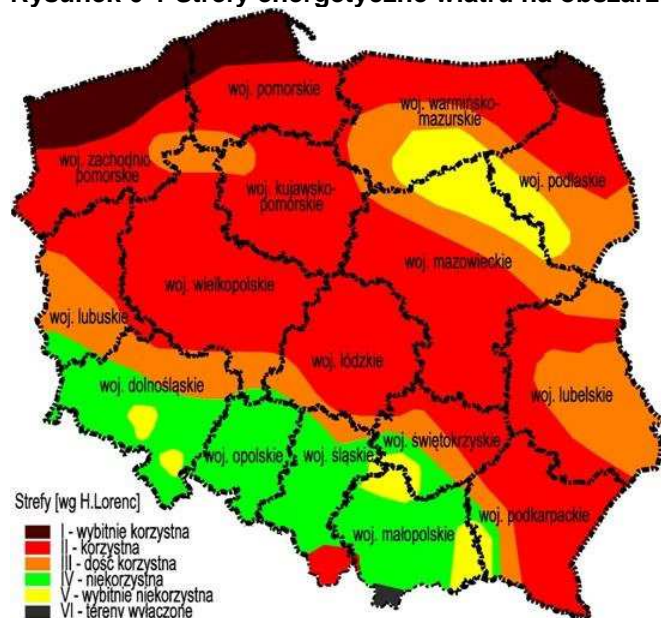
Instalacja	Moc zainstalowana [MW]	
	stan na 2012 r.	stan na 2016 r.
PWiK OŚ Gorzów Wielkopolski	0,37	0,74
Przedsiębiorstwo Oczyszczania Ścieków Gubin-Guben	0,23	0,23
ZWKiUK Zielona Góra	0,60	0,60
ZWKiUK Świebodzin	0,60	0,60
BIOGAZOWNIE – gaz składowiskowy	0,50	1,03
Zakład Utylizacji Odpadów Gorzów Wielkopolski	-	0,33
Eko-Energia Racula Zielona Góra	0,50	0,50
Żary – Mała Elektrownia Biogazowa	-	0,20
BIOGAZOWNIE – inne	0,00	1,00
Gm. Bogdaniec - Bioenergy Farm Stanowice Sp. z o.o.	-	1,00

Źródło: opracowanie własne na podst. danych z ankietyzacji, URE oraz ENEA Operator

6.2.2 Energetyka wiatrowa

Znaczna część obszaru województwa lubuskiego leży w rejonie korzystnym i dość korzystnym, jeżeli chodzi o warunki wiatrowe dla budowy siłowni. Obecnie zamiast budowy pojedynczych elektrowni wiatrowych przeważa tendencja projektowania parków wiatrowych o łącznej mocy na poziomie kilkudziesięciu megawatów, z siłowniami posadowionymi na masztach o wysokości 100 m, gdzie dla obszaru województwa lubuskiego średnioroczne prędkości wiatru osiągają wartości od 6,6 do 7,8 m/s (teren otwarty).

Rysunek 6-1 Strefy energetyczne wiatru na obszarze Polski (wg prof. H. Lorenc)



Źródło: Mapa prof. H. Lorenc, badania za lata 1971- 2000

Według danych URE (na dzień 31.12.2016 r.) na terenie Polski występują koncesjonowane elektrownie wiatrowe o łącznej mocy 5,81 GW (w porównaniu z 2012 r. nastąpił wzrost o 3,2 GW). W województwie lubuskim działa obecnie 14 koncesjonowanych instalacji wia-

trowych o łącznej mocy wynoszącej około 192 MW, co stanowi ok. 3% udziału mocy wytwarzanej z energii wiatru na terenie Polski. W porównaniu do roku 2012 nastąpił dwukrotny wzrost liczby elektrowni wiatrowych na terenie województwa lubuskiego oraz trzykrotny przyrost mocy zainstalowanej tych elektrowni.

Poniżej przedstawiono charakterystykę istniejących elektrowni wiatrowych zlokalizowanych w województwie lubuskim wg stanu na koniec 2012 i 2016 r.

Tabela 6-4 Moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na terenie województwa – stan na lata 2012 i 2016

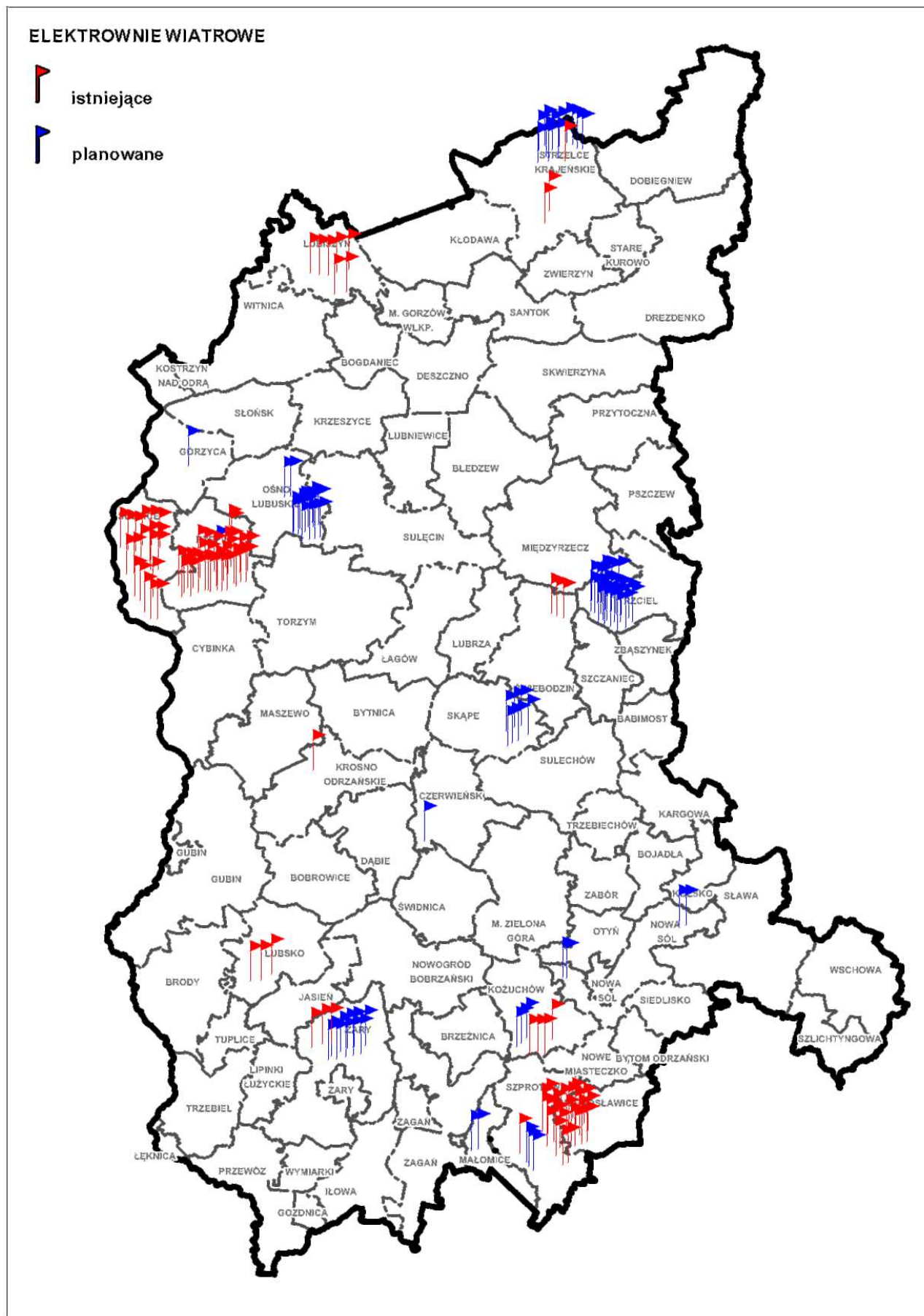
Nazwa instalacji	Gmina / Miejscowość	Inwestor / Właściciel	Rok uruchomienia	Moc zainstalowana instalacji [MW]	
				stan na 2012 r.	stan na 2016 r.
EW Lubiechnia Wielka	Rzepin	Ravent Sp. z o.o.	bd.	0,8	1,3
EW Osiecznica	Krosno Odrzańskie / Osiecznica	EKO-MOC	bd.	0,3	0,3
EW Strzelce Pilotaż	Strzelce Krajeńskie / Lubicz	EW Czyżewo	2011	6,0	6,0
Golice Wind Farm	Słubice / Golice	Acciona Energy Poland	2011	38,0	38,0
EW Cisów, EW Cisów 2	Kożuchów / Cisów	Elsett Electronics	2011	4,5	6,0
EW Kartowice	Szprotawa / Kartowice	Elsett Electronics	2011	1,5	1,5
EW Glińsk	Świebodzin / Glińsk	Elektrownie Wiatrowe KAROR Sp. z o.o.	2012	6,0	6,0
FW Mycielin	Niegostawice, Szprotawa	Polenergia S.A.	2015	-	48,0
EW Lubno I, EW Lubno II	Lubiszyn / Lubno	Elektrownie wodne Sp. z o.o.	bd.	-	14,1
Budziechów AS	Lubsko / Dłużek	Gewind Budziechów Sp. z o.o.	bd.	-	6,4
Żary AS	Żary / Lubanice	Gewind Grabik Sp. z o.o.	bd.	-	6,4
Rzepin Wind Farm	Rzepin	EDF - EN	2015	-	58,0
RAZEM				57,1	192,0

Źródło: opracowanie własne na podst. danych z ankietyzacji, URE oraz ENEA Operator

Zgodnie z Planem rozwoju ENEA Operator Sp. z o.o. na terenie województwa lubuskiego planowane jest przyłączenie nowych źródeł – farmy i elektrownie wiatrowe o łącznej mocy przyłączeniowej ok. 130 MW.

Na poniższym rysunku przedstawiono istniejące (kolor czerwony) oraz potencjalne lokalizacje farm wiatrowych (kolor niebieski) w województwie lubuskim.

Rysunek 6-2 Istniejące oraz potencjalne lokalizacje farm wiatrowych w województwie lubuskim



6.2.3 Energetyka wodna

Wg danych URE (stan na dzień 31.12.2016 r.) na terenie Polski funkcjonują elektrownie wodne o mocy zainstalowanej ok. 994 MW (wzrost o 28 MW w porównaniu z 2012 r.). Potencjał hydroenergetyczny województwa lubuskiego wg możliwości technicznych szacowany jest na 1 544 GWh/rok, w tym największy na Odrze Środkowej i Nysie Łużyckiej. Na omawianym obszarze na chwilę obecną (grudzień 2016 r.) pracuje 56 koncesjonowanych instalacji o łącznej zainstalowanej mocy wynoszącej ok. 119 MW. Zasadniczo stan wykorzystania hydroenergii na terenie województwa lubuskiego nie uległ znaczącej zmianie od 2012 r.

Na obszarze województwa lubuskiego eksploatowane elektrownie wodne są własnością: PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Dychów w Dychowie, spółki zależnej od Grupy Kapitałowej ENEA - Elektrownie Wodne Sp. z o.o. oraz prywatnych przedsiębiorców w rozkładzie ilości i mocy zainstalowanej według poniższego zestawienia.

Tabela 6-5 Zbiorcze zestawienie elektrowni wodnych w województwie lubuskim – stan na lata 2012 i 2016

Właściciel	Moc zainstalowana [MW]	
	stan na 2012 r.	stan na 2016 r.
PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Dychów w Dychowie (elektrownia szczytowo-pompowa „Dychów”)	90,0	90,0
PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Dychów w Dychowie	18,0	19,0
Grupa Kapitałowa ENEA Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	2,0	2,0
Prywatni przedsiębiorcy	8,0	8,0
Razem	118,0	119,0

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych od przedsiębiorstw

Zestawienie zbiorcze elektrowni wodnych ze wskazaniem lokalizacyjnym przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 6-6 Zestawienie koncesjonowanych elektrowni wodnych w województwie lubuskim – stan na 31.12.2016 r.

Powiat	Ilość instalacji [szt.]	Moc instalacji [MW]
strzelecko-drezdenecki	3	1,96
sulęciński	4	0,07
międzyrzecki	5	1,06
słubicki	5	0,22
świebodziński	3	0,10
krośnieński	7	95,56
zielonogórski	1	0,03
żarski	7	5,88
nowosolski	1	0,02
żagański	20	14,12
województwo lubuskie - łącznie	56	119,02

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

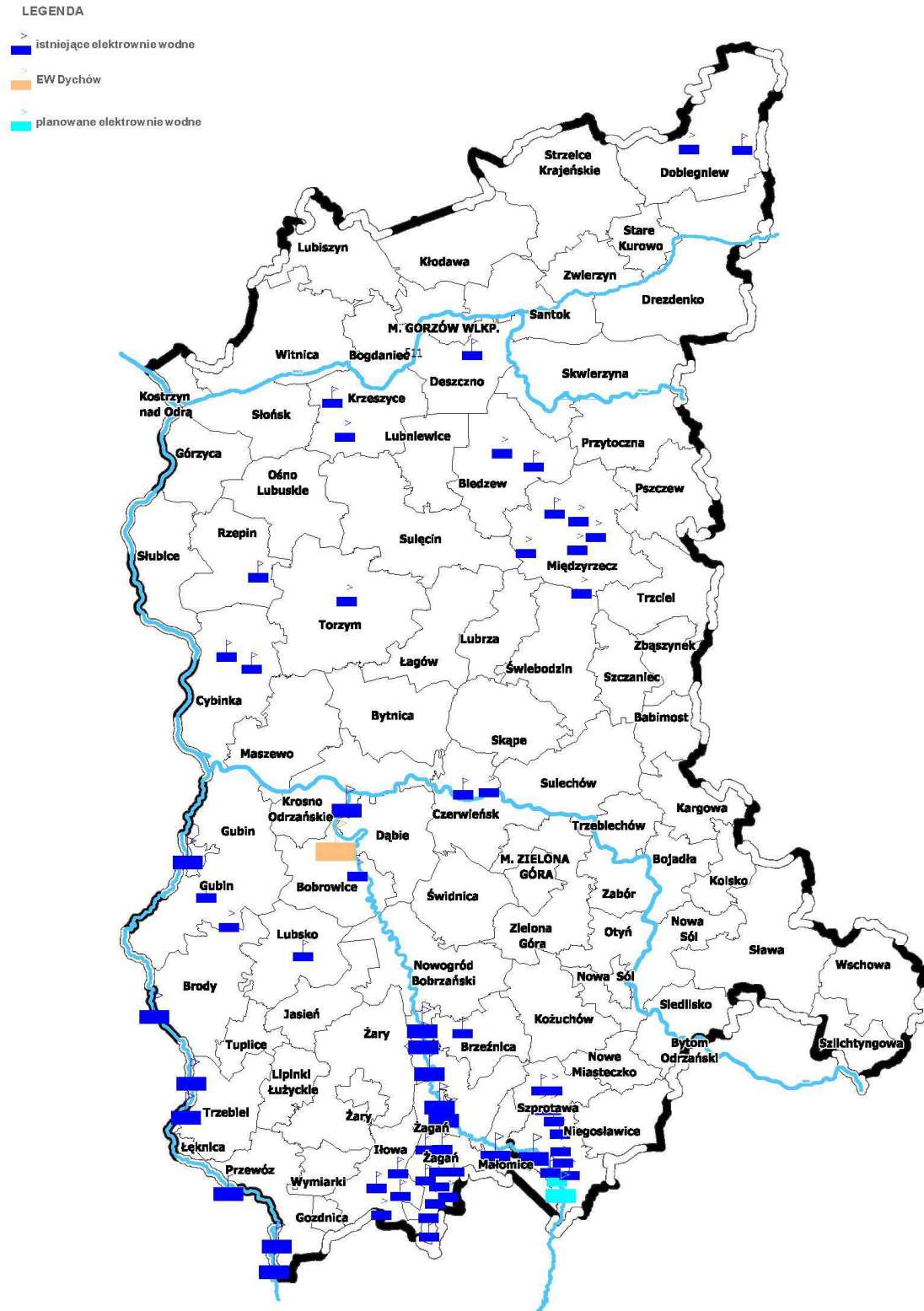
Wg oceny zawartej w „Krajowym planie działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” największy techniczny potencjał hydroenergetyczny w województwie lubuskim posiadają: Odra, Bóbr i Kwisa.

Potencjalną szansą na dalsze wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego na terenie województwa i ewentualny rozwój energetyki wodnej są prowadzone w Ministerstwie Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej prace nad programem rozwoju Odrzańskiej Drogi Wodnej. Dla osiągnięcia wymaganej klasy drogi wodnej konieczna jest budowa szeregu stopni wodnych na określonym odcinku drogi wodnej. Budowa stopni wodnych powinna uwzględniać każdorazowo śluzę, jaz i elektrownię wodną. Na Odrze, na odcinku w obrębie woj. lubuskiego planowanych jest kilka takich stopni wodnych.

Należy się liczyć z rozwojem hydroenergetyki w oparciu o małe elektrownie wodne o mocach od kilkudziesięciu kW, do co najwyżej kilku MW.

Na poniższym rysunku przedstawiono lokalizację istniejących oraz planowanych elektrowni wodnych w województwie lubuskim.

Rysunek 6-3 Istniejące oraz planowane lokalizacje elektrowni wodnych w województwie lubuskim



6.2.4 Energia słoneczna

Średnia gęstość energii słonecznej w Polsce waha się od 950 do 1250 kWh/m² rocznie. Największe nasłonecznienie występuje w okolicach województwa lubelskiego - powyżej 1048 kWh/m², natomiast najniższe, ze względu na duże zanieczyszczenie powietrza, na Śląsku oraz w rejonie granicy polsko-czesko-niemieckiej.

Średnia roczna gęstość energii słonecznej na terenie województwa lubuskiego wynosi 1000-1100 kWh/m². Średnie nasłonecznienie w województwie wynosi około 1 600 godzin na rok. Około 80% całkowitej rocznej sumy nasłonecznienia przypada na 6 miesięcy sezonu wiosenno-letniego.

Wykorzystanie bezpośrednio energii słonecznej może odbywać się na drodze konwersji fotowoltaicznej (ogniwa fotowoltaiczne) lub fototermicznej (kolektory słoneczne). W obu przypadkach niepodważalną zaletą wykorzystania tej energii jest brak szkodliwego oddziaływania na środowisko podczas pracy instalacji. Natomiast warunkiem ograniczającym dostępność stosowania instalacji solarnych są wciąż jeszcze wysokie nakłady inwestycyjne związane z zainstalowaniem stosownych urządzeń.

Instalacje fotowoltaiczne

Wg danych URE (stan na 31.12.2016 r.) na terenie Polski pracują koncesjonowane instalacje energii elektrycznej wykorzystujące promieniowanie słoneczne o łącznej zainstalowanej mocy wynoszącej około 99 MW – od 2012 r. nastąpił dynamiczny wzrost liczby i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznych w Polsce – wzrost mocy o 98 MW. Na terenie województwa lubuskiego w 2012 r. nie funkcjonowały koncesjonowane instalacje fotowoltaiczne, natomiast według danych za 2016 r. aktualnie działa 17 instalacji o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 3,35 MW. Zestawienie koncesjonowanych instalacji w podziale na regiony przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 6-7 Zestawienie koncesjonowanych elektrowni fotowoltaicznych w województwie lubuskim – stan na 31.12.2016 r.

Powiat	Ilość instalacji [szt.]	Moc instalacji [MW]
gorzowski	1	1,00
krośnieński	2	1,75
nowosolski	1	0,11
strzelecko-drezdenecki	1	0,04
świebodziński	1	0,04
wschowski	2	0,22
zielonogórski	2	0,05
m. Zielona Góra	7	0,14
województwo lubuskie - łącznie	17	3,35

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Wśród wymienionych w powyższej tabeli instalacji znajdują się m.in.:

- Centrum Standaryzacji Biomasy Sp. z o.o. – farma fotowoltaiczna zlokalizowana na terenie gminy Bogdaniec (powiat gorzowski) – 1,0 MW,

- Przedsiębiorstwo Energetyczne Gubin Sp. z o.o. – Elektrownia Słoneczna Gubin zlokalizowana na terenie gminy Gubin (powiat krośnieński) – 1,5 MW,
- Przedsiębiorstwo Oczyszczalnia Ścieków Gubin-Guben Sp. z o.o. – Elektrownia fotowoltaiczna przy POŚ Gubin-Guben zlokalizowana na terenie gminy Gubin (powiat krośnieński) – 0,25 MW,
- Zakład Wodociągów i Kanalizacji Sława Sp. z o.o. - farma fotowoltaiczna zlokalizowana na terenie gminy Sława (powiat wschowski) – 0,2 MW.

Ponadto na terenie województwa lubuskiego instalacje fotowoltaiczne wykorzystywane są na cele potrzeb własnych w:

- obiektach użyteczności publicznej – 17 obiektów – moc zainstalowana: ~0,3 MW,
- zasobach mieszkaniowych – 74 obiekty – moc zainstalowana: ~0,2 MW.

Na terenie województwa przewiduje się wzrost wykorzystania energii słonecznej poprzez konwersję fotowoltaiczną – m.in. plany budowy instalacji fotowoltaicznej na terenie EC Gorzów, plany budowy dwóch elektrowni fotowoltaicznych w ramach działalności Zielonogórskiego Klastra Energii – wyszczególnienie w tabeli 6-9.

Wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych powinno wzrastać na terenie województwa. Wśród głównych kierunków rozwoju można wyróżnić:

- budowę farm fotowoltaicznych na terenach przemysłowych lub nieużytkach,
- budowę instalacji na wiatkach parkingowych,
- budowa instalacji na dachach obiektów wielkopowierzchniowych,
- budowa instalacji na nieczynnych składowiskach odpadów.

Kolektory słoneczne

Z analizy lat poprzednich oraz na podstawie aktualnych danych wynika, że produkcja energii wykorzystującej kolektory słoneczne w województwie lubuskim realizowana jest głównie przez inwestorów indywidualnych lub poprzez instytucje publiczne.

Z zebranych informacji wynika, że kolektory słoneczne zainstalowane są na 21 obiektach użyteczności publicznej oraz na szeregu prywatnych domów jednorodzinnych. Ciepło wytworzone przez kolektory słoneczne na ww. obiektach wykorzystywane jest głównie na potrzeby wytworzenia c.w.u.

Zakłada się, że w przyszłości kolektory słoneczne wykorzystywane będą w dalszym ciągu przede wszystkim w rozwiązaniach indywidualnych.

6.2.5 Energia geotermalna

Energia ziemi może zostać wykorzystana poprzez instalacje:

- geotermii głębokiej (odwierty o głębokości powyżej 1000 m sięgające do głębiej położonych wód geotermalnych o wyższych temperaturach, $t > 40^{\circ}\text{C}$),

- geotermii płytkiej (odwierty pionowe o głębokości poniżej 1000 m sięgające do wód geotermalnych o niższych temperaturach, $t < 40^{\circ}\text{C}$),
- pomp ciepła (instalacje na niewielkich głębokościach pionowe i poziome wykorzystujące ciepło gruntu).

Z materiału opublikowanego w Technice Poszukiwań Geologicznych, Geosynoptyka i Geotermia nr 1/2000 „Geosynoptyka i geotermia województwa lubuskiego” wynika, że wszystkie gminy znajdujące się na obszarze województwa lubuskiego posiadają warunki geologiczne i zasobowe pozwalające na wykorzystanie energii wód termalnych. Temperatura wód na głębokości około 2 000 m sięga miejscami powyżej 100°C (np. Pszczew, Trzciel 110°C), jednak w głównej mierze nie przekracza 80°C (np. Szprotawa, Żagań – ok. 80°C , Świebodzin, Bledzew – ok. 50°C). Główne ośrodki występowania gorących wód termalnych zlokalizowane są w północno-zachodniej części województwa, przy granicy z województwem zachodniopomorskim.

Do chwili obecnej na terenie województwa lubuskiego nie zinwentaryzowano instalacji geotermii głębokiej. Wykorzystywane są jedynie rozwiązania indywidualne oparte o pompy ciepła.

W wyniku przeprowadzonej ankietyzacji na terenie województwa lubuskiego zidentyfikowano łącznie 23 obiekty użyteczności publicznej oraz budynki mieszkaniowe, w których wykorzystywane są pompy ciepła w celach grzewczych. Łączna moc zainstalowana tych instalacji została oszacowana na ok. 1 MW.

6.2.6 Podsumowanie

Racjonalne wykorzystanie energii, a w szczególności energii źródeł odnawialnych, jest jednym z istotnych komponentów zrównoważonego rozwoju, przynoszącym wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie paliwowo-energetycznym gmin i miast województwa lubuskiego przyczynia się do poprawy efektywności wykorzystania i oszczędzania zasobów surowców energetycznych, poprawy stanu środowiska poprzez redukcję zanieczyszczeń do atmosfery i wód oraz redukcję ilości wytwarzanych odpadów. W związku z tym wspieranie rozwoju tych źródeł staje się coraz poważniejszym wyzwaniem dla miast i gmin województwa.

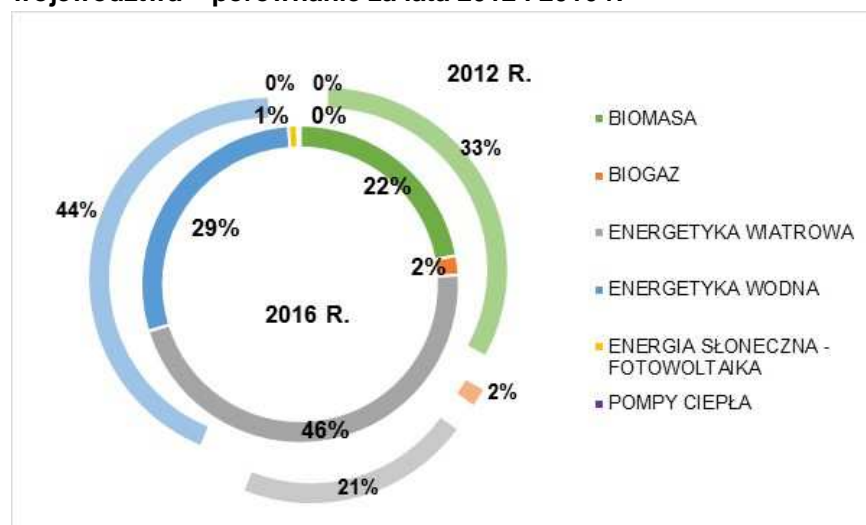
W poniższej tabeli oraz na wykresie przedstawiono podsumowanie stanu istniejącego wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenie województwa lubuskiego – porównanie za lata 2012 i 2016.

Tabela 6-8 Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii do produkcji energii na terenie województwa lubuskiego

Rodzaj OZE	Moc zainstalowana [MW]	
	Stan na 2012 r.	Stan na 2016 r.
BIOMASA	89,0	92,00
BIOGAZ	5,0	8,20
ENERGETYKA WIATROWA	57,1	192,00
ENERGETYKA WODNA	118,0	119,00
ENERGIA SŁONECZNA - FOTOWOLTAIKA	0,00	~3,85
POMPY CIEPŁA	0,00	~1,00
RAZEM	269	416

Źródło: opracowanie własne

Wykres 6-1 Udział wykorzystania poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii na terenie województwa – porównanie za lata 2012 i 2016 r.



Źródło: opracowanie własne

W poniższej tabeli przedstawiono planowane instalacje OZE zidentyfikowane w ramach przeprowadzonej ankietyzacji.

Tabela 6-9 Planowane instalacje OZE na terenie województwa lubuskiego

Rodzaj OZE	Liczba planowanych instalacji [szt.]	Moc zainstalowana planowanych instalacji
BIOMASA		
Zielonogórski Klaster Energii - EC biomasowa (Nowy Kisielin)	1	5 MWe + 20 MWt
BIOGAZ		
EkoEnergia – Strzelce Krajeńskie – 2018 r.	1	1,5 MW
ENERGETYKA WIATROWA *		
Wg Planu Rozwoju ENEA Operator Sp. z o.o. – planowane przyłączenia nowych źródeł – farmy i elektrownie wiatrowe	16	130 MW

Rodzaj OZE	Liczba planowanych instalacji [szt.]	Moc zainstalowana planowanych instalacji
ENERGETYKA WODNA		
MEW Dobroszów Wielki - Nowogród Bobrzański – 2017 r.	1	1,2 MW
ENERGIA SŁONECZNA - FOTOWOLTAIKA		
Zielonogórski Rynek Rolno-Towarowy S.A. - mikroinstalacja fotowoltaiczna	1	do 0,5 MW
Zielonogórski Klaster Energii - 2 elektrownie fotowoltaiczne – Nowa Sól (2 MW), Nowy Kisielin (3 MW) - 2019-2020	2	5 MW
PWIK Gorzów Wielkopolski – 2018 r.	1	0,8 MW
Gm. Ośno Lubuskie - Połęcko	2	1,4 MW
Gm. Skąpe – PSP Międzyzlesie, PG Radoszyn – w realizacji	2	bd.

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na terenie woj. lubuskiego powinno stopniowo wzrastać. Przewiduje się, że największy przyrost może nastąpić w wykorzystaniu: energii słonecznej (fotowoltaika, kolektory słoneczne), pomp ciepła oraz biomasy. Na terenie województwa istnieje stosunkowo duży potencjał dla rozwoju energetyki wiatrowej, jednakże przewiduje się spowolnienie tempa realizacji inwestycji w tym zakresie. Wynikające z ustawy „wiatrakowej” znaczące ograniczenie obszarów dopuszczających lokalizację siłowni wiatrowych stanowi istotną przeszkodę w rozwoju energetyki wiatrowej na terenie kraju.

6.3 Możliwość wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych

Analiza lokalnych źródeł przemysłowych w województwie lubuskim wskazuje na to, że dysponują one w większości przypadków niewielkimi rezerwami mocy cieplnej. Rezerwy te z reguły wiążą się z zagadnieniami niezawodności dostawy ciepła (istnienie dodatkowych jednostek kotłowych na wypadek awarii). Zatem z czysto bilansowego punktu widzenia istniałyby możliwości wykorzystania nadwyżek mocy cieplnej.

Realizowanie działalności związanej z wytwarzaniem lub przesyłaniem i dystrybucją ciepła wymaga uzyskania koncesji (o ile moc zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW). Uzyskanie koncesji pociąga za sobą szereg konsekwencji wynikających z ustawy Prawo energetyczne (konieczność ponoszenia opłat koncesyjnych na rzecz URE, sprawozdawczość, opracowywanie taryf dla ciepła zgodnych z wymogami ustawy i wynikającego z niej rozporządzenia). Ponadto, należy wówczas zapewnić odbiorcom warunki zasilania zgodne z rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej, w tym także zapewnić odpowiednią pewność zasilania.

W sytuacjach awaryjnych podmiot przemysłowy jest zainteresowany zapewnieniem dostawy ciepła na własne potrzeby, gdyż koszty utracone w wyniku strat na głównej działalności operacyjnej przedsiębiorstwa przemysłowego, z reguły będą niewspółmierne do korzyści ze sprzedaży ciepła. Ponadto, obecny system tworzenia taryf za ciepło nie daje

możliwości osiągnięcia zysków na kapitale własnym. W tej sytuacji, zakłady przemysłowe często nie są zainteresowane rozpoczynaniem działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło odbiorców zewnętrznych.

6.4 Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej

Zasoby energii odpadowej istnieją we wszystkich tych procesach, w trakcie których powstają produkty (główne lub odpadowe) o parametrach różniących się od parametrów otoczenia, w tym w szczególności o podwyższonej temperaturze.

„Jakość” odpadowej energii cieplnej zależy od poziomu temperatury na jakim jest ona dostępna i stąd lepszym parametrem termodynamicznym opisującym zasoby odpadowej energii cieplnej jest egzergia jako praca, którą układ może wykonać w danym otoczeniu przechodząc do stanu równowagi.

Generalnie można wskazać następujące główne źródła odpadowej energii cieplnej:

- procesy wysokotemperaturowe (na przykład w piecach grzewczych do obróbki plastycznej lub obróbki cieplnej metali, w piekarniach, w części procesów chemicznych), gdzie dostępny poziom temperaturowy jest wyższy od 100°C;
- procesy średniotemperaturowe, gdzie jest dostępne ciepło odpadowe na poziomie temperaturowym rzędu 50 do 100°C (na przykład procesy destylacji i rektyfikacji, przemysł spożywczy i inne);
- zużyte powietrze wentylacyjne o temperaturze zbliżonej do 20°C;
- ciepłe wody odpadowe i ścieki o temperaturze w przedziale 20 do 50°C.

Z operacyjnego punktu widzenia optymalnym rozwiązaniem jest wykorzystanie ciepła odpadowego bezpośrednio w samym procesie produkcyjnym (np. do podgrzewania materiałów wsadowych do procesu), gdyż występuje wówczas duża zgodność między podażą ciepła odpadowego, a jego zapotrzebowaniem do procesu. Ponadto istnieje zgodność dostępnego i wymaganego poziomu temperatury. Problemem jest możliwość technologicznej realizacji takiego procesu. Decyzje związane z takim sposobem wykorzystania ciepła w całości spoczywają na podmiocie prowadzącym związaną z tym działalność.

Procesy wysoko- i średniotemperaturowe pozwalają wykorzystywać ciepło odpadowe na potrzeby ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody. Przy tym odbiór ciepła na cele ogrzewania następuje tylko w sezonie grzewczym i to w sposób zmieniający się w zależności od temperatur zewnętrznych. Stąd w części roku energia ta nie będzie wykorzystywana, a dla pozostałego okresu należy przewidzieć uzupełniające źródło ciepła. Decyzja o takim sposobie wykorzystania ciepła odpadowego powinna być każdorazowo przedmiotem analizy w celu określenia opłacalności takiego działania.

Ciepło odpadowe na poziomie temperatury 20-30°C często powstaje nie tylko w zakładach przemysłowych, ale i w gospodarstwach domowych (np. zużyta ciepła woda), mogąc stanowić źródło ciepła dla odpowiednio dobranej pompy ciepła. Ponadto znakomitym źródłem ciepła do ogrzewania mieszkań jest ciepło wytwarzane przez eksploatowane urządzenia

techniczne, jak: pralki, lodówki, telewizory, sprzęt komputerowy i inne urządzenia powszechnie obecnie stosowane w gospodarstwie domowym.

Atrakcyjną opcją jest wykorzystanie energii odpadowej zużytego powietrza wentylacyjnego. Wynika to z kilku przyczyn:

- dla nowoczesnych obiektów budowlanych straty ciepła przez przegrody uległy znacznemu zmniejszeniu, natomiast potrzeby wentylacyjne pozostają niezmienne, a co za tym idzie, udział strat ciepła na wentylację w ogólnych potrzebach ciepłych staje się coraz bardziej znaczący (dla tradycyjnego budownictwa mieszkaniowego straty wentylacji stanowią około 20 do 25% potrzeb ciepłych, a dla budynków o wysokiej izolacyjności przegród budowlanych - nawet ponad 50%; dla obiektów wielkokubaturowych wskaźnik ten jest jeszcze większy);
- odzysk ciepła z wywiewanego powietrza wentylacyjnego na cele przygotowania powietrza dołotowego jest wykorzystaniem wewnątrzprocesowym z jego wszystkimi zaletami;
- w obiektach wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne (w szczególności obiekty usługowe o znaczeniu miejskim i regionalnym) układ taki pozwala na odzyskiwanie chłodu w okresie letnim, zmniejszając zapotrzebowanie energii do napędu klimatyzatorów.

W związku z tym proponuje się w województwie lubuskim stosowanie układów rekuperacji ciepła w układach wentylacji wszystkich obiektów wielkokubaturowych, zwłaszcza wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne (sale gimnastyczne, sportowe, baseny), których modernizacji lub budowy podejmuje się gmina.

Jednocześnie korzystne jest promowanie tego rozwiązania w mniejszych obiektach, w tym także mieszkaniowych (na rynku dostępne są już rozwiązania dla budownictwa jednorodzinnego).

Biorąc pod uwagę możliwości wykorzystania energii odpadowej należy zauważyć, że podmioty gospodarcze, dla których działalność związana z zaopatrzeniem w ciepło stanowi (lub może stanowić) działalność marginalną, nie są zainteresowane jej podejmowaniem. Stąd też głównymi odbiorcami ciepła odpadowego będą podmioty wytwarzające ciepło odpadowe.

Przeprowadzona w województwie lubuskim na potrzeby bilansu energetycznego ankietyzacja znaczących podmiotów gospodarczych wykazała, że działający na terenie Gorzowa Wielkopolskiego zakład produkcyjny Bama Polska Sp. z o.o. prowadzi odzysk ciepła technologicznego poprzez zainstalowany wymiennik ciepła o mocy 300 kW.

W sytuacji zidentyfikowania znacznego źródła energii odpadowej na terenie miasta jego zagospodarowanie stanowić powinno priorytet w aspekcie polityki pro-racjonalizacyjnej.

6.5 Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii

Palna frakcja odpadów komunalnych może być potencjalnym źródłem energii dla miast. Pomimo uwzględnienia aktualnie obowiązujących tendencji i hierarchii w gospodarce odpadami (najpierw zapobieganie, potem odzysk i recyrkulacja, następnie unieszkodliwianie

i na końcu składowanie) i tak znacząca ilość odpadów pozostaje kierowana do składowania. Składowanie jest najgorszym sposobem unieszkodliwiania odpadów i należy je traktować jako ostateczność, co ma odzwierciedlenie w polskich regulacjach prawnych i podejmowanych działaniach tj.:

➔ podniesienie opłat za składowanie odpadów komunalnych:

- konieczność ograniczenia ilości składowanych odpadów biodegradowalnych do 75% w 2010 r., 50% w roku 2013, a w roku 2020 do 35% w stosunku do roku bazowego 1995,
- wprowadzenie od 1 stycznia 2013 roku całkowitego zakazu składowania nieprzetworzonych odpadów komunalnych.

Alternatywnym do składowania sposobem zagospodarowania odpadów, po wcześniejszym wykorzystaniu wszystkich innych sposobów odzysku, jest ich termiczne przetworzenie. Zastosowanie konkretnych rozwiązań technicznych w zakresie termicznego przekształcania odpadów, wymaga przemyślanego doboru technologii, optymalnej z punktu widzenia składu odpadów kierowanych do przetwarzania. Każdy rodzaj instalacji ma bowiem ograniczenia, które nie pozwalają na przerób określonego rodzaju odpadów. Dlatego też kluczową kwestią jest zaprojektowanie prawidłowego systemu zasilania zakładu przetwórczego, dobór właściwej wielkości zdolności przetwórczych i wydajności cieplnej urządzeń paleniskowych z uwzględnieniem lokalnie dopuszczalnych limitów emisji zanieczyszczeń, a wreszcie zastosowanie właściwych technologii oczyszczania gazów spalinowych. Niezmiernie ważne jest korzystanie z doświadczeń eksploatacyjnych zebranych z już funkcjonujących instalacji i stałe doskonalenie zarówno wspomnianych procedur wstępnych, jak również procesów technologicznych. Wiele problemów technologicznych związanych z termicznym przekształcaniem odpadów doczekało się już szczegółowego rozpracowania, ze względu na fakt, że technologie te są od wielu lat stosowane w kilkunastu krajach europejskich.

Istnieje szeroki wachlarz metod termicznej utylizacji odpadów, co umożliwia dobór technologii optymalnej z punktu widzenia lokalnych uwarunkowań. W zależności od miejsca zmienia się bowiem nie tylko skład strumienia odpadów komunalnych, lecz wiele innych parametrów, takich jak: stosowane sposoby zbierania odpadów komunalnych czy technologie odzysku i recyklingu. Należy przy tym zauważyć, że spalanie nie jest jedyną technologią umożliwiającą odzysk energii chemicznej zawartej w strumieniu odpadów. Wśród innych, konkurencyjnych technologii odzysku energii z odpadów, można wymienić:

- przeróbkę mechaniczno-termiczną,
- fermentację beztlenową,
- zgazowanie w łuku plazmowym.

Utylizacja odpadów komunalnych poprzez termiczne ich przetwarzanie w ciepło i energię elektryczną, jest niezawodnie opłacalna z ekologicznego punktu widzenia. Natomiast efekty ekonomiczne uzależnione są od relacji cenowych ciepła, energii elektrycznej, dopłat do pozyskiwanych odpadów oraz stabilności mechanizmów wsparcia, tj. sprzedaży świadectw pochodzenia energii z produkcji skojarzonej (czerwonych certyfikatów) oraz świadectw ze spalania odpadów uznanych za biomasę (zielonych certyfikatów).

Paliwa alternatywne (RDF) – to palne odpady w formie stałej, przeznaczone do wykorzystania jako paliwo w procesach przemysłowych, wytworzone poprzez przetwarzanie niektórych odpadów innych niż niebezpieczne, które w wyniku przekształcania termicznego nie powodują przekroczenia standardów emisyjnych. W wyniku takiego zagospodarowania odpadów mniejsza ich ilość zostaje deponowana na składowiskach. Wartość opałowa mieści się w przedziale od 16-18 MJ/kg. Głównym odbiorcą tego typu paliwa, z uwagi na warunki prowadzenia procesu spalania, są cementownie.

Należy zwrócić uwagę, że produkcja energii na bazie paliwa z odpadów może przynieść szansę na:

- absorpcję środków zewnętrznych na realizację zadań w ramach przedsięwzięcia;
- dywersyfikację układu paliwowego zasilania miasta;
- ograniczenie zużycia paliw kopalnych;
- wzrost udziału nośników energii wytwarzanych lokalnie;
- minimalizację ilości składowanych odpadów.

Istotnym jest, by planowane instalacje, w szczególności obiekty termicznego przekształcania odpadów, spełniały kryteria BAT (Najlepszych Dostępnych Technik), a stosowane technologie były sprawdzone poprzez wieloletnie i liczne doświadczenia.

W przypadku omawianych instalacji zastosowane w nich technologie powinny być zgodne z dokumentem referencyjnym BREF dla dużych instalacji spalania (LCP's), który odnosi się do najlepszych dostępnych technik BAT dotyczących przede wszystkim zagadnień emisyjnych. Wiążące są także techniki BAT dotyczące współspalania odpadów oraz paliw alternatywnych.

W dokumencie referencyjnym BREF dla LCP's opisano techniki podawania paliw alternatywnych do procesu współspalania. Najczęściej stosowane są techniki mieszania odpadu (w tym także osadów ściekowych) z głównym strumieniem paliwa w trakcie transportu przed wspólnym spalaniem. Stosowane są także inne techniki wprowadzania odpadu do komory spalania – oddzielnie, przez dodatkowe lance lub zmodernizowane istniejące palniki, jak również na specjalnie skonstruowane ruchome ruszty. Najłatwiejszym sposobem dozowania paliw alternatywnych jest ich mieszanie ze strumieniem węgla kamiennego lub brunatnego. Mieszanie może mieć miejsce na transporterze taśmowym, w zbiorniku zapasu, w układzie dozowania paliwa, w młynie lub też w linii transportu pyłu węglowego.

Zinwentaryzowane instalacje do utylizacji odpadów zlokalizowane i/lub planowane w województwie lubuskim

Odpady komunalne powstające na terenie Gorzowa Wlkp. w znacznej mierze są zagospodarowywane na terenie Regionalnego Zakładu Utylizacji Odpadów przy ulicy Małszyńskiej 180 w Gorzowie Wlkp. (rejon: Chróścik). RZUO obsługuje mieszkańców z terenu: miasta Gorzowa Wlkp.; gmin skupionych w Związku Celowym Gmin MG-6: Bogdaniec, Deszczno, Gorzów Wlkp., Kłodawa, Lubiszyn, Santok oraz trzech gmin powiatu strzelecko-drezdeneckiego: Strzelce Krajeńskie, Stare Kurowo, Zwierzyn.

W instalacjach i obiektach RZUO aktualnie nie prowadzi się energetycznego wykorzystania odpadów. Jednak w tym celu wykorzystane może być paliwo alternatywne RDF, produkowane od 2011 r. w RZUO. RDF produkowane jest głównie z odpadów nienadających się do recyklingu, a posiadających odpowiednio wysoką wartość kaloryczną (np. pozostałości z sortowania odpadów komunalnych; czyściwo; opakowania z tworzyw sztucznych, papieru, drewna, tekstyliów; odzież i tekstylia; opony; odpady zawierające gumę; tworzywa sztuczne z wyłączeniem PCV; papier; opakowania z tworzyw sztucznych zanieczyszczone np. olejem; styropian itp.). W tym celu w RZUO wykorzystywany jest m.in. mobilny rozdrabniacz do odpadów wielkogabarytowych, takich jak: meble, palety, szpule po kablach, podkłady kolejowe, słupy telefoniczne, korzenie drzew, odpady zielone itp. Wydajność urządzenia to około 20 Mg/h. Całkowita moc przerobowa linii do produkcji RDF wynosi: 10 000 Mg paliwa alternatywnego na rok.

Instalacją do termicznej utylizacji odpadów na terenie Gorzowa Wlkp. jest spalarnia odpadów medycznych Hoval GG-14, działająca w Samodzielnym Publicznym Szpitalu Wojewódzkim w Gorzowie Wlkp., której gruntowną modernizację zakończono w maju 2010 r. Moc zainstalowana w spalarni wynosi 0,8 MW, natomiast moc przerobowa ok. 70 Mg odpadów na miesiąc. Wytworzona w instalacji para wykorzystywana jest na potrzeby własne szpitala dla celów c.w.u. Instalacja posiada system oczyszczania spalin oraz system ciągłego monitoringu i jest w pełni przystosowana do spełnienia norm unijnych do 2032 r.

W ślad za zapisami Aktualizacji Wojewódzkiego Planu Gospodarki Odpadami uchwalonej w 2017 roku należy przyjąć, że termicznemu przekształcaniu odpadów na terenie województwa możliwe jest poddanie 103 559 Mg odpadów komunalnych rocznie. W załączniku do AWPGO stanowiącym Plan inwestycyjny jego realizacji, w tabeli 28 wskazane są planowane do realizacji instalacje z uwzględnieniem ich charakteru i kodów przetwarzanych odpadów. Ujęty w AWPGO harmonogram realizacji inwestycji obejmuje okres do 2022 roku. Określone rodzaje instalacji to:

- Instalacja termicznego przekształcania odpadów wraz z produkcją energii elektrycznej,
- Instalacja termicznego przekształcania odpadów innych niż zmieszane odpady komunalne,
- Elektrociepłownia – współspalanie biomasy i odpadów,
- Instalacja do zgazowania odpadów komunalnych z jednoczesną utylizacją odpadów poprocesowych,
- Elektrociepłownia na paliwa alternatywne.

7. Charakterystyka i ocena stanu złóż kopalin oraz możliwości i planów ich wykorzystania do celów energetycznych

Zarząd Województwa Lubuskiego uchwałą Nr 63/758/15 z dn. 20 października 2015 roku przyjął dokument pt. „Analiza obecnego i potencjalnego wydobycia kopalin o znaczeniu regionalnym, ponadregionalnym i krajowym na terenie województwa lubuskiego”.

W przedmiotowym dokumencie przedstawiona została między innymi charakterystyka złóż paliw kopalnych: węgla brunatnego, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz wód podziemnych, w tym wód termalnych, jako zasobów możliwych do wykorzystania energetycznego.

Na terenie województwa lubuskiego znajdują się udokumentowane złoża ropy naftowej i gazu ziemnego, dla których utworzono obszary i tereny górnicze. Poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego prowadzone są przez Spółkę Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Oddział w Zielonej Górze działającą na terenie zachodniej i północnej części Polski (województwo lubuskie, zachodniopomorskie, wielkopolskie, pomorskie i dolnośląskie). Ponadto przedsiębiorstwo prowadzi eksploatację podziemnych magazynów gazu w Wierzchowicach (województwo dolnośląskie), Daszewo (województwo zachodnio-pomorskie), Bonikowo (województwo wielkopolskie) oraz dostarcza gaz do odbiorców przemysłowych znajdujących się w pobliżu złóż gazu.

Lokalizację kopalń i charakter złóż rozmieszczonych na terenie województwa stanowiących źródło zaopatrzenia w gaz odbiorców z terenu województwa lubuskiego pokazano w tabeli poniżej.

Tabela 7-1 Lokalizacja kopalń rozmieszczonych na terenie województwa oraz kopalń, które stanowią źródło zaopatrzenia w gaz odbiorców z terenu województwa lubuskiego

Jednostka organizacyjna	Nazwa złoża	Położenie złoża	Charakter złoża	Odbiorca gazu ziemnego
KGZ Wilków m. Gola gm. Szlichtyngowa woj. lubuskie	Wilków	gm. Szlichtyngowa woj. lubuskie gm. Kotła woj. dolnośląskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	PGNiG S.A. oddział w Odolanowie
KGZ Wilków OG Grochowice m. Grochowice gm. Kotła woj. dolnośląskie	Grochowice	gm. Kotła woj. dolnośląskie gm. Siedlisko woj. lubuskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	PGNiG S.A. oddział w Odolanowie
KGZ Wilków OG Szlichtyngowa m. Dryżyna gm. Szlichtyngowa woj. lubuskie	Szlichtyngowa	gm. Szlichtyngowa woj. lubuskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	PGNiG S.A. oddział w Odolanowie
KRNiGZ Dębno m. Barnówko gm. Dębno, woj. zachodnio -	Barnówko -Mostno -Buszewo (BMB)	gm. Dębno Lubuskie woj. zachodniopomorskie; gm. Witnica	eksploatowane złożo ropy naftowej i gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A., Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Jednostka organizacyjna	Nazwa złoża	Położenie złoża	Charakter złoża	Odbiorca gazu ziemnego
pomorskie		gm. Lubiszyn woj. lubuskie		
KRNiGZ Zielin m. Troszyn gm. Mieszkowice woj. zachodnio - pomorskie	Zielin	gm. Mieszkowice woj. zachodniopomor- skie; gm. Górzycza woj. lubuskie	eksploatowane złożo ropy naftowej i gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A., Arctic Paper Kostrzyn S.A.
KRNiGZ Zielin OG Górzycza	Górzycza	gm. Gorzyca woj. lubuskie	eksploatowane złożo ropy naftowej i gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A., Arctic Paper Kostrzyn S.A.
KGZ Kościan- Brońsko	Kościan S- Brońsko Łęki	gm. Kościan gm. Śmigiel gm. Kamieniec gm. Wielichowo – woj. wielkopolskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A., PGNiG S.A oddział w Odolanowie
KRNiGZ Lubiatów m. Grotów 59a gm Drezdenko	Lubiatów	gm. Międzychód woj.wielkopolskie gm. Drezdenko gm. Skwierzyna woj. lubuskie	eksploatowane złożo ropy naftowej i gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A.
	Międzychód	gm. Drezdenko woj. lubuskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A.
	Grotów	gm. Drezdenko woj. lubuskie gm. Drawsko gm. Sieraków woj. wielkopolskie	eksploatowane złożo ropy naftowej i gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A.
KRNiGZ Zielin m. Troszyn gm. Mieszkowice woj. zachodnio - pomorskie	Cychry	gm. Dębno woj. zach.-pomorskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A., Arctic Paper Kostrzyn S.A.
KRNiGZ Dębno m. Barnówko gm. Dębno pow. Myśliborski woj. Zachodnio- pomorskie	Gajewo	gm. Lubiszyn woj. lubuskie gm. Dębno woj. zach.-pomorskie	eksploatowane złożo ropy naftowej i gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A., Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Tabela 7-2 Wielkość zasobów

Nazwa złoża	Zasoby pierwotne	
	Geologiczne [mln m ³]	Wydobywalne [mln m ³]
Złoże gazu ziemnego Wilków	5 700	4 400
Złoże gazu ziemnego Grochowice	4 000	2 400
Złoże gazu ziemnego Szlichtyngowa	860	580
Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego BMB	28 437	7 650
Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Gajewo	185	18,5
Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Zielin	472	411
Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Górzycy	1800	910
Złoże gazu ziemnego Cychry	20 120	12 072
Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów	7 226	1 812
Złoże gazu ziemnego Międzychód	11 470	4530
Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Grotów	3 200	960
Złoże gazu ziemnego Kościan	12 960	10 360
Złoże gazu ziemnego Brońsko	28 000	23 800
Złoże gazu ziemnego Łęki	130	104

7.1 Gaz ziemny zaazotowany

Poniżej przedstawiono wielkość rocznego wydobycia ze złóż zlokalizowanych w obrębie woj. lubuskiego w latach 2012 – 2016 przez PGNiG Oddział w Zielonej Górze.

Tabela 7-3 Wielkość rocznego wydobycia gazu ziemnego w latach 2012 - 2016

Rok	2012	2013	2014	2015	2016
Gaz ziemny [mln m ³]	1829,9	1930,7	1939,6	1962,5	1997,1

Należy zaznaczyć, że ilość wydobytej kopaliny nie jest jednoznaczna z ilością sprzedanej.

Na terenie województwa lubuskiego jedynymi bezpośrednimi odbiorcami gazu pochodzącego ze złóż lokalnych są EC Gorzów S.A., EC Zielona Góra S.A. i Arctic Paper Kostrzyn S.A.

W celu zagospodarowania gazu ziemnego zaazotowanego, pozyskiwanego z działalności PGNiG Oddział w Zielonej Górze, stworzony został system gazu ziemnego zaazotowanego (z dwoma podsystemami – gazu Ls o wartości opałowej $\geq 24 \text{ MJ/m}^3$ i Lw o wartości opałowej $\geq 27 \text{ MJ/m}^3$), który obejmuje południową część województwa lubuskiego, zachodnią część województwa wielkopolskiego, nieznaczny obszar północnej części województwa dolnośląskiego.

Gaz ziemny zaazotowany pozyskiwany w południowo-wschodniej części województwa ze złóż Wilków, Grochowice i Szlichtyngowa, stanowiący około 25% łącznej produkcji PGNiG S.A. oddziału w Zielonej Górze, charakteryzuje się bardzo niską kalorycznością, dlatego jest skierowany za pomocą systemu gazociągów do PGNiG oddział Odolanów (województwo wielkopolskie) celem odazotowania.

7.2 Ropa naftowa

Na terenie województwa lubuskiego wydobycie ropy naftowej pochodzi ze złóż Grotów, Górzycy, Połęcko, Radoszyn, Dzieduszyce, Gajewo, Retno, Ołobok, Kije, Mozów, Lubiszyn, Jeniniec.

Ropa naftowa pochodząca z największego złoża w Polsce Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) i Lubiatów w niewielkiej części znajduje się na terenie województwa lubuskiego, na terenie gmin Lubiszyn i Witnica.

Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Dębno - Ośrodek Centralny Barnówko eksploatujący złoża BMB znajduje się na terenie gminy Dębno w województwie zachodniopomorskim.

Złoża Lubiatów znajduje się na terenie woj. lubuskiego w gminach Międzychód, Drezdenko, Skwierzyna. Ośrodek Centralny (OC) Lubiatów eksploatujący złoża ropy naftowej Lubiatów i Grotów oraz gazu ziemnego Międzychód zlokalizowany jest na terenie gminy Grotów w województwie lubuskim.

Na OC Lubiatów znajduje się blok gazowo-parowy, o mocy ~ 10 MW.

Wytwarzana energia elektryczna wykorzystywana jest na potrzeby własne OC Lubiatów, a nadwyżka przesyłana do lokalnej sieci energetycznej. Całość wytwarzanego ciepła jest wykorzystywana na potrzeby własne kopalni.

W 2016 r. na terenie woj. lubuskiego Oddział w Zielonej Górze wydobył 138,4 tys. ton ropy naftowej, co stanowi ok. 20% łącznego wydobycia oddziału.

W ostatnim okresie zrealizowano następujące inwestycje związane z zagospodarowaniem złóż ropy naftowej:

- Zagospodarowanie złoża ropy naftowej Gajewo (gmina Lubiszyn) – zakończone w 2016 roku. Złoża to eksploatowane jest przez KRNiGZ Dębno.
- Zagospodarowanie złoża Połęcko (gmina Maszewo) – zakończone w 2016 roku. W ramach inwestycji wybudowano blok energetyczny o mocy 1 MW. Blok zasilany jest gazem ziemnym odseparowanym z wydobywanej ropy naftowej. Wytwarzana energia elektryczna wykorzystywana jest na potrzeby własne Ośrodka Produkcyjnego Połęcko, a nadwyżka przesyłana do lokalnej sieci energetycznej.
- Zagospodarowanie złoża Radoszyn (gmina Skąpe) – zakończone w 2017 r. W ramach inwestycji wybudowano dwie jednostki kogeneracji o łącznej mocy wytwórczej 2,118 MW. Blok zasilany jest gazem ziemnym odseparowanym z wydobywanej ropy naftowej. Wytwarzana energia elektryczna wykorzystywana jest na potrzeby własne Ośrodka Centralnego Radoszyn, a nadwyżka przesyłana do lokalnej sieci energetycznej. Całość wytwarzanego ciepła jest wykorzystywana na potrzeby własne kopalni.

Obecnie Oddział w Zielonej Górze na terenie województwa lubuskiego realizuje projekty związane z zagospodarowaniem złóż: Kamień Mały (gminy Witnica i Słońsk) oraz Grażyna (gminy Bytnica i Skąpe).

7.3 Węgiel brunatny

Na obszarze województwa lubuskiego, w granicach gmin Gubin (pow. Krośnieński) i Brody (pow. żarski), zalegają złoża węgla brunatnego. Węgiel brunatny złoża „Gubin” zalicza się do dobrych węgli energetycznych.

Zasoby geologiczne złóż Gubin-Zasieki-Brody szacuje się (wg PIG) na około 2 miliardy ton węgla brunatnego. Złoża te, obok złóż legnickich, są uważane za strategiczne z punktu widzenia wykorzystania węgla brunatnego w polskiej energetyce.

Dnia 13 grudnia 2011 r. Rada Ministrów przyjęła Koncepcję Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030, która weszła w życie dnia 27 kwietnia 2012 r. W dokumencie tym powyższe złoża zaliczone zostały do złóż strategicznych podlegających ochronie przed działalnością człowieka, w szczególności przed stałą zabudową i inwestycjami liniowymi. Wymaga to:

- sporządzenia wykazu złóż energetycznych o znaczeniu strategicznym dla państwa z określeniem przestrzennego zasięgu ich zalegania (strona rządowa),
- ustalenia przez wojewodę wspólnie z samorządem, na którego terenie znajdują się niniejsze złoża, rodzaju i czasu działalności oraz zabudowy dopuszczalnej na danym terenie – wyniki tych ustaleń winny być wprowadzone zarówno do strategii wojewódzkich, jak i planów zagospodarowania przestrzennego wszystkich kategorii (krajowego, wojewódzkiego, miejscowego).

W ramach powyższego, zagadnienia te zostały ujęte w:

- „Zmianie Planu zagospodarowania przestrzennego Województwa Lubuskiego” przyjętej uchwałą Sejmiku Województwa z dnia 21 marca 2012, uwzględniającej lokalizację zagłębia węgla brunatnego w oparciu o złoża „Gubin” wraz z elektrownią o mocy do 3000 MW,
- „Strategii Województwa Lubuskiego 2020” przyjętej uchwałą Sejmiku Województwa z dnia 19 listopada 2012, gdzie do kluczowych inwestycji regionalnych zaliczono budowę kompleksu wydobywczo-energetycznego Gubin-Brody.

Dla obu dokumentów przeprowadzone zostało postępowanie transgranicznego oddziaływania z uzyskaniem pozytywnej oceny dla planowanej inwestycji.

W myśl zapisów ustawy Prawo geologiczne i górnicze z dn. 9 czerwca 2011 r. (Dz.U. z 2011r. nr 163, poz. 981 art. 95 ust. 2), w terminie 2 lat od dnia zatwierdzenia dokumentacji geologicznej przez właściwy organ administracji geologicznej, obszar udokumentowanego złoża kopalin obowiązkowo wprowadza się do studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, a po upływie tego terminu zgodnie z art. 96 ust. 1 ustawy, obszar udokumentowanego złoża kopalin do studium wprowadza wojewoda wydając w tej sprawie zarządzenie zastępcze. Sporządzone w tym trybie studium wywołuje skutki prawne takie jak studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

W przypadku złoża „Gubin” dokumentacja geologiczna została przyjęta przed dniem wejścia w życie ustawy, więc okres 2 lat liczony jest od 01.01.2012 r.

Celem realizacji zadania obejmującego przygotowanie i zrealizowanie inwestycji polegającej na budowie kopalni odkrywkowej węgla brunatnego i elektrowni konwencjonalnej została powołana spółka, która od kwietnia 2012 r. przyjęła nazwę “PGE Gubin” Sp. z o.o., a której właścicielem od marca 2013 r. było PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Spółka “PGE Gubin” Sp. z o.o. działała do stycznia 2015 roku prowadząc prace związane z opracowaniem:

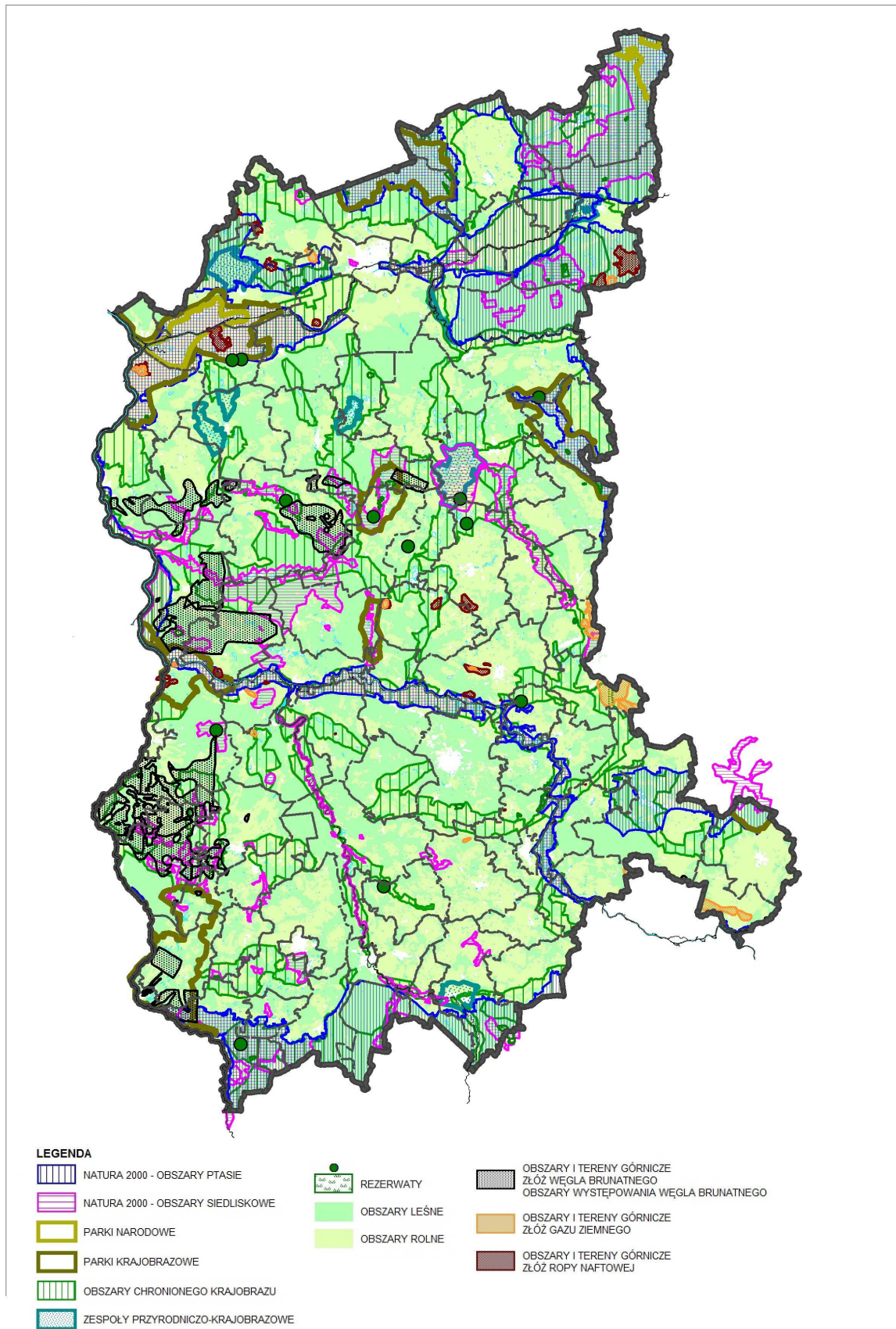
- Projektu zagospodarowania złoża węgla brunatnego „Gubin”,
- Raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko,
- Ortofotomapy dla obszaru, na który będzie oddziaływać przedsięwzięcie.

Główne parametry inwestycji, której realizacja miała być uruchomiona to:

- Wyrobisko łącznie: 7700 ha
- Zwałowisko: 740 ha
- Obszar górniczy: 10 000 ha
- Wydobywanie węgla: 17 mln Mg/rok
- Okres wydobywania: 45 lat
- Moc elektrowni: 2700 MW

Do chwili obecnej nie zostały wydane wiążące decyzje dotyczące planowanych inwestycji w zakresie budowy kopalni i w dalszej kolejności budowy elektrowni.

Rysunek 7-1 Lokalizacja lokalnych zasobów paliw na tle obszarów chronionych w województwie lubuskim



8. Koncesje i taryfy na nośniki energii

8.1 Ciepło

W tabeli poniżej przedstawiono przedsiębiorstwa energetyczne oferujące odbiorcom ciepło z sieci ciepłowniczej wraz z podaniem źródła ciepła dla ich systemów. W celu określenia poziomu cen za ciepło na obszarze województwa lubuskiego, w poniższym zestawieniu posłużono się tzw. „uśrednioną ceną ciepła” liczoną z uwzględnieniem wskaźnika wykorzystania ciepła 6 500 GJ przy mocy zamówionej 1MW, odzwierciedlającym warunki pracy systemu ciepłowniczego.

Najniższą uśrednioną ceną netto ciepła w źródle systemowym charakteryzuje się obecnie PGE GiEK S.A. Elektrociepłownia Gorzów (37,48 zł/GJ netto), zaś najwyższą Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (47,52 zł/GJ netto).

Najniższa uśredniona cena ciepła przesyłanego systemem ciepłowniczym u odbiorcy (wysoki parametr) wynosi 43,13 zł/GJ netto i jest oferowana odbiorcom ciepła z sieci ciepłowniczej PGE GiEK S.A. Elektrociepłownia Gorzów, zaś najwyższą cenę ponoszą odbiorcy ciepła z Miejskich Zakładów Komunalnych sp. z o.o. w Kostrzynie (68,44 zł/GJ netto).

Tabela 8-1 Stawki opłat oraz uśrednione ceny ciepła wybranych przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie woj. lubuskiego na tle wybranych przedsiębiorstw w kraju (odbior ciepła z węzła odbiorcy, moc zamówiona: 1 MW, zużycie ciepła: 6 500 GJ)

Przedsiębiorstwo energetyczne	Źródło ciepła	Cena za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniona cena w źródle	Przesył do węzła odbiorcy		Uśredniona cena za przesył	Uśredniona cena ciepła u odbiorcy bez VAT	Uśredniona cena ciepła u odbiorcy z VAT
		zł/MW/a	zł/GJ	zł/GJ	zł/MW/a	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ
PGE GiEK S.A.	EC Gorzów	87 621,72	24,00	37,48	12 746,52	3,69	5,65	43,13	53,05
Veolia Energia Poznań S.A.	Kotłownia osiedlowa Os. Łużyckie	93 136,88	26,98	41,31	14 627,38	6,50	8,75	50,06	61,57
ZEC Sp. z o.o w Międzyrzeczu	Ciepłownia rejonowa ul. Fabryczna 3	108 789,26	28,70	45,44	14 147,15	4,78	6,96	52,39	64,44
ECO Opole S.A.	ECO Żagań	87 449,68	29,20	42,65	27 753,17	7,42	11,69	54,34	66,84
ECO S.A. Opole	Nowa Sól – źródło ciepła należące do sprzedawcy	76 696,43	28,83	40,63	30 187,67	9,29	13,93	54,56	67,11
ECO S.A. Opole	Żary – źródło ciepła należące do sprzedawcy	85 827,63	29,21	42,41	28 605,98	8,27	12,67	55,09	67,75
ECO S.A. Opole	Sulechów (ul. Łąkowa)	93 005,60	32,19	46,50	21 881,88	5,56	8,93	55,42	68,17
ECO S.A. Opole	Gubin – źródło ciepła należące do sprzedawcy	78 679,16	29,23	41,33	38 222,15	11,43	17,31	58,64	72,13
EC Zielona Góra S.A.	EC Zielona Góra	81 285,00	35,01	47,52	32 431,81	12,33	17,32	64,83	79,75
Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o w Kostrzynie n/Odrą	ARCTIC PAPER KOSTRZYŃ	101 617,20	24,05	39,68	34 800,00	23,40	28,75	68,44	84,18

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła (stan na dzień 2.11.2017 r.).

Uśredniona cena ciepła z przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie województwa charakteryzuje się dużym zróżnicowaniem. Na tle przedsiębiorstw krajowych ceny ciepła kształtują się na przeciętnym poziomie, z czego EC Gorzów oferuje najniższą cenę.

W poniższej tabeli przedstawiono porównanie uśrednionych cen ciepła u odbiorcy w latach 2012 i 2017.

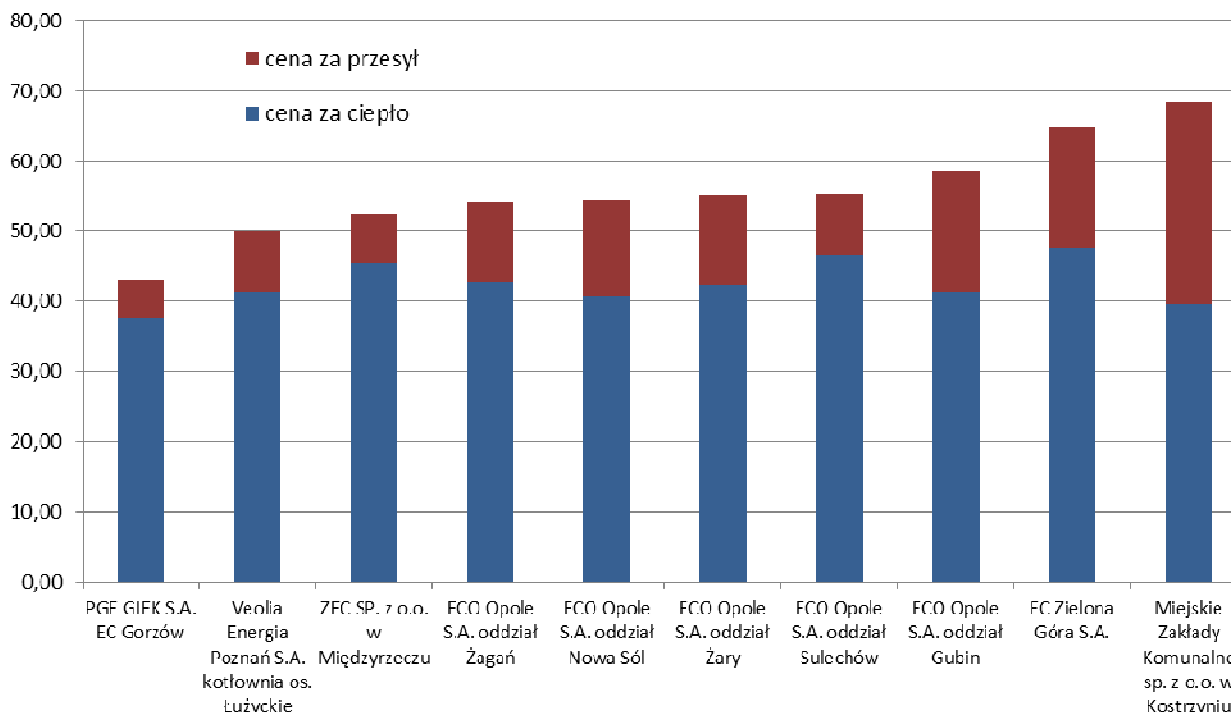
Tabela 8-2 Uśrednione ceny ciepła wybranych przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie woj. lubuskiego – porównanie za 2012 i 2017 r.

Przedsiębiorstwo energetyczne	Źródło ciepła	Uśredniona cena ciepła u odbiorcy z VAT [zł/GJ]	
		2012 r. (stan na dzień 31.10.2012 r.)	2017 r. (stan na dzień 2.11.2017 r.)
PGE GiEK S.A.	EC Gorzów	41,81	53,05
Veolia Energia Poznań S.A.	Kotłownia osiedlowa Oś. Łużyckie	64,89	61,57
ZEC Sp. z o.o w Międzyrzeczu	Ciepłownia rejonowa ul. Fabryczna 3	66,20	64,44
ECO Opole S.A.	ECO Żagań	65,93	66,84
ECO S.A. Opole	Nowa Sól – źródło ciepła należące do sprzedawcy	66,10	67,11
ECO S.A. Opole	Żary – źródło ciepła należące do sprzedawcy	66,50	67,75
ECO S.A. Opole	Sulechów (ul. Łąkowa)	66,60	68,17
ECO S.A. Opole	Gubin – źródło ciepła należące do sprzedawcy	69,81	72,13
EC Zielona Góra S.A.	EC Zielona Góra	65,61	79,75
Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o w Kostrzynie n/Odrą	ARCTIC PAPER KOSTRZYN	60,23	84,18

Źródło: Opracowanie własne na podstawie dostępnych taryf dla ciepła

Poniżej przedstawiono graficzną prezentację analizy cen ciepła z przedsiębiorstw działających na terenie województwa lubuskiego.

Wykres 8-1 Porównanie cen ciepła z przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze województwa lubuskiego (zł/GJ netto, 1 MW = 6 500 GJ)



Zróznicowanie cen ciepła można tłumaczyć różnymi czynnikami występującymi w poszczególnych regionach, do których przede wszystkim należy zaliczyć koszt stosowanego paliwa uwzględniający jego rodzaj (węgiel, gaz ziemny, olej opałowy) i warunki dostawy, stan techniczny źródła itp.

8.2 Gaz

Odbiorcy gazu ziemnego znajdujący się na obszarze województwa lubuskiego zasilani są z sieci, której właścicielami są:

- ➔ Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.;
- ➔ Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Gorzowie Wielkopolskim;
- ➔ EWE energia Sp. z o.o. z siedzibą w Międzyrzeczu;
- ➔ DUON Dystrybucja S.A. z siedzibą w Wysogotowie k. Poznania.

Aktualną wysokość opłat za gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany dla poszczególnych grup taryfowych przedstawiono w „Taryfie PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 5” zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr DRG.DRG-2.4212.66.2016.KGa z dnia 4 stycznia 2017 r. oraz zmianą z dnia 17 marca 2017 r. i w „Taryfie nr 3 PSG Sp. z o.o. dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr DRG-4212-49(10)/2014/22378/III/AIK/KGa z dnia 17 grudnia 2014 r. oraz zmianą z dnia 16 grudnia 2015 r. i 9 czerwca 2016 r.

Przedsiębiorstwo EWE energia sp. z o.o. z siedzibą w Międzyrzeczu w taryfie nr 13 dla paliw gazowych zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr DRG.DRG-2.4212.86.2016.IRS z dnia 26 czerwca 2017 r. przedstawił aktualną wysokość opłat za gaz ziemny wysokometanowy dla poszczególnych grup taryfowych.

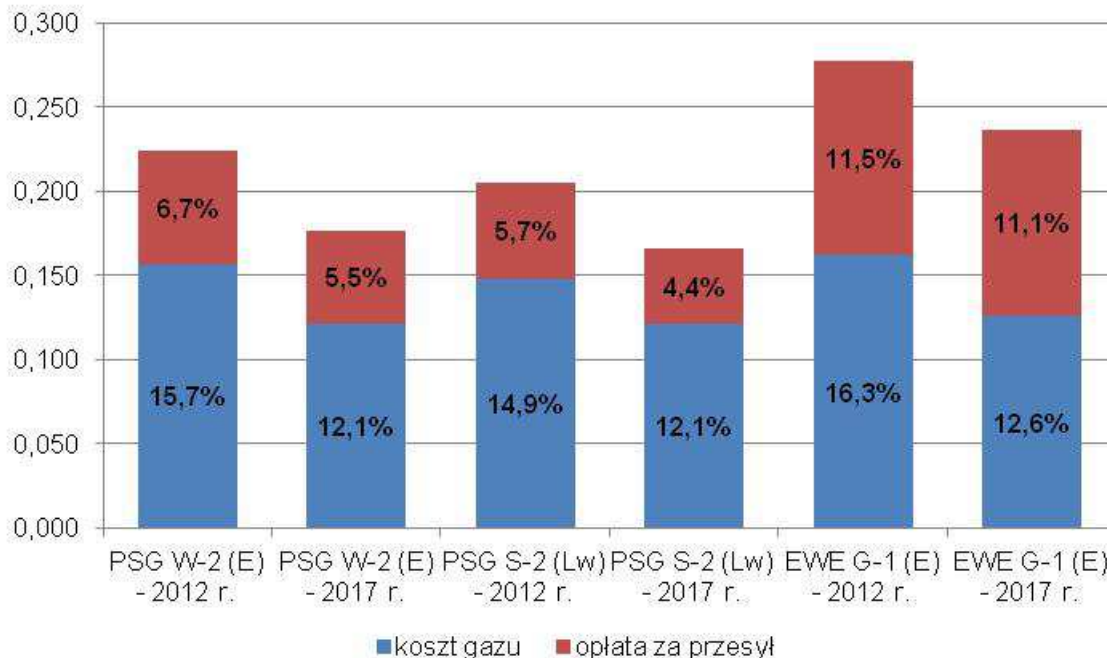
Ponadto przedsiębiorstwo DUON Dystrybucja S.A. wg taryfy dla paliw gazowych nr 11 dostarcza w województwie lubuskim gaz ziemny wysokometanowy w formie skroplonej wyłącznie do miejscowości Sława (powiat wschowski). W związku z powyższym został pominięty w dalszych analizach porównawczych.

Poniżej na wykresach przedstawiono porównanie uśrednionej ceny 1 kWh gazu przy zapotrzebowaniu rocznym 13 351 kWh / 88 900 kWh w zależności od dostawcy paliwa w roku 2012 i 2017. Do porównań przyjęto ceny gazu oraz stawki opłat za usługi przesyłowe z grup:

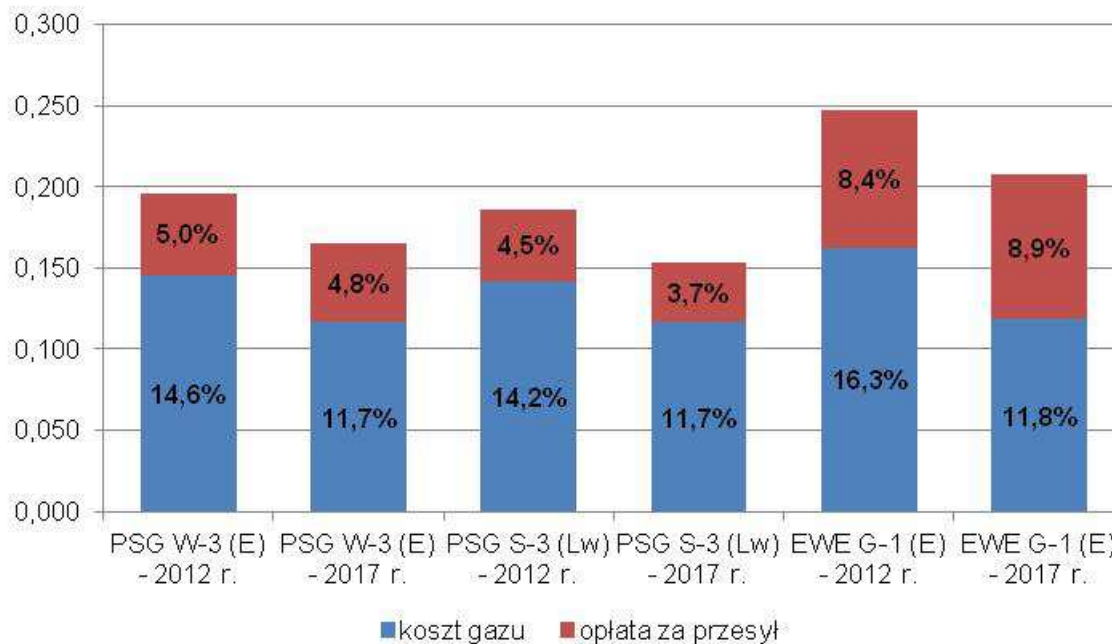
- ➔ PSG W-2 (E) - W-2.12T gaz wysokometanowy dla PGNiG/WSG oraz DSG – 2012 r.
W-2.1 gaz wysokometanowy dla PGNiG OD/PSG – 2017 r.;
- ➔ PSG W-3 (E) - W-3.12T gaz wysokometanowy dla PGNiG/WSG oraz DSG – 2012 r.
W-3.6 gaz wysokometanowy dla PGNiG OD/PSG – 2017 r.;
- ➔ PSG S-2 (L_w) S-2.12T gaz zaazotowany dla PGNiG/WSG oraz DSG – 2012 r.
S-2.1 gaz zaazotowany dla PGNiG OD/PSG – 2017 r.;
- ➔ PSG S-3 (L_w) S-3.12T gaz zaazotowany dla PGNiG/WSG oraz DSG – 2012 r.
S-3.6 gaz zaazotowany dla PGNiG OD/PSG – 2017 r.;
- ➔ EWE G-1 gaz wysokometanowy.

Grupy te cechują się podobnymi mocami godzinowymi oraz rocznym poborem w związku z czym zestawienie uśrednionej ceny gazu z poszczególnych przedsiębiorstw daje możliwość dokonania obiektywnego porównania i oceny kosztów ponoszonych na paliwo gazowe przez odbiorców.

Wykres 8-2 Porównanie cen gazu dla odbiorców z terenu woj. lubuskiego dla zapotrzebowania rocznego na poziomie 13 351 kWh/rok (zł/kWh brutto)



Wykres 8-3 Porównanie cen gazu dla odbiorców z terenu woj. lubuskiego dla zapotrzebowania rocznego na poziomie 88 900 kWh/rok (zł/kWh brutto)



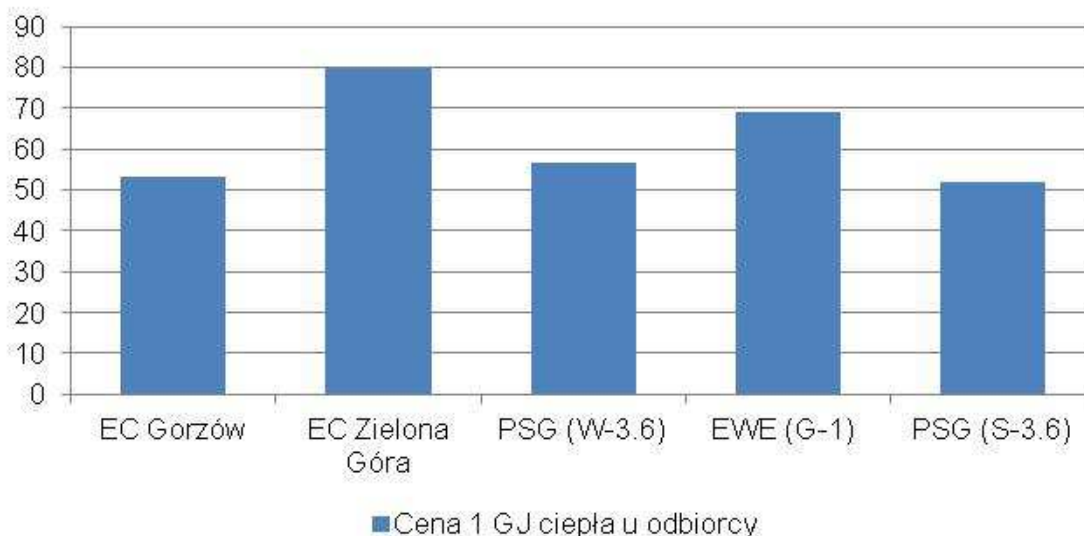
Cena gazu przedsiębiorstwa PSG kształtuje się obecnie na poziomie od ok. 0,15–0,18 zł/kWh w zależności od ilości pobieranego paliwa, natomiast Spółki EWE, z której to gaz jest droższy o ok. 20-25%, kształtuje się na poziomie od 0,21-0,24 zł/kWh. Zdecydowanie tańszy jest gaz zaazotowany, jednak należy pamiętać, że jego wartość opałuwa jest także odpowiednio niższa w porównaniu do gazu wysokometanowego.

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, iż w miarę wzrostu ilości pobieranego paliwa jego jednostkowy koszt spada. Taki stan rzeczy spowodowany jest niższymi cenami gazu i usług przesyłowych w przypadku zakupu większej ilości paliwa oraz korzystniejszym dla odbiorcy podziałem kosztów stałych.

Gaz zaazotowany jest tańszy od gazu wysokometanowego, jednak jego wartość opałuwa jest niższa, w związku z czym w celu możliwości dokonania porównania atrakcyjności cenowej ww. paliw gazowych poniżej przedstawiono szacunek ceny 1 GJ wytworzonego na gazie zaazotowanym i wysokometanowym z uwzględnieniem wartości opałuwej.

Cena 1 GJ ciepła wytworzona z gazu ziemnego uzależniona jest głównie od wielkości rocznego zapotrzebowania na to paliwo. W przypadku wzrostu ilości paliwa gazowego udział opłat stałych w opłacie za GJ jest niższy, przez co jednostkowa cena ciepła spada. Dla porównania poniżej przedstawiono szacunek ceny 1 GJ wytworzonego na gazie zaazotowanym i wysokometanowym z uwzględnieniem wartości opałuwej i sprawności przetwarzania (90%) przy zapotrzebowaniu rocznym na poziomie odpowiednio jak na wykresie.

Wykres 8-4 Porównanie uśrednionej ceny brutto 1 GJ ciepła z gazu ziemnego zaazotowanego i wysokometanowego z uwzględnieniem wartości opałuwej oraz z największych gazowych źródeł systemowych funkcjonujących na terenie woj. lubuskiego



Jak wynika z wykresu powyżej w przypadku zwiększonego zapotrzebowania na paliwo gazowe jednostkowa cena ciepła zbliża się do poziomu ciepła z systemu ciepłowniczego eksploatowanego przez EC Gorzów i wynosi dla gazu zaazotowanego ok. 52 zł/GJ brutto.

8.3 Energia elektryczna

Większość odbiorców energii elektrycznej na terenie województwa lubuskiego zaopatrywana jest w nią przez:

- ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, oraz w zasięgu lokalnym:
- PKP Energetyka S.A. z siedzibą w Warszawie,
- Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o.o. z siedzibą w Gorzowie Wielkopolskim,
- Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Wszystkie wymienione przedsiębiorstwa energetyczne posiadają aktualne i obowiązujące na dzień 2.11.2017 r. koncesje i taryfy na energię elektryczną, ale zarówno ZE ENERGO-STIL Sp. z o.o. jak i Arctic Paper Kostrzyn S.A. dostarczają prąd jedynie odbiorcom przemysłowym i nie posiadają grup taryfowych, do których można by zakwalifikować gospodarstwa domowe (G11 i G12). W związku z powyższym zostały pominięte w dalszych analizach porównawczych.

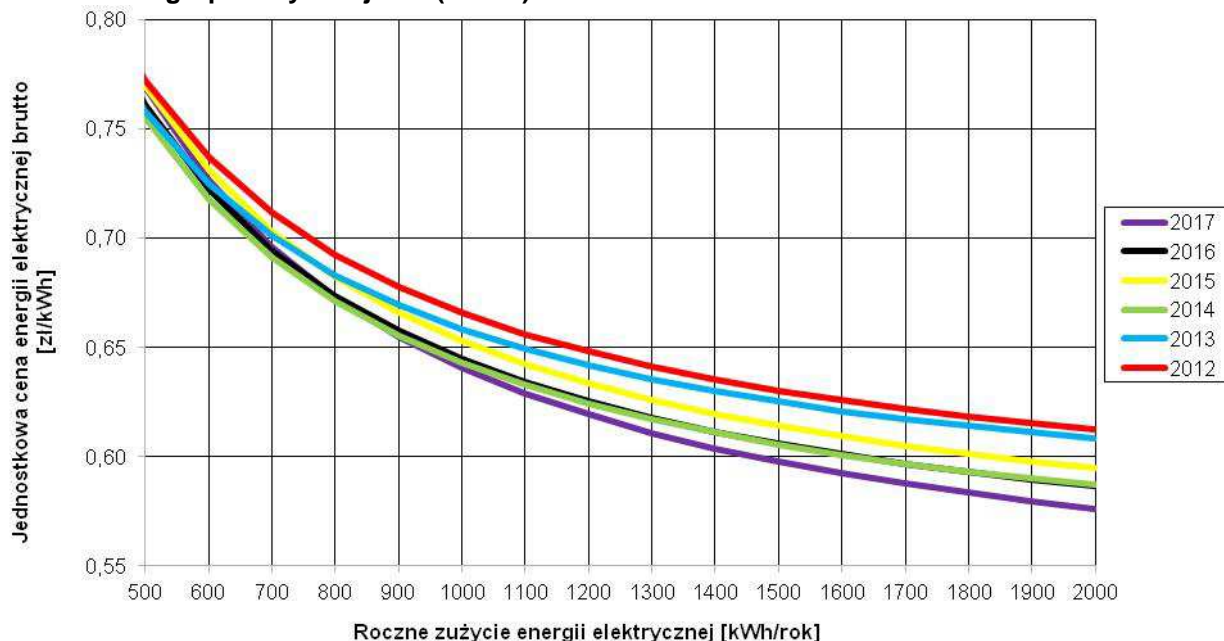
ENEA Operator Sp. z o.o. posiada aktualną taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej, która została zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr DRE.WRE.4211.25.8.2016.AKo z dnia 15 grudnia 2016 r. Sprzedażą energii elektrycznej z urzędu, zgodnie z art. 10 ustawy Prawo energetyczne, na omawianym terenie zajmuje się ENEA S.A. Ostatnia taryfa dla energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G została zatwierdzona Decyzją Prezesa URE o nr DRE.WRE.4211.225.8.2016.AKo z dnia 15 grudnia 2016 r.

PKP Energetyka S.A. posiada aktualną taryfę dla energii elektrycznej zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRE.WPR.4211.1.18.2017.JSz z dnia 23 czerwca 2017 r.

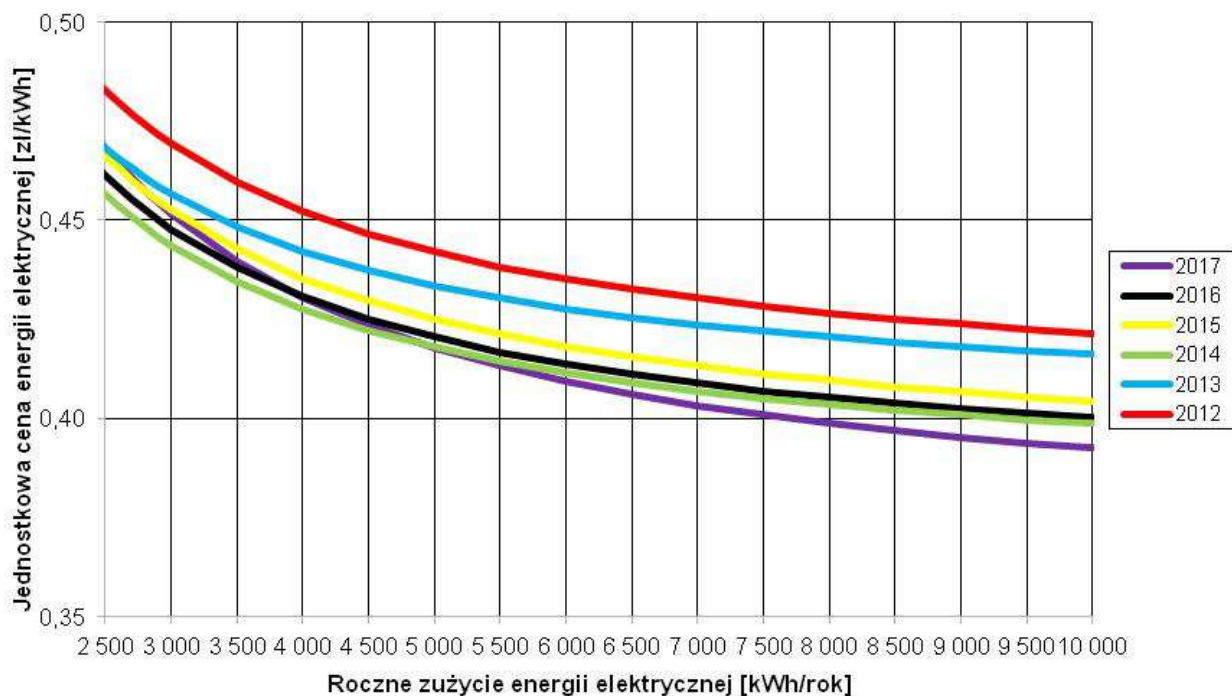
Poniżej przedstawiono wykresy obrazujące zmianę ceny jednostkowej 1 kWh energii elektrycznej w grupach taryfowych G11 (układ 1-faz. bezpośredni) i G12 (układ 3-faz. bezpośredni) w latach 2012-2017 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych ENEA Operator Sp. z o.o. obszar gorzowski i zielonogórski oraz kupujących energię elektryczną od ENEA S.A. W grupie taryfowej G12 założono wykorzystanie energii na poziomie 70% w nocy i 30% w dzień.

W ENEA Operator Sp. z o.o. od 2016 r. stawki opłat za usługi dystrybucji dla poszczególnych grup taryfowych nie są różnicowane na obszary.

Wykres 8-5 Porównanie jednostkowych cen energii elektrycznej pochodzącej z ENEA Operator w grupie taryfowej G11 (brutto) w latach 2012-2017



Wykres 8-6 Porównanie jednostkowych cen energii elektrycznej pochodzącej z ENEA Operator w grupie taryfowej G12 (brutto) w latach 2012-2017

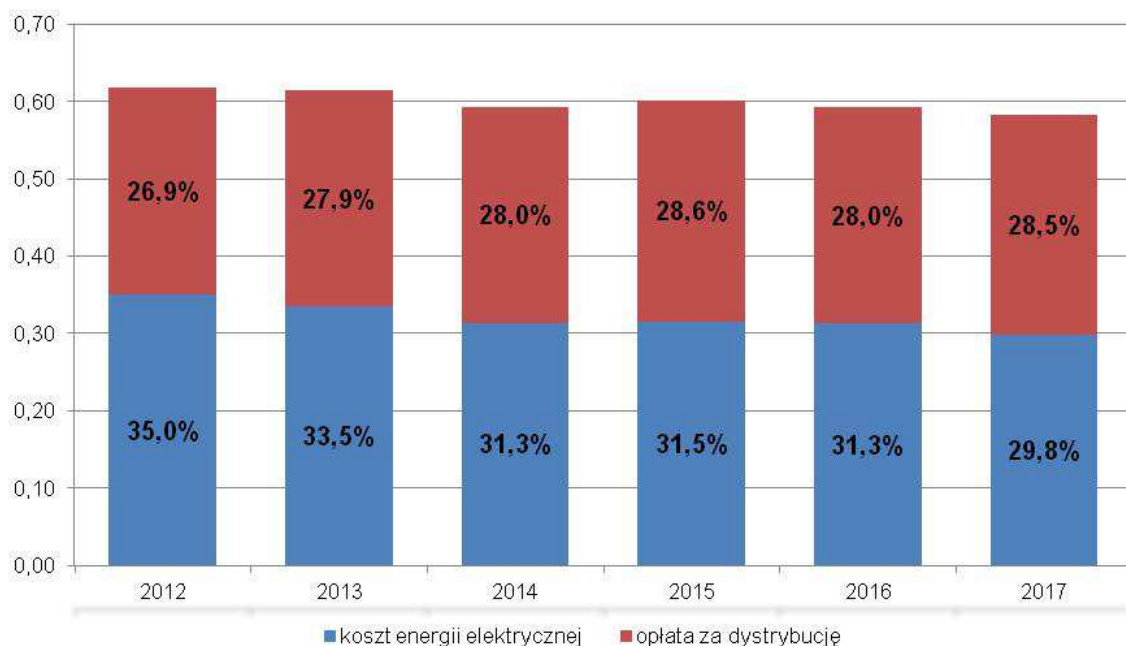


Analizując powyższe wykresy można stwierdzić, iż ceny energii elektrycznej z grup taryfowych G11 i G12 w latach 2012-2017 cechowały się tendencją spadkową. Jedynie w 2015 r. jednostkowa cena energii elektrycznej wykazała niewielki wzrost.

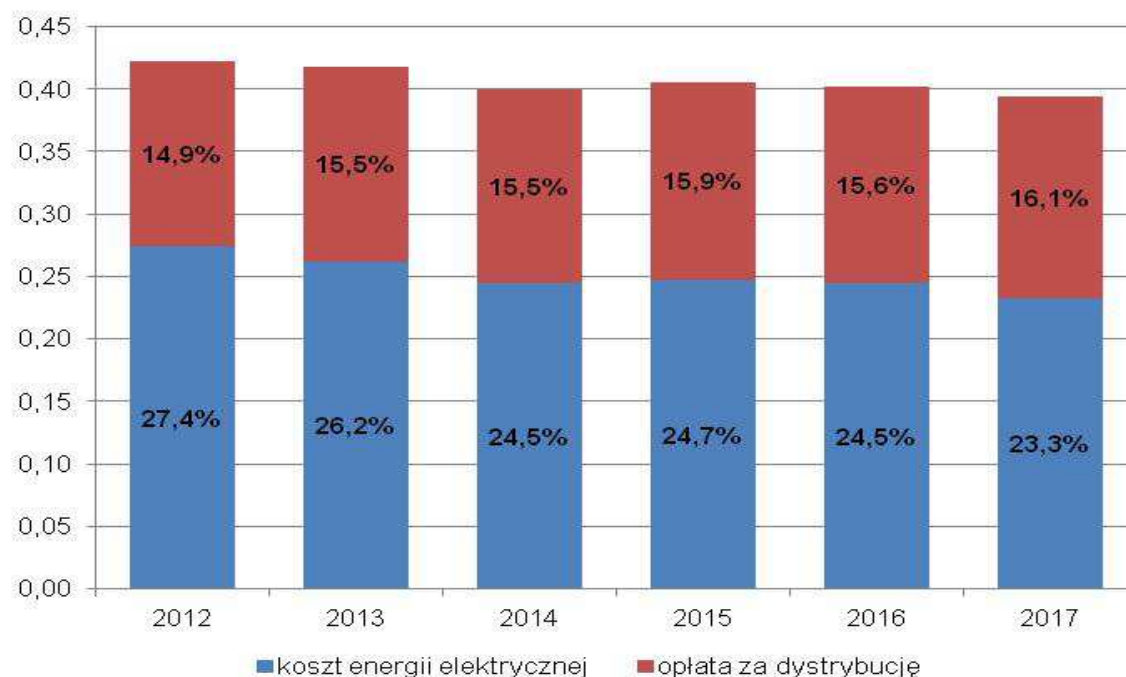
Obniżka cen energii dla klientów indywidualnych związana jest ze spadkiem cen na rynku hurtowym i odwrotnie.

Na poniższych wykresach przedstawiono porównanie uśrednionego kosztu 1 kWh energii elektrycznej przy zapotrzebowaniu rocznym na poziomie 1 800 kWh w grupie taryfowej G11 (układ 1-faz. bezpośredni) i 9 500 kWh w grupie taryfowej G12 (układ 3-faz. bezpośredni) w latach 2012-2017, ze wskazaniem udziału kosztu energii elektrycznej i opłaty za dystrybucję stanowiącej dla G11 ok. 28% wartości całkowitej, a w przypadku G12 spadek do ok. 16%.

Wykres 8-7 Porównanie uśrednionego kosztu 1 kWh energii elektrycznej przy zapotrzebowaniu rocznym 1 800 kWh w grupy taryfowej G11 w latach 2012-2017 (zł/kWh brutto)



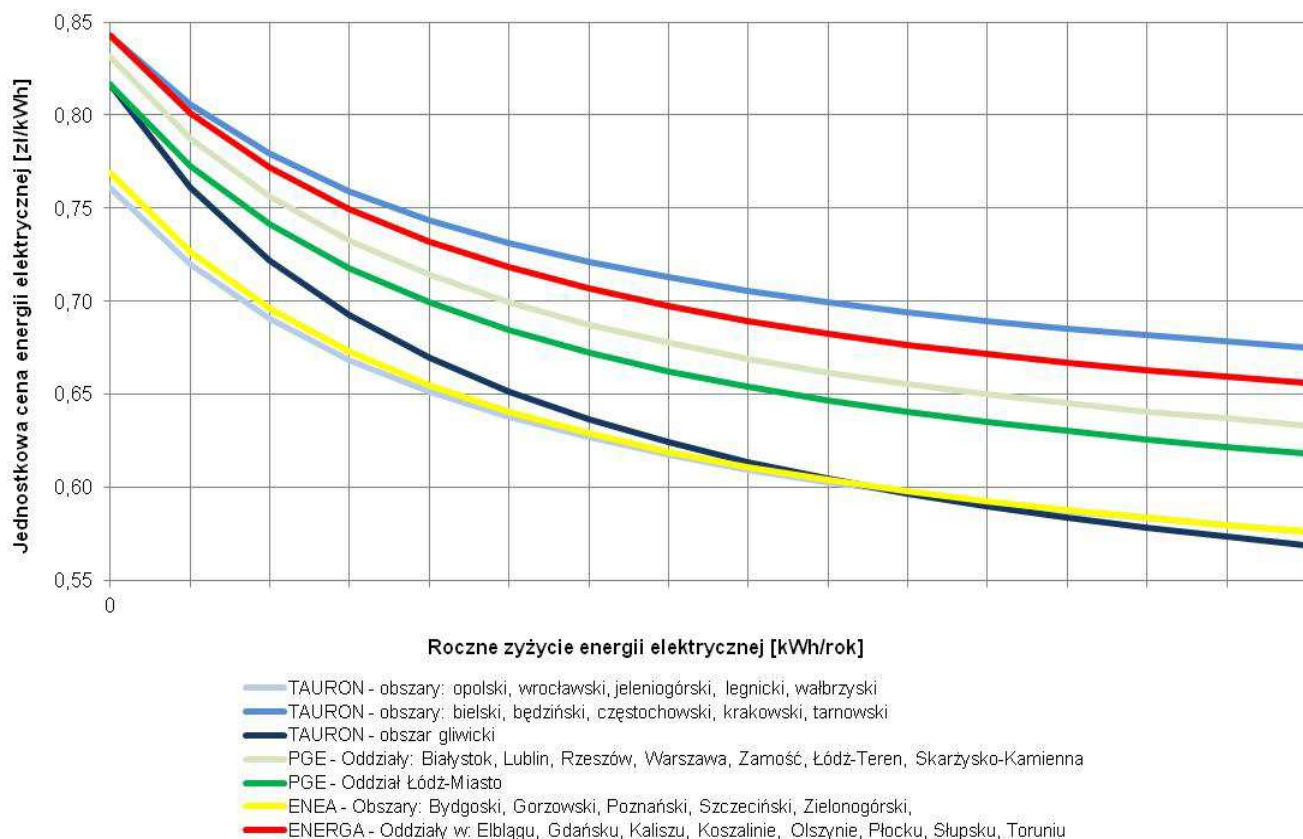
Wykres 8-8 Porównanie uśrednionego kosztu 1 kWh energii elektrycznej przy zapotrzebowaniu rocznym 9 500 kWh w grupy taryfowej G12 w latach 2012-2017 (zł/kWh brutto)



Jak już wcześniej wspomniano, koszty energii elektrycznej z grup taryfowych G11 i G12 w latach 2012-2017 cechowały się tendencją spadkową. Wyższe zużycie energii elektrycznej przekłada się na niższy koszt 1 kWh energii elektrycznej.

Poniżej przedstawiono porównanie jednostkowych kosztów energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 z wybranymi zakładami elektroenergetycznymi w kraju.

Wykres 8-9 Porównanie taryf zakładów energetycznych wg grupy taryfowej G11 (zł/kWh brutto)



Jednostkowy koszt zakupu energii elektrycznej oferowany przez ENEA Operator Sp. z o.o. oraz ENEA S.A. w grupie taryfowej G11 kształtuje się na niskim poziomie na tle porównywanych przedsiębiorstw energetycznych w kraju. Jednostkowy koszt energii elektrycznej brutto, w zależności od rocznego zapotrzebowania, wynosi:

- przy rocznym zapotrzebowaniu na poziomie 500 kWh dla ENEA - 77 gr/kWh,
- przy rocznym zapotrzebowaniu na poziomie 2 000 kWh: - dla ENEA - 58 gr/kWh.

8.4 Porównanie kosztów energii cieplnej z różnych paliw - budownictwo jedno - i wielorodzinne

Dla zobrazowania wysokości kosztów ponoszonych przez odbiorców energii cieplnej w poniższej tabeli przedstawiono porównanie kosztów paliw dostępnych na rynku w układzie zł za jednostkę energii w paliwie dla poniżej przyjętych założeń:

- koszty biomasy wyliczono na podstawie średnich kosztów jej pozyskania i składowania;
- koszty gazu ziemnego wyliczono na podstawie aktualnych taryf przy założeniu, że roczne zużycie gazu jest na poziomie 22 000 kWh (wg grupy taryfowej W-3.6 PSG i G-1 EWE) oraz 23 000 kWh (wg grupy taryfowej S-3.6 PSG);
- koszt ogrzewania energią elektryczną wyliczono dla domu jednorodzinnego o powierzchni 120 m² na podstawie aktualnej Taryfy ENEA Operator Sp. z o.o. oraz ENEA S.A. przy założeniu korzystania z taryfy G-12, zużycia rocznego na poziomie 9 600 kWh oraz 70% wykorzystywania energii w nocy i 30% w dzień,
- koszty zostały podane w kwotach brutto.

Tabela 8-3 Porównanie kosztów energii cieplnej z różnych paliw (z uwzględnieniem sprawności urządzeń przetwarzających)

Nośnik energii	Cena paliwa [zł/Mg]		Wartość opa- GJ/Mg	Sprawność %	Koszt ciepła [zł/GJ]	
	2012 r.	2017 r.			2012 r.	2017 r.
węgiel groszek	581,00	621,00	28	80%	26,90	27,73
węgiel orzech	619,00	744,00	30	75%	29,48	33,07
węgiel kostka	662,00	726,00	29	75%	30,44	33,37
gaz ziemny (S-3.6 PSG o/Poznań)	0,17940	0,1687*	28***	90%	69,94	52,07
gaz ziemny (S-3.6 PSG o/Wrocław)	0,18264	0,1690*	28***	90%	71,20	52,15
gaz ziemny (W-3.6 PSG o/Poznań)	0,25046	0,1837*	35***	90%	78,39	56,71
gaz ziemny (W-3.6 PSG o/Wrocław)	0,25194	0,1847*	35***	90%	78,85	57,00
brykiet opałowy drzewny	730,00	849,00	19,5	75%	49,91	58,05
gaz płynny	5 452,00	2 558,00	46	90%	131,69	61,80
gaz ziemny (G-1 EWE wybrane gm.)	Bd.	0,2233*	35***	90%	Bd.	68,92
gaz ziemny (G-1 EWE woj. lubuskie)	0,28511	0,2261*	35***	90%	89,24	69,80
olej grzewczy Ekoterm Plus	4 558,00	3 347,00	42,6	85%	124,71	92,43
energia elektryczna (G-12) o/gorzowski i zielonogórski	Bd.	0,39*	-	-	Bd.	109,34

Źródło: Opracowanie własne

- * [zł/kWh], *** - [MJ/Nm³]

Dla porównania koszt ciepła do węzła cieplnego odbiorcy z EC Gorzów i EC Zielona Góra (przy założeniu 1 MW = 6 500 GJ) wynosi odpowiednio ok. 53 zł/GJ i 80 zł/GJ brutto.

Z powyższego zestawienia wynika, że istnieje duża rozbieżność pomiędzy jednostkowymi kosztami energii (w zł/GJ) uzyskanymi z poszczególnych nośników energii. Należy jednak pamiętać, że jednostkowy koszt ciepła przedstawiony w powyższej tabeli to tylko jeden ze składników całkowitej opłaty za zużycie energii. W jej skład wchodzi również m.in.: koszt urządzenia przetwarzającego energię powyższych nośników na ciepło wraz z kosztami obsługi i konserwacji, koszty dostawy itp.