

z dnia 22 czerwca 2022 r.

w sprawie przyjęcia Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Żmigród na okres 15 lat

Na podstawie art. 18 ust. 2 pkt 15, art. 7 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (tj. Dz. U. z 2022 r. poz. 559 ze zm.) w związku z art. 19 ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 2021 poz. 716 z późn. zm.), Rada Miejska w Żmigrodzie uchwała, co następuje:

§ 1. Przyjmuje się dokument pod nazwą „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Żmigród na okres 15 lat” stanowiący Załącznik do niniejszej uchwały.

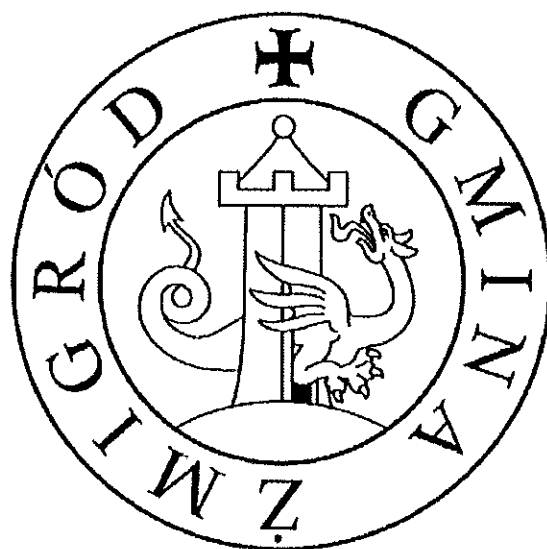
§ 2. Wykonanie uchwały powierza się Burmistrzowi Gminy Żmigród.

§ 3. Uchwała wchodzi w życie z dniem podjęcia.

Przewodniczący Rady
Miejskiej w Żmigrodzie


mgr inż. Jan Czyżowicz

PROJEKT ZAŁOŻEŃ DO PLANU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNA I PALIWA GAZOWE DLA GMINY ŻMIGRÓD NA OKRES 15 LAT



ŻMIGRÓD 2021

Spis treści

1.	Wprowadzenie.....	4
2.	Powiązanie z dokumentami strategicznymi	5
2.1.	Dokumenty na szczeblu światowym	5
2.1.1.	Porozumienie Paryskie	5
2.1.2.	Konferencja klimatyczna ONZ w Glasgow.....	5
2.2.	Dokumenty na szczeblu europejskim.....	6
2.2.1.	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych	6
2.2.2.	Europejski Zielony Ład	6
2.2.3.	Fit for 55.....	7
2.3.	Dokumenty na szczeblu krajowym	11
2.3.1.	Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku.....	11
2.3.2.	Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 roku	13
2.3.3.	Prawo energetyczne.....	14
2.3.4.	Prawo elektryczne (wg koncepcji Prof. Jana Popczyka).....	15
2.3.5.	Ustawa o efektywności energetycznej z dnia 20 maja 2016 roku	17
2.3.6.	Czyste Powietrze	18
2.3.7.	Mój Prąd	19
2.4.	Dokumenty szczeblu lokalnym	19
2.4.1.	Strategia rozwoju województwa dolnośląskiego do 2030 roku	19
3.	Dane o gminie Żmigród.....	23
3.1.	Lokalizacja	23
3.2.	Demografia.....	25
3.3.	Uwarunkowanie klimatyczne	25
4.	Charakterystyka systemów zaopatrzenia gminy Żmigród w energię	26
4.1.	Zaopatrzenie w ciepło.....	27
4.2.	Zapotrzebowanie na energię elektryczną	29
4.3.	Zaopatrzenie w paliwa gazowe	31
5.	Prognozy i propozycje zmian w systemach zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną oraz paliwa gazowe, w tym poprawa efektywności energetycznej	33
5.1.	Klustry energii	34
5.2.	Wykorzystanie lokalnych zasobów paliw i ciepła użytkowego w kogeneracji – biogazownie 35	
5.3.	Zagospodarowanie ciepła odpadowego.....	39
5.4.	Fotowoltaika	41
5.5.	Elektryfikacja ciepłownictwa	41

Założenia do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe dla gminy Żmigród

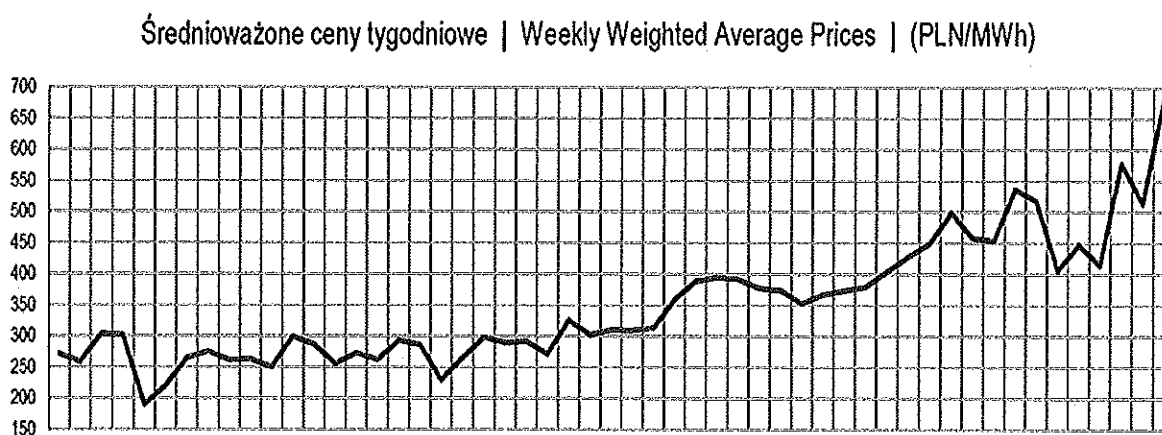
5.7.	Elektryfikacja pojazdów i maszyn użytkowych	44
5.8.	Produkcja zielonego gazu syntezowego i biowodoru.....	44
5.9.	Magazyny energii	45
5.10.	Rozbudowa i modernizacja infrastruktury przesyłowej	46
5.11.	Zagospodarowanie lokalnych zasobów energii - wdrożenie Wirtualnego Systemu Elektrycznego (WSE).....	47
5.12.	Budowa mikrosieci elektrycznych	49
6.	Przewidywanie efektów zaproponowanych rozwiązań.....	51
7.	Prognoza zapotrzebowania na energię	53
8.	Produkcja energii lokalnej.....	57
9.	Współpraca z innymi gminami.....	59
10.	Podsumowanie i wnioski.....	60
11.	Załączniki	62

1. Wprowadzenie

Planowanie energetyczne w gminach w okresie transformacji i kryzysu energetycznego nabiera szczególnego znaczenia. Do tej pory w ramach zadań własnych samorządy ograniczały się, przy sporządzaniu Założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, głównie do zebrania planów sieciowych przedsiębiorstw energetycznych w obszarach dystrybucji energii elektrycznej, ciepła i gazu ziemnego oraz prognoz rozwoju odnawialnych źródeł energii na swoim obszarze.

Widmo kryzysu energetycznego, a co za tym idzie niedoborów energii i bardzo wysokich cen nośników energetycznych, skłania do ujęcia w planowaniu możliwości budowy samowystarczalności energetycznej w oparciu o własne zasoby obywatelskie i naturalne.

Ponadto wyzwania europejskiej transformacji klimatyczno-energetycznej pokazują, że struktury państwowe stały się niewystarczające. Obrazowo pokazuje to wykres wzrostu cen giełdowych energii elektrycznej ciągu roku 2021 w Polsce:



Rysunek 1. Giełdowe ceny energii elektrycznej w roku 2021 (źródło: Towarowa Giełda energii)

Jak widać wzrost wynosi blisko 200%. Dla każdej gospodarki czy gospodarstwa domowego jest to ogromny wzrost kosztów funkcjonowania. Dla wielu ekspertów jest to w głównej mierze efekt około 20 lat zaniechań, zaniedbań i błędnej strategii rozwoju sektora energetycznego.

Autorzy opracowania przy wsparciu merytorycznym niekwestionowanych liderów energetyki obywatelskiej i technologii rozwoju odnawialnych źródeł energii Profesorów: Jana Popczyka i Jacka Dacha skoncentrowali się na koncepcji zbudowania w gminie Żmigród społeczności energetycznej, która w oparciu o własne zasoby dojdzie w 2036 roku do samowystarczalności energetycznej.

2. Powiązanie z dokumentami strategicznymi

2.1. Dokumenty na szczeblu światowym

2.1.1. Porozumienie Paryskie

Porozumienie Paryskie zawarte w 2015 roku między 190 państwami określa ogólnoświatowy plan działania w zakresie zmian klimatycznych. Kluczowy cel porozumienia to utrzymanie średniego wzrostu temperatury znacznie poniżej 2°C, w porównaniu do poziomu sprzed epoki przemysłowej. Dodatkowo państwa porozumienia zobowiązały się dążyć do ograniczenia wzrostu średniej temperatury do 1,5°C oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do minimum, tak by osiągnąć równowagę między ich emisją, a pochłanianiem. W porozumieniu uznano, że wszystkie państwa począwszy od 2020 roku będą wyznaczać dobrowolne cele redukcji emisji gazów cieplarnianych, uwzględniając fakt, że kolejne wprowadzane limity nie mogą być mniejsze niż wcześniejsze.

2.1.2. Konferencja klimatyczna ONZ w Glasgow

Jednym z ostatnich i najważniejszych wydarzeń w zakresie ograniczenia skutków globalnego ocieplenia była konferencja klimatyczna ONZ (COP26), która odbyła się 1 listopada 2021 roku w Glasgow. Podczas spotkania przedstawiciele państw rozmawiali o trudnej sytuacji klimatycznej na świecie oraz o krokach, które wspólnie muszą zostać poczynione. Poza utrzymaniem celów z Porozumienia Paryskiego, zostały zaktualizowane i zaostrzone plany ochrony klimatu na Ziemi do końca 2022 roku. Dodatkowo uczestnicy COP26 zgodzili się co do konieczności zmniejszania wydobycia i stosowania węgla, a w niedalekiej przyszłości całkowitego jego zaprzestania. Po raz pierwszy wszystkie kraje, nawet te których gospodarka oparta jest głównie o węgiel takie jak Chiny czy Indie, były zgodne, że jest to kluczowa zmiana, aby ograniczyć emisji gazów cieplarnianych. Ważnym aspektem jest również zwiększenie środków finansowych na pomoc dla państw ubogich, które znacząco narażone są na niekorzystne skutki zmian klimatycznych oraz utworzenie specjalnego funduszu dla ofiar klęsk żywiołowych.

2.2. Dokumenty na szczeblu europejskim

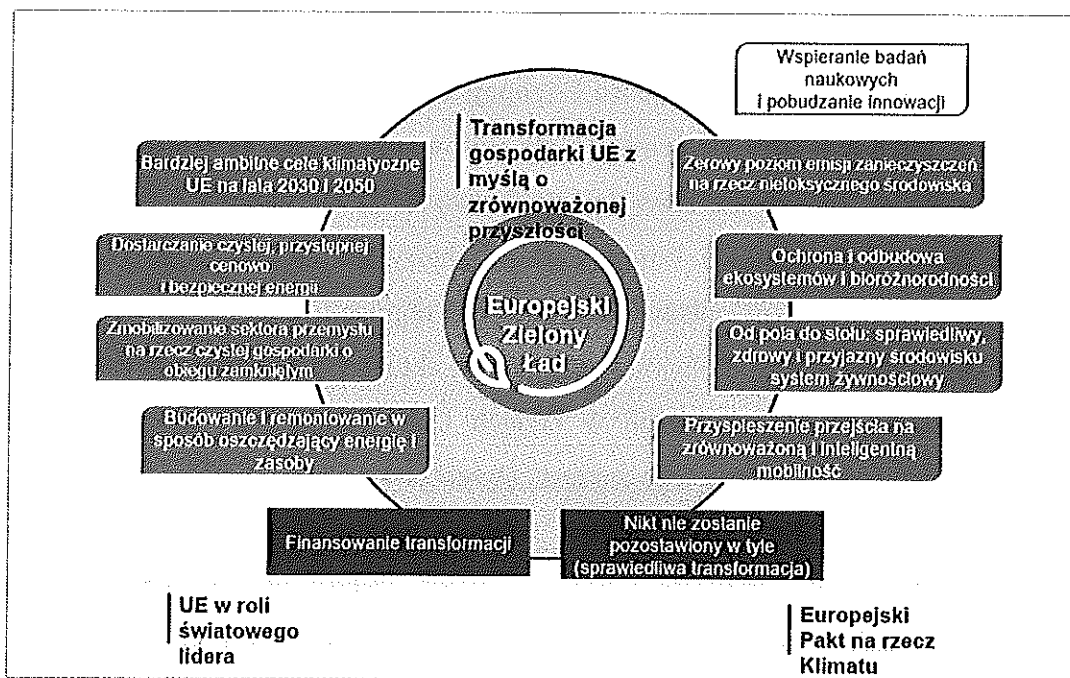
2.2.1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

Dyrektywa, nazywana również Dyrektywą RED II, stanowi część pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, który ma na celu wprowadzenie nowych, kompleksowych przepisów dotyczących regulacji energii na następną dekadę. Opisany dokument obejmuje najbardziej aktualne przepisy z zakresu wykorzystania odnawialnych źródeł energii w krajach Unii Europejskiej, uchylając tym samym wcześniejsze przepisy z tego zakresu. Dyrektywa została opublikowana jako narzędzie, które ma pomóc spełnić unijne zobowiązania podjęte w ramach Porozumienia Paryskiego oraz ustanowić wspólny system mający na celu promowanie energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w różnych sektorach. Najważniejsze działania, które powinny zostać podjęte w ramach dyrektywy to:

- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ogólnym miksie energetycznym do 32,5 procent,
- zwiększenie stosowania energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa,
- wzrost produkcji biopaliw, zwłaszcza z materiałów odpadowych, wykorzystywanych w sektorze transportowym,
- umożliwienie konsumentom produkowania własnej energii odnawialnej,
- zapewnienie długoterminowej pewności dla inwestorów i przyspieszenie procedury wydawania zezwoleń na budowę projektów,
- stworzenie odpowiednich systemów wsparcia finansowego dla energii pochodzącej z odnawialnych źródeł.

2.2.2. Europejski Zielony Ład

Europejski Zielony Ład opublikowany we wrześniu 2020 roku jest zbiorem inicjatyw politycznych Komisji Europejskiej. Nawiązując do celów wyznaczonych w Porozumieniu Paryskim, opisuje sposób w jaki Unia Europejska zamierza osiągnąć w roku 2050 zerową emisję gazów cieplarnianych oraz jakie kroki i narzędzia zostaną wykorzystane. W ramach Europejskiego Zielonego Ładu został stworzony specjalny Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji, który ma wyrównać szanse wszystkich państw członkowskich.



Rysunek 2. Założenia Europejskiego Zielonego Ładu (źródło: Europejski Zielony Ład)

2.2.3. Fit for 55

Pakiet Fit for 55 opublikowany w ramach Europejskiego Zielonego Ładu ma na celu unowocześnienie istniejącego prawodawstwa w zakresie ochrony klimatu, tak aby usprawnić zmiany transformacyjne potrzebne w gospodarce, społeczeństwie i przemyśle. Pakiet składa się z 13 wniosków ustawodawczych. Niektóre z nich stanowią reformy istniejących już przepisów, inne natomiast wprowadzą całkowicie nowe zmiany. Ostateczna wersja pakietu będzie znana dopiero po zatwierdzeniu jej przez wszystkie państwa członkowskie, jednak cele i ogólne założenia wniosków pozostaną bez zmian. Do aktualizacji obowiązujących przepisów należą:

- rewizja **Unijnego Systemu Handlu Upewnieniami Do Emisji (EU ETS)**. Funkcjonowanie systemu EU ETS polega na uwzględnieniu kosztu emisji CO₂ do atmosfery podczas produkcji energii oraz wyrobów przemysłowych. Mechanizm ten jest kluczowy w doprowadzeniu do redukcji emisji gazów cieplarnianych, ponieważ sprawia, że wysokoemisyjna działalność staje się droższa, niż w przypadku wykorzystania w niej czystych alternatyw. Ponieważ EU ETS jest podstawowym systemem wykorzystywanym obecnie przez Unię Europejską, pakiet będzie obejmował jego reformę. Wprowadzone zmiany dotyczyć będą zmniejszenia wolumenu dostępnych

uprawnień, przeglądu funkcjonowania mechanizmu rezerwy stabilizacyjnej oraz wprowadzenia opłaty do emisji w sektorze transportu i ciepłownictwa. Dodatkowo w ramach dyskusji nad zakresem reformy zgłaszane są postulaty nad zmianą sposobu podziału uprawnień między państwami członkowskimi.

- reforma **Rozporządzenia o użytkowaniu gruntów, zmianie użytkowania gruntów i leśnictwie (LULUCF)**. Sektor LULUCF obejmuje gospodarowanie glebą, drzewami, roślinami, biomasą i drewnem. Jego szczególną cechą jest to, że generuje, ale równocześnie pochłania CO₂ z atmosfery. Rolą każdego państwa członkowskiego jest utrzymywanie równowagi między emisją, a pochłanianiem. W ramach pakietu ma zostać nałożony wiążący cel dotyczący usuwania CO₂ przez naturalne pochłaniacze, odpowiadający 310 mln ton emisji CO₂ do 2030 roku, co stanowi wzrost o około 15 procent, w porównaniu z obecnymi celami w tym zakresie.
- przegląd rozporządzenia w sprawie **Wspólnego Wysiłku Redukcyjnego (ESR)**. Zmiany w rozporządzeniu wprowadzone będą w celu wzmocnienia pozycji państw pod względem ilości emisji w sektorach takich jak transport czy rolnictwo. Wedle ustaleń Unii Europejskiej wskazane gałęzie przemysłu oraz sektor odpadów odpowiadają za 60% całkowitej wartości emisji w Unii. Zgodnie ze wspólnym wysiłkiem redukcyjnym każde państwo otrzyma własny roczny cel redukcji emisji, proporcjonalnie do możliwości, zasady sprawiedliwości, racjonalności kosztowej oraz integralności środowiskowej, z którego będzie musiało się wywiązać.
- nowelizacja **Dyrektywy w sprawie energii odnawialnej**. Najnowsze zmiany w dyrektywie obejmować będą ograniczenie obowiązków koncesyjnych dla przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji poprzez podniesienie progu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej z 0,5 MW do 1 MW lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu z 0,9 MW do 3 MW. Ustawa zakłada też przedłużenie do 2047 roku szeregu mechanizmów dotyczących maksymalnego okresu otrzymywania wsparcia dla instalacji, w tym między innymi obowiązku zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie. Dodatkowo zwiększony zostanie udział odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii.

- nowelizacja **Dyrektywy o efektywności energetycznej (EED)**. Propozycja zmian zakłada nowy cel w zakresie zmniejszenia zużycia energii pierwotnej oraz końcowej. Dodatkowo, zaproponowane zostało podwyższenie redukcji poziomu końcowego zużycia energii elektrycznej przez wszystkie instytucje publiczne. Związane jest to również z rozszerzeniem obowiązku rocznej renowacji budynków należących do instytucji rządowych. Po zmianach obowiązek renowacji będzie dotyczył wszystkich budynków będących własnością organów publicznych na wszystkich szczeblach administracji. Takie rozwiązanie ma na celu osiągnięcie standardów dla budynków o niemal zerowym zużyciu energii.
- rewizja **Dyrektywy w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych (AFID)**. Najistotniejsze aspekty pakietu to zamiana AFID na AFIR. Zmiana jest bardzo istotna, bowiem sprawia, że cele zawarte w dokumencie między innymi dotyczące systematycznego ograniczania floty pojazdów spalinowych, wzrostu publicznej i prywatnej infrastruktury ładowania pojazdów zeroemisyjnych stają się wiążące dla państw członkowskich. Unijny plan zakładający, że w 2035 roku 100 procent sprzedawanych samochodów będzie zeroemisyjne, co z kolei przyczyni się do rozpowszechnienia samochodów elektrycznych. Zmienione rozporządzenie w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych nałoży ponadto na państwa członkowskie wymóg zwiększenia zdolności ładowania, proporcjonalnie do sprzedaży samochodów bezemisyjnych oraz wymóg instalacji punktów ładowania i tankowania na głównych autostradach w regularnych odstępach.
- rewizja **Rozporządzenia określającego normy emisji CO₂ dla samochodów osobowych i dostawczych**. Aby rozwiązać problem rosnących emisji w transporcie drogowym, wprowadzone zostaną bardziej rygorystyczne normy emisji CO₂ dla samochodów osobowych i dostawczych - obniżenie średnich emisji z nowych samochodów o 55 procent od 2030 roku i o 100 procent od 2035 roku. W rezultacie wszystkie nowe samochody zarejestrowane od 2035 roku będą miały zerową emisję.
- rewizja **Dyrektywy w sprawie opodatkowania energii**. Przede wszystkim, przegląd Dyrektywy ma doprowadzić do dostosowania obecnego poziomu opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej do polityki

unijnej w zakresie energii i klimatu. W drugiej kolejności zmiana przepisów Dyrektywy ma doprowadzić do zachowania spójności unijnego rynku wewnętrznego poprzez aktualizację zakresu i struktury stawek oraz racjonalizację fakultatywnie stosowanych zwolnień i obniżek podatkowych na gruncie krajowym. Zgodnie z zaprezentowanym stanowiskiem Komisji Europejskiej, obecnie dostrzegalny jest wysoki poziom zróżnicowania krajowych stawek podatkowych dla paliw kopalnych oraz stosowanych zwolnień i obniżek podatkowych uzasadnianych koniecznością ochrony konkurencyjności przemysłu i gospodarki państw członkowskich. Zdaniem Komisji, szeroki zakres stosowanych ulg stanowi w rzeczywistości formę dopłat do dalszego utrzymywania przemysłu opartego na paliwach kopalnych, co jest niezgodne z celami Europejskiego Zielonego Ładu, a w konsekwencji, wymaga rewizji.

Oprócz aktualizacji obecnych już zapisów, w ramach pakietu zostały opublikowane nowe propozycje legislacyjne takie jak:

- nowa **Strategia Leśna**. Dokument zawiera zobowiązanie do ścisłej ochrony lasów pierwotnych i starolasów i promuje praktyki gospodarki leśnej bardziej przyjazne dla klimatu i bioróżnorodności. Utrzymuje on wykorzystanie biomasy drzewnej do produkcji energii, jednak ma się to odbywać w granicach zrównoważonego rozwoju. Aby zrekompensować brak zysku ze sprzedaży drewna, Komisja Europejska proponuje powstanie systemu płatności dla właścicieli i zarządców lasów za usługi ekosystemowe, w ramach, których można by otrzymywać pieniądze za pozostawienie lasów w nienaruszonym stanie, zamiast za ich wycinanie. Powstać ma również dedykowany system monitorowania lasów.
- **Mechanizm regulacji granicy emisji dwutlenku węgla (CBAM)**. Podstawą systemu jest wprowadzenie węglowego podatku granicznego wyrównującego szanse producentów unijnych, którzy poprzez rosnące ceny uprawnień oraz ograniczenie ich puli w ramach systemu EU ETS narażeni są na obniżenie konkurencyjności swoich wyrobów w stosunku do producentów spoza Unii Europejskiej - przede wszystkim Rosji, Białorusi, Chin i Indii. Pomimo, że propozycja zmian obejmuje tylko wybrane produkty między innymi cement, stal, elektryczność, aluminium, nawozy, to przychody z CBAM mają stać się jednym z pierwszych w historii źródeł własnych Unii.

- **instrument społeczny na rzecz działań na rzecz klimatu.** Celem Funduszu jest zapewnienie wsparcia dla państw członkowskich, poprzez finansowanie realizacji działań zwiększających efektywność energetyczną budynków, efektywne ogrzewanie i chłodzenie czy środki przeciwdziałania ubóstwu energetycznemu. Fundusz finansowany będzie z budżetu UE w wysokości odpowiadającej 25% przewidywanych dochodów pozyskanych z handlu uprawnieniami do emisji dla paliw stosowanych w budownictwie i transporcie drogowym, zgodnie z propozycją przeglądu systemu EU ETS.
- **ReFuelEU Aviation i FuelEU Maritime.** Ze względu na wysoką emisyjność transportu lotniczego i morskiego Pakiet uwzględnia również zmiany w tych sektorach. W ramach wymiennych inicjatyw dostawcy paliw lotniczych i okrętowych zmuszeni będą zapewnić ich odnawialne odpowiedniki.

2.3. Dokumenty na szczeblu krajowym

2.3.1. Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku

Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040) jest strategią państwa w zakresie sektora energetycznego przyjętą 2 lutego 2021 roku. Ze względu na obecność Polski w Unii Europejskiej, a co za tym idzie konieczność realizacji jej polityki klimatyczno-energetycznej, niezbędna jest transformacja energetyczna, której ramy wyznacza właśnie PEP2040. Wszystkie decyzje strategiczne czy plany inwestycyjne w niej uwzględnione, mają na celu nie tylko pozwolić spełnić unijne zobowiązania, ale również wykorzystać krajowy potencjał gospodarczy, surowcowy, technologiczny i kadrowy. Niskoemisyjna gospodarka przewidziana w PEP2040 wymusza wprowadzenia zmian, które opierają się na trzech filarach: sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny oraz dobra jakość powietrza.

W tabeli 1 zostały przedstawione cele szczegółowe z PEP20140 z projektami, które pozwolą je spełnić.

Cel szczegółowy	Projekt strategiczny
Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych	Transformacja regionów węglowych
Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	Rynek mocy Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych
Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych	Budowa Baltic Pipe Budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego
Rozwój rynków energii	Wdrażanie Planu działania (mającego służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej) Hub gazowy Rozwój elektromobilności
Wdrożenie energetyki jądrowej	Program polskiej energetyki jądrowej
Rozwój odnawialnych źródeł energii	Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej
Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	Rozwój ciepłownictwa systemowego
Poprawa efektywności energetycznej	Promowanie poprawy efektywności energetycznej

Tabela 1. Cele PEP20240 (źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040)

Cele szczegółowe PEP2040 obejmują cały łańcuch dostaw energii – od pozyskania surowców, przez wytwarzanie i dostawy energii, po sposób jej wykorzystania i sprzedaży. Każdy z ośmiu celów szczegółowych przyczynia się do realizacji założonej polityki energetycznej państwa i służy transformacji energetycznej Polski. Co więcej ich spełnienie gwarantuje bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywność energetyczną oraz co kluczowe w obliczu zmian klimatu zmniejszenie oddziaływania sektora energii na środowisko. Za globalną miarę realizacji celu PEP2040 na rok 2030 przyjęto poniższe wskaźniki:

- nie więcej niż 56% węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej,

- co najmniej 23% OZE w końcowym zużyciu energii brutto,
- wdrożenie energetyki jądrowej, w 2033 roku,
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 30%, w stosunku do 1990 roku,
- zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 23%, w stosunku do prognoz PRIMES z 2007 roku.

2.3.2. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 roku

Podstawowym i najważniejszym dokumentem określającym możliwość produkcji i wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce jest ustawa z dnia 20 lutego z 2015 roku wraz z jej późniejszymi nowelizacjami. W ramach ustawy określone zostały:

- a) zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania:
 - energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
 - biogazu rolniczego – w instalacjach odnawialnego źródła energii,
 - biopłynów,
- b) mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie:
 - energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
 - biogazu rolniczego,
 - ciepła – w instalacjach odnawialnego źródła energii,
- c) zasady wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii,
- d) zasady realizacji krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.

Procedowane zmiany do ustawy będące w wykazie prac legislacyjnych Rady Ministrów dotyczą implementacji Dyrektywy tzw. RED II. Proponowane regulacje mają dotyczyć między innymi obszarów:

- wsparcia produkcji biometanu: brak szczegółowych rozwiązań w zakresie rozwoju sektora biometanu uniemożliwia obecnie wykorzystanie potencjału wytwarzania biogazu/biometanu w oparciu o krajowe surowce. Jednocześnie, szacunki wskazują na relatywnie duży potencjał energetyczny samego sektora rolno-spożywczego w zakresie produkcji biogazu rolniczego, który szacuje się na ponad 7,8 mld m³ rocznie („Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”). Z kolei według szacunku spółki PGNiG S.A., krajowy potencjał wytwarzania biometanu wynosi ok. 7 mld m³ ogółem. Niewykorzystane

pozostają również możliwości w zakresie efektywnego zmniejszania emisji CO₂ w sektorach gospodarki takich jak: transport, ciepłownictwo czy elektroenergetyka, do których biometan może być adresowany jako odnawialny zamiennik paliw aktualnie wykorzystywanych.

- Klastrow energii: kolejnym problemem, który zostanie zaadresowany w projektowanej ustawie jest niewystarczająca dynamika rozwoju klastrow energii. W obecnym stanie prawnym zdiagnozowano szereg barier w tym zakresie, z których do najbardziej istotnych zaliczyć należy wątpliwości interpretacyjne w zakresie samej definicji klastra energii oraz podmiotowego i przedmiotowego zakresu działania klastrow energii, brak regulacji w zakresie rejestracji klastrow energii czy też propozycji instrumentów wsparcia, które promowałyby wykorzystanie OZE w ramach autokonsumpcji członków klastra energii, stanowiąc jednocześnie zachęty do ich lokalnego powstawania.
- Należy wskazać, że projektowana ustawa, oprócz rozwiązania ww. problemów, przyczyni się do zrealizowania celów wskazanych w dokumentach strategicznych kraju, takich jak Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR), Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD) oraz Polityka Energetyczna Polski do roku 2040 (PEP 2040).

2.3.3. Prawo energetyczne

Ustawa z 1997 roku, która określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i 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.

Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska. Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i 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. Ustawa ta powstała w pierwszym okresie reform ustrojowych Państwa, po włączeniu polskiego systemu elektroenergetycznego do strefy euroatlantyckiej.

Jednakże dynamika zmian w poszczególnych sektorach energetycznych wymaga obecnie przebudowy polskiego ładu energetycznego.

2.3.4. Prawo elektryczne (wg koncepcji Prof. Jana Popczyka)

Prawo elektryczne w połowie 2021 roku staje się w Polsce tematem o krytycznym znaczeniu, zarówno teoretycznym jak i praktycznym. W ujęciu teoretycznym dlatego, że potrzebuje ono doktryny prawnej na miarę zmian, których w energetyce dotychczas świat nie doświadczył, na miarę celu jakiego nigdy jeszcze nie musiał realizować. W wielopłaszczyznowym ujęciu praktycznym znaczenie Prawa elektrycznego ujawnia się natomiast w trzech wymiarach. Po pierwsze, ma ono wielką siłę unifikacji dyskusji dotyczącej transformacji energetycznej. Dyskusji, której charakter zmienił się w ciągu kilku lat w trybie przelomowym, ze skrajnie hermetycznego w skrajnie zdemokratyzowany. Dyskusji, która w destrukcyjnym trybie (niestety) ogarnia całą przestrzeń publiczną (polityczno-społeczną). Po drugie, Prawo elektryczne ma w sobie potencjał odbudowy wartości (wiary w społeczeństwie, że się je da odbudować) wykraczający daleko poza przedmiot tradycyjnie rozumianej energetyki – chociaż z naturalnych powodów jest on (ten potencjał) na razie dla dominującej części społeczeństwa jeszcze niewidoczny. Dlatego, bo nowe wartości nie wpisują się łatwo w dotychczasowy dychotomiczny system: wartości oświeceniowe (liberalizm) vs konserwatyzm (nacjonalistyczny). Te nowe wartości będą takie jakie ukształtuje młode cyfrowe pokolenie. W cyfrowym odhumanizowanym społeczeństwie żyć się jednak nie da. Cyfryzacja umożliwiająca transformację korporacyjnej energetyki w elektroprosumeryzm w lokalnej przestrzeni kapitału społecznego jest za to pożądanym rozwiązaniem, bo prowadzi do obywatelskiego społeczeństwa, innego niż korporacyjne. Innego przez wyższy poziom odpowiedzialności za demokrację i za środowisko, w tym za klimat. I różnego także przez niższy poziom konsumpcjonizmu (wyższy poziom samoograniczenia). Takie społeczeństwo musi pilnie zrównoważyć w Polsce (co najmniej zrównoważyć) społeczeństwo korporacyjne. Trzecim praktycznym wymiarem jest praktyka legislacyjna. Podjęcie przez legislatorów prac nad przepisami ustawy bez gruntownego zrozumienia mechanizmów transformacji energetycznej w trybie innowacji przelomowej (czyli wpisanie się w dominującą niestety obecnie praktykę) zamiast rozwiązaniem byłoby katastrofą, jedną więcej. Kluczowe pojęcia koncepcji nowego Prawa elektrycznego zawarto poniżej:

Koszt elektroekologiczny (KEE) jest to miara wyczerpywania się globalnych nieodnawialnych bogactw naturalnych (nie tylko paliw) na rynkach elektroprosumeryzmu.

Elektroprosument jest to odbiorca energii elektrycznej (w ustawie Prawo energetyczne) korzystający z zasady ZWZ-KSE indywidualnie lub w ramach (za pośrednictwem) elektroprosumenckiej platformy handlowej bądź systemu (WSE).

Samorząd realizujący transformację energetyczną JST do elektroprosumeryzmu. jest to samorząd realizujący taką transformację w trybie wniosku złożonego (na podstawie ustawy o samorządzie gminnym) do urzędu UREP, w zakresie określonym uchwałą rady gminy. Wniosek określa indywidualny horyzont realizacji transformacji, nie późniejszy niż 2050. Do wniosku dołączony jest certyfikat transformacji elektroprosumenckiej wystawiony przez certyfikatora CTEP. Gmina uzyskuje na podstawie wniosku wpis do rejestru URPE, i uzyskuje status gminy realizującej transformację do elektroprosumeryzmu. Gmina ma prawo współtworzyć z innymi gminami związek gmin na rzecz transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu jeśli koszt elektroekologiczny tej transformacji jest niższy od sumy indywidualnych kosztów elektroekologicznych gmin członkowskich realizujących transformację energetyczną do elektroprosumeryzmu indywidualnie Inżynier transformacji elektroprosumenckiej (ITEP). Jest to podmiot posiadający koncesję UREP (jest wykazany w rejestrze UREP) działający na elektroprosumenckich (konkurencyjnych w środowisku umów cywilno-prawnych) rynkach usług dla elektroprosumentów oraz dla jednostek JST w zakresie kompleksowego wsparcia obejmującego pasywizację budownictwa, elektryfikację ciepłownictwa, elektryfikację transportu i reelektryfikację OZE. Inżynier ITEP może reprezentować elektroprosumenta oraz jednostkę JST we właściwych urzędach państwowych (UREP, innych), a także względem operatora OSD na rynku schodzącym energii elektrycznej

Elektroprosumencka platforma handlowa (EPH) platforma należąca do przedsiębiorstwa handlowego będącego inżynierem ITEP umożliwiająca pierwszy etap transformacji do elektroprosumeryzmu całkowicie biernego odbiorcy energii elektrycznej oraz odbiorcy ze źródłem (źródłami) energii elektrycznej funkcjonującym na schodzącym rynku energii elektrycznej

Wirtualny system elektryczny (WSE) jest to system skonsolidowany w trybie wykorzystania zasady ZWZ-KSE w obszarze sieciowym segmentu operatorskiego OSD na poziomie napięciowym nN, SN, 110 kV. Struktura podmiotowa systemu (WSE)

obejmuje elektroprosumentów oraz operatora OWSE lub jednostkę JST. System (WSE) jest „pierwotną” jednostką elektroprosumenckiego (pierwszego) rynku wschodzącego energii elektrycznej realizującą (w tendencji) transformację wyspową polegającą na samo-autonomizacji względem KSE lub współuczestniczącą w transformacji hybrydowej z wykorzystaniem dostępu do (europejskiego) JREE i/lub rynku offshore w obszarze systemowym operatora OSP. Operator wirtualnego systemu elektrycznego (OWSE). Jest to operator rynku technicznego (regulacyjno-bilansującego) systemu (WSE). Jest on zarazem „pierwotnym” operatorem rynku technicznego w obszarze sieciowym segmentu operatorskiego OSD na rynku schodzącym energii elektrycznej, a jednocześnie „pierwotnym” operatorem (pierwszego) elektroprosumenckiego rynku wschodzącego energii elektrycznej (działającego w obszarze sieciowym segmentu operatorskiego OSD). Zasada współużytkowania zasobów KSE (ZWZ-KSE). Zasada określająca warunki dostępu elektroprosumentów, systemów (WSE) oraz jednostek JST do zasobów KSE wraz z realizowanym przez UREP systemem gwarancji dostępu oraz procedurami określania opłat za ten dostęp. Zasada wprowadza – w sposób przełomowy – rozdział odpowiedzialności w obszarze nazywanym w Prawie energetycznym bezpieczeństwem energetycznym. Mianowicie, zgodnie z zasadą operatorzy sieciowi ponoszą odpowiedzialność za bezpieczeństwo techniczne KSE. Elektroprosumenci korzystają natomiast z konkurencji na wschodzących rynkach elektroprosumeryzmu i decydują o adekwatności rynkowej (jakości) własnego zaopatrzenia w energię elektryczną.

Urząd Rozwoju Elektroprosumeryzmu (UREP) jest to urząd realizujący regulację w zakresie stosowania zasady ZWZ-KSE na oddolnym wschodzącym rynku energii elektrycznej, która jest regulacją nadrzędną względem regulacji realizowanej przez URE na schodzącym rynku energii elektrycznej. Regulacja obejmuje certyfikację i stosowanie dobrych praktyk przez przedsiębiorców elektroprosumerystów (certyfikatora CTEP, Inżyniera ITEP, innych), a ponadto w zakresie wykorzystania kosztu elektroekologicznego do rynkowego zarządzania

2.3.5. Ustawa o efektywności energetycznej z dnia 20 maja 2016 roku

Ustawa o efektywności określa zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej, zasady realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii, zasady przeprowadzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa. Niedawna nowelizacja Ustawy z 2021 roku dostosowała przepisy krajowe do wymogów unijnych

określonych w Europejskim Zielonym Ładzie. Zmiana miała za zadanie optymalizację zużycia energii i poprawę warunków dla rozwoju nowych usług energetycznych. Jak przewiduje nowelizacja Ustawy, do 2030 roku Polska ma osiągnąć krajowy cel oszczędności energii finalnej na poziomie nie mniejszym niż 5,58 mln ton oleju ekwiwalentnego, co odpowiada ok. 65 TWh energii elektrycznej.

2.3.6. Czyste Powietrze

Czyste powietrze to program, którego głównym założeniem jest poprawa jakości powietrza, zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych oraz poprawa efektywności energetycznej w budynkach jednorodzinnych. Program obejmuje konkretne działania związane z realizacją celu takie jak:

- wymianę starych źródeł ciepła na nowe spełniające wymagania projektu,
- docieplenie przegród budynku,
- wymianę stolarki drzwiowej i okiennej,
- montaż lub modernizację instalacji CO oraz CWU,
- instalację OZE (kolektory oraz panele fotowoltaiczne),
- montaż wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła.

Beneficjentami programu są właściciele/współwłaściciele domów jednorodzinnych oddanych do użytku. Pomoc oferowana jest w dwóch wariantach: dotacji oraz pożyczki, z kolei budżet całego Projektu to 103 mld złotych. Za przyjmowanie i rozpatrywanie dokumentów odpowiadają Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW), które przyjmują wnioski w trybie ciągłym i na bieżąco je oceniają.



Rysunek 3. Założenia Programu Czyste Powietrze (źródło: <https://czystepowietrze.gov.pl/>)

2.3.7. Mój Prąd

Program Mój Prąd skierowany jest do osób fizycznych wytwarzających energię elektryczną na własne potrzeby. Warunkiem koniecznym do otrzymania dofinansowania jest wcześniejsze zawarcie umowy kompleksowej z Operatorem Sieci Dystrybucyjnej, która reguluje kwestie związane z wprowadzeniem wytworzonej energii do sieci. Ogromne zainteresowanie programem spowodowało, że miał on aż trzy edycje, przy czym nabór do ostatniej został zakończony 6 października 2021 roku, ze względu na wyczerpanie się budżetu wynoszącego 534 mln zł. Pomimo, że na chwilę obecną wstrzymano przyjmowanie nowych wniosków, kolejną edycję zapowiedziano na 2022 rok. Zgodnie z informacjami rządowymi w ramach Mojego Prądu nadal będą funkcjonowały dotacje do zakupu paneli PV, jednak będą one powiązane z komponentami motywującymi prosumenta do inteligentnego systemem zarządzania energią, zakupu ładowarki do samochodu czy magazynu ciepła i chłodu, a być może także do stworzenia indywidualnego magazynu energii.

W niniejszym planie zostały wymienione i opisane najważniejsze rządowe programy. Na szczeblu lokalnym i gminnym dostępne jest również program wymiany źródła ciepła w budynkach wielorodzinnych, pilotaż dla budynków wielorodzinnych dla województwa dolnośląskiego, projekt „Poprawa stanu powietrza w OSI Doliny Baryczy.

2.4. Dokumenty szczeblu lokalnym

2.4.1. Strategia rozwoju województwa dolnośląskiego do 2030 roku

Zgodnie z zapisami z Ustawy o samorządzie województwa oraz Ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju, samorząd odpowiedzialny jest za kreowanie polityki rozwoju regionalnego. Podstawowym jego narzędziem jest Strategia rozwoju województwa, której ramy oraz zakres należy co kilka lat aktualizować, tak aby faktycznie odpowiadała ona na potrzeby mieszkańców. W przypadku województwa dolnośląskiego zmiany były niezbędne, nie tylko ze względu na konieczność uwzględnienia wprowadzonej w 2017 roku krajowej Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR), ale również na coraz większe dysproporcje rozwojowe między poszczególnymi subregionami. Punktem wyjściowym do sformułowania Strategii była ocena stanu już istniejącego, a następnie wskazanie kluczowych problemów, na które należy zwrócić szczególną uwagę. Na podstawie analizy zostały określone następujące cele:

- efektywne wykorzystanie gospodarczego potencjału regionu,
- poprawa jakości i dostępności usług publicznych,
- wzmocnienie regionalnego kapitału ludzkiego i społecznego,
- odpowiedzialne wykorzystanie zasobów i ochrona walorów środowiska naturalnego i dziedzictwa kulturowego,
- wzmocnienie przestrzennej spójności regionu.

Strategia rozwoju województwa dolnośląskiego wskazuje również obszary interwencji, nazywane również obszarami funkcjonowania. Gmina Żmigród została zaliczona do Strefy II Wrocławskiego Obszaru Funkcjonalnego (WrOF), dla której dodatkowo wyznaczono osiem priorytetowych celów ukierunkowanych terytorialnie.

1. Wzmocnienie krajowej i europejskiej konkurencyjności regionu i jego marki.
2. Wzmacnianie innowacyjności, w tym eko innowacyjności regionu.
3. Wspieranie rozwoju i rewitalizacja zdegradowanych obszarów miejskich i wiejskich.
4. Rozwój i doskonalenie usług publicznych.
5. Doskonalenie regionalnej polityki wspierania seniorów oraz osób z niepełnosprawnościami.
6. Poprawa stanu środowiska.
7. Ochrona przed klęskami żywiołowymi.
8. Rozwój regionalnej sieci transportowej.

2.4.2. Strategia rozwoju gminy Żmigród na lata 2021-2029

Strategia rozwoju gminy Żmigród na lata 2021-2029 określa kierunek rozwoju regionu na najbliższe lata. Opracowanie, pomimo że jest nadrzędne względem dokumentów sektorowych musi być z nimi spójne, dlatego uwzględniono w nim między innymi zapisy ze Strategii rozwoju województwa dolnośląskiego do 2030. Gmina Żmigród w 2029 roku ma zostać świadomym ekologicznie oraz atrakcyjnym turystycznie miejscem, przyjaznym zarówno mieszkańcom jak i inwestorom. Ważnym aspektem jest również świadome i racjonalne wykorzystanie zasobów naturalnych.

Aby tak się stało zostały wyznaczone szczegółowe cele strategiczne i operacyjne wyszczególnione w Tabeli 2.

CELE STRATEGICZNE		
CELE I	CEL II	CEL III
CELE OPERACYJNE		
Zwiększenie dostępności komunikacyjnej Gminy	Tworzenie warunków do rozwoju gospodarczego Gminy	Zapewnienie skutecznej i nowoczesnej edukacji
Rozwój infrastruktury wodno-kanalizacyjnej	Podniesienie atrakcyjności turystycznej Gminy	Zapewnienie systemu pomocy, wsparcia i aktywizacji wszystkich grup społecznych
Ochrona środowiska i wspieranie inicjatyw proekologicznych	Ochrona dziedzictwa lokalnego	Rozwój oferty kulturalnej oraz aktywnego spędzania czasu wolnego
Osiągnięcie ładu przestrzennego poprzez prowadzenie świadomej i aktywnej polityki przestrzennej	Wielopłaszczyznowa promocja Gminy	Rozwój sportowo-rekreacyjny Gminy

Tabela 2. Cele operacyjne i strategiczne (źródło: Strategia rozwoju gminy Żmigród na lata 2021-2029)

Cele strategiczne odwzorowują obszary rozwojowe w sferze społecznej, gospodarczej i przestrzennej, które są zależne od siebie i wzajemnie się przenikają. Podstawą do podejmowania działań w sferze gospodarczej i społecznej powinno być racjonalne gospodarowanie przestrzenią oraz ochrona ładu przestrzennego. Z kolei zadania realizowane w zakresie infrastruktury technicznej będą podstawą do realizacji zadań w sferze gospodarczej, rozwoju usług społecznych, a także pozytywnie wpłyną na poprawę jakości środowiska przyrodniczego. Cele osiągnięte w ramach sfery społecznej i gospodarczej wpłyną również na poprawę jakości życia mieszkańców oraz zwiększenie atrakcyjności przestrzeni.

W Strategii znaczącym aspektem są działania proekologiczne, wprowadzane zarówno przez mieszkańców, jak i jednostki gminne. Podkreślona została konieczność inwestowania w instalacje pozyskujące energię ze źródeł odnawialnych, zarówno dla

budynków mieszkalnych jak i obiektów użyteczności publicznej oraz termomodernizacje i wymiana nieekologicznych źródeł ciepła. Zrównoważony rozwój Gminy ma wynikać przede wszystkim z potrzeb jej mieszkańców oraz możliwości samorządu, przy uwzględnieniu dokumentów planistycznych wyższego rzędu. Polityka przestrzenna musi być nakierowana na zapewnienie terenów i wspieranie budownictwa mieszkaniowego, usługowego i przemysłowego, zagospodarowanie i rewitalizację wymagających tego części Gminy, a także zapewnienie przestrzeni dla odnawialnych źródeł energii.

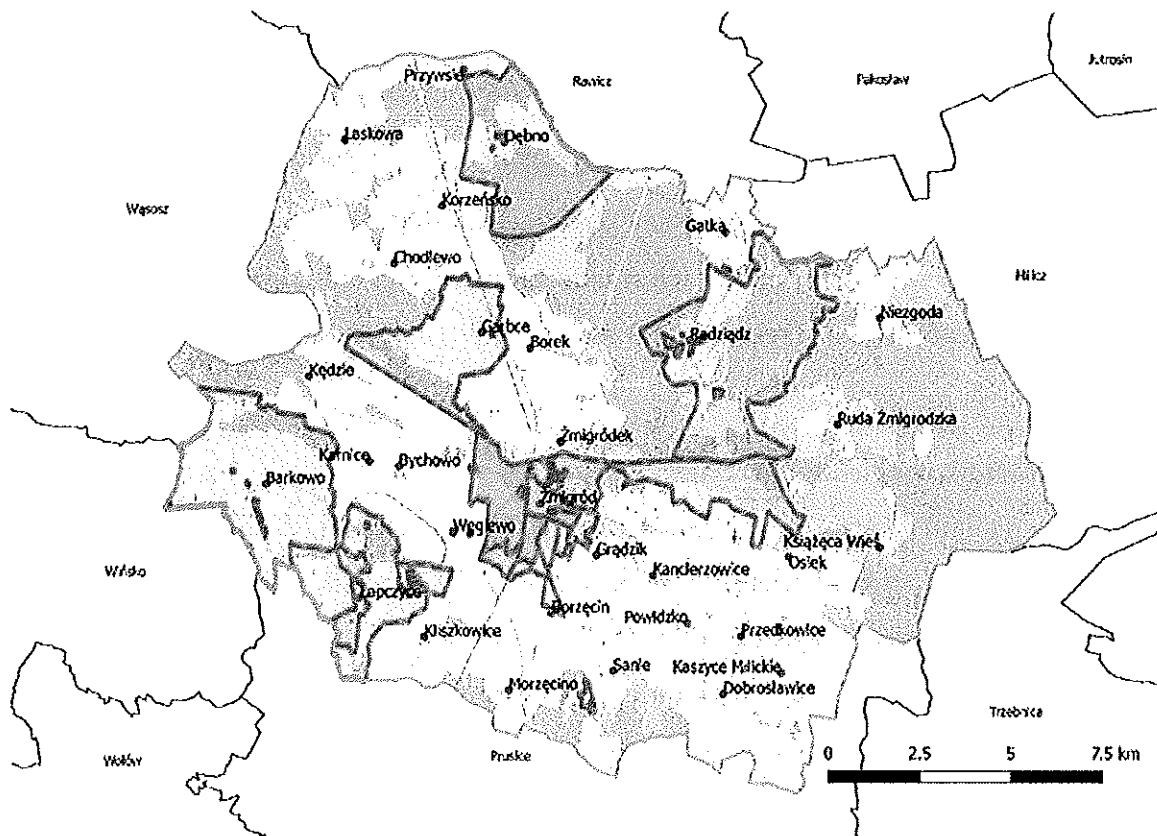
3. Dane o gminie Żmigród

3.1. Lokalizacja

Gmina Żmigród leży w powiecie trzebnickim, w województwie dolnośląskim, granicząc od północy z województwem wielkopolskim. Okoliczne gminy to: Milicz (powiat milicki), Prusice (powiat trzebnicki), Rawicz (powiat rawicki), Trzebnica (powiat trzebnicki), Wąsosz (powiat górowski), Wińsko (powiat wołowski). Całkowita powierzchnia gminy wynosi 292 km² i składa się z 30 sołectw. Gmina charakteryzuje się bardzo dobrym położeniem komunikacyjnym – przez jej teren przebiega droga ekspresowa S5 oraz linia kolejowa E-59 Poznań-Wrocław. Dzięki usytuowaniu na terenie gminy trzech węzłów drogi S5 (Żmigród, Żmigródek, Korzeńsko) do Wrocławia można dotrzeć w 40 minut, a do Poznania w 1 godzinę i 25 minut. Pomimo niesprzyjających warunków siedliskowych, w strukturze użytkowania terenu w gminie dominuje przestrzeń rolnicza. We wschodniej części zlokalizowane są stawy hodowlane o stosunkowo dużej powierzchni, charakterystyczne dla Doliny Baryczy. Miasto Żmigród, pełniące główne funkcje administracyjne, gospodarcze i społeczne w gminie, leży w jej centralnej części. Rzeka Barycz przepływa przez centralną część gminy w układzie południkowym, z niewielkim skierowaniem ku północnemu zachodowi. Większe kompleksy leśne zlokalizowane są w północno-wschodniej i wschodniej części gminy Żmigród. Występowanie doliny rzeki Baryczy niesie ze sobą potencjał związany z turystyką i rekreacją jednak stwarza również zagrożenie powodziowe. Duża część terenów mieszkaniowych i przemysłowych leży w obszarze zagrożenia powodzią. Kolejną konsekwencją występowania rzeki to duża liczba obszarowych form ochrony przyrody, w pewnym stopniu wpływająca na możliwości zagospodarowania terenu np. na cele przemysłowe. Na terenie gminy Żmigród występują:

- Park Krajobrazowy Dolina Baryczy,
- Obszar Chronionego Krajobrazu Dolina Baryczy,
- siedliskowy Obszar Natura 2000 Dolina Łachy,
- siedliskowy Obszar Natura 2000 Ostoja nad Baryczą,
- ptasi Obszar Natura 2000 Dolina Baryczy,
- rezerwat przyrody Radziądz,
- rezerwat przyrody Stawy Milickie,
- rezerwat przyrody Olszyny Niezgodzkie,
- liczne użytki ekologiczne i pomniki przyrody.

Najważniejszym dokumentem z zakresu planowania przestrzennego dla gminy jest uchwalone w 2007 roku Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego. Ostatnia ocena aktualności SUIKZP dokonana została w 2016 roku i wskazywała na potrzebę przeznaczenia kolejnych terenów pod zabudowę produkcyjną i usługową. Zabudowa mieszkaniowa może być dalej rozwijana w oparciu o obszary wyznaczone do tego celu w aktualnym Studium. Uszczegółowieniem i jednocześnie aktami prawa miejscowego w zakresie gospodarowania przestrzenią w gminie są miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego. Obejmują one 25,5% gminy, co jest stosunkowo dużym udziałem. Ponadto ważnym potencjałem jest przynależność do Kamiennogórskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej Małej Przedsiębiorczości. Przedsiębiorcy inwestujący na jej terenie zyskują możliwość atrakcyjnych preferencji w formie zwolnienia podatkowego.



Rysunek 4. Mapa gminy Żmigród (źródło: Strategia rozwoju gminy Żmigród na lata 2021-2029)

W strukturze użytkowania terenów dominuje przestrzeń rolnicza, pomimo mało sprzyjających warunków siedliskowych na obszarze gminy. Na terenach wiejskich obejmuje ona ponad 62% ogólnej powierzchni gruntów, a w mieście 67,5%. W przestrzeń rolniczą wlicza się grunty orne, sady, łąki, pastwiska, stawy i rowy. Udział lasów i terenów zadrzewionych w mieście wynosi około 5,5%, a na terenach wiejskich – ponad 31%. Tereny

zabudowane w mieście to 16,5% powierzchni gminy, a na wsi zaledwie 1,55%. Tereny komunikacyjne stanowią niecałe 8% zagospodarowania miasta i niecałe 3% terenów wiejskich. Wody zajmują ponad 2% powierzchni miasta i tylko 0,66% powierzchni obszarów wiejskich. Pozostały udział dotyczy nieużytków.

3.2. Demografia

Gmina Żmigród w roku 2021 liczyła 14 567 mieszkańców. Analizując zmiany liczby ludności w latach 2010-2021 zauważalna jest wyraźna tendencja spadkowa. Wynika z tego, że gmina Żmigród się wyludnia. Jest to jedyna gmina miejsko-wiejska z powiatu trzebnickiego, w której w ostatnich latach notuje się spadek liczby ludności.

Największe i zatrudniające najwięcej osób przedsiębiorstwa na terenie gminy zajmują się m.in. produkcją palet drewnianych, części i podzespołów do taboru szynowego, zadaszeń, okien, ogrodzeń, a także świadczeniem usług budowlanych czy skupem złomu.

W strukturze gminy wyróżnia się ośrodek miejski oraz obszary wiejskie. Ośrodek miejski – Żmigród skupia około 44% populacji gminy. Obszary wiejskie charakteryzują się silnie rozdrobnionym osadnictwem, a w ich strukturze dominują miejscowości i wsie, w których liczba mieszkańców nie przekracza 200 osób.

3.3. Uwarunkowanie klimatyczne

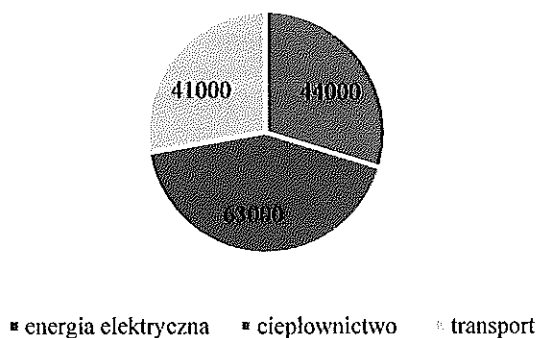
Miasto Żmigród znajduje się na szerokości geograficznej 51°28'13"N 16°54'18"E. Wysokość nad poziomem morza waha się od 85 do 103 m n.p.m., czyli jest to teren nizinny. Średnie temperatury w lipcu wynoszą 18-18,5° C, natomiast w styczniu -1- 0° C. Zatem średnie temperatury dla tego regionu mieszczą się w zakresie 8-9° C, zaś opady między 600 a 650 mm. Średnie nasłonecznienie zawiera się między 1080-1120 kWh/m²rok.

4. Charakterystyka systemów zaopatrzenia gminy Żmigród w energię

Zgodnie z art. 19. pkt. 1. Prawa Energetycznego systemy zaopatrzenia w energię podzielono na trzy grupy: ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Doświadczenia ostatnich lat pokazują jednak, że podział ten, w obliczu nadchodzących zmian, ulegnie zdezaktualizowaniu. Powszechnym staje się przekonanie, że przyszłość zdominują energia elektryczna, czyli tak zwany monizm elektryczny. Proces transformacji energetycznej i rozwój technologii cechuje coraz powszechniejsze stosowanie energii elektrycznej, zarówno w ciepłownictwie jak i transporcie. Wspomniane rynki ciepła i paliw transportowych, zgodnie z polityką krajową i europejską, w kolejnych dekadach zostaną zastąpione energią elektryczną ze źródeł odnawialnych, ze względu na aspekty środowiskowe oraz fundamentalnie wyższą efektywność termodynamiczną i ekonomiczną, w porównaniu z energetyką paliw kopalnych. Większość technologii z tego obszaru jest już opracowanych, a kolejne lata należy poświęcić na ich doskonalenie i jeszcze lepszą poprawę efektywności. Dzięki ogromnemu skoku rozwojowemu, na chwilę obecną, istnieje możliwość całkowitego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną wyłącznie ze źródeł odnawialnych. Budowa takiej energetyki oznacza powiązanie tego sektora z rolnictwem oraz silny nacisk na gospodarkę o obiegu zamkniętym. W tym kontekście ważną rolę odkrywają samorzady, które nie tylko muszą działać w obszarze zadań własnych, ale również w zakresie realizacji zasady pomocniczości. Równie ważne jest kształtowanie przez nie powszechnej świadomości i poszerzanie umiejętności zawodowych.

Na chwilę obecną całkowite zapotrzebowanie energetyczne w gminie Żmigród wynosi 148 tysięcy MWh, a jego szczegółowy bilans przedstawiono na wykresie 1. Łączne zużycie energii zostało obliczone na podstawie danych pozyskanych z GUS, Tauron Polska Energia S.A. oraz Polskiej Spółki Gazowej. Dodatkowe informacje zostały zebrane za pomocą ankiet przeprowadzonych wśród mieszkańców.

Charakterystyka zużycia energii w gminie [MWh]

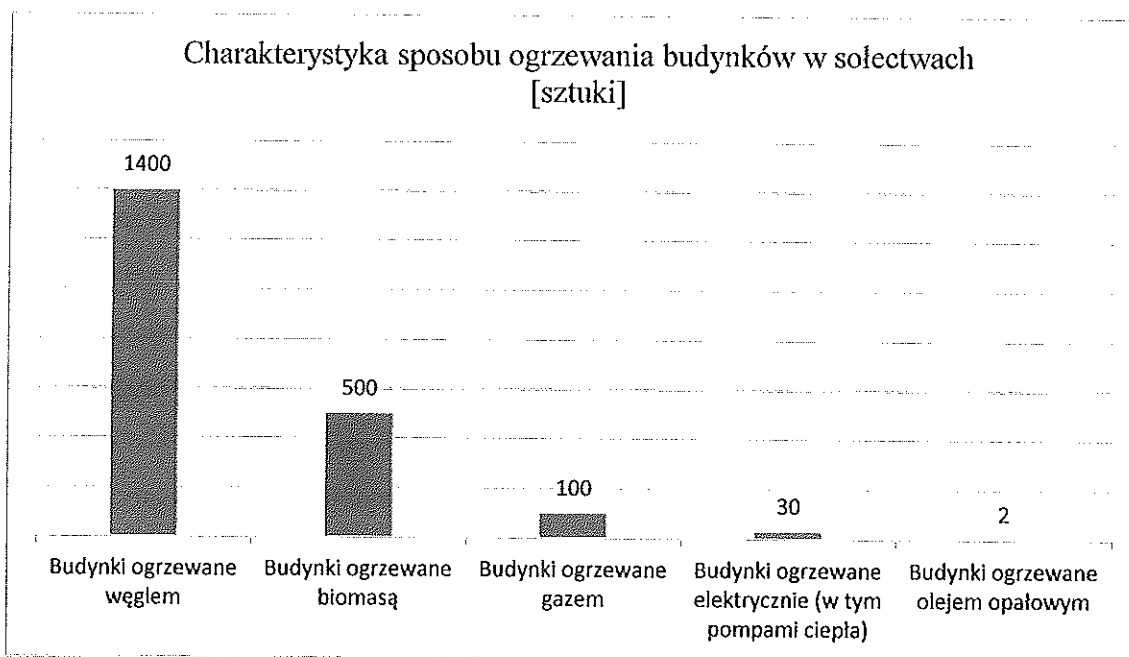


Wykres 1. Charakterystyka zużycia energii w gminie Żmigród (źródło: opracowanie własne)

4.1. Zaopatrzenie w ciepło

Całkowita ilość budynków w gminie wynosi według danych GUS 2600 obiektów. W budynkach wielorodzinnych odnotowano 5100 mieszkań.

W gminie miejsko-wiejskiej Żmigród zaopatrzenie w ciepło zdominowały rozwiązania indywidualne. Jedynie w mieście w zasobach mieszkalnych spółdzielczych i komunalnych, a od kilku lat także deweloperskich, można mówić o małych zcentralizowanych systemach. W 30 sołectwach przeprowadzono ankiety, których wyniki zobrazowały sposoby ogrzewania.



Wykres 2. Charakterystyka sposobu ogrzewania budynków w sołectwach (źródło: opracowanie własne)

Odrębną grupę stanowią budynki użyteczności publicznej będące w posiadaniu gminy oraz powiatu, w których władze gminy systematycznie wykonują termomodernizację. Na chwilę obecną budynki, które już ją przeszły to Szkoła w Radziądzu, Szkoła Podstawowa w Żmigrodzie, budynek Straży Pożarnej oraz częściowo Urząd Miejski. Dodatkowo w Szkołach Podstawach w miejscowościach Korzeńsko, Barkowo, Powidzko, Żmigród zainstalowano kotły na biomasę w postaci pelletu.

Gaz ziemny stanowi główne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Żmigród w budownictwie wielorodzinnym. Jego łączne zużycie w roku 2020 wyniosło 13 520 MWh. W pozostałych sołectwach dominujący nośnik stanowi węgiel i biomasa, głównie drewno. Około 1,5 % wszystkich nośników stanowią łącznie skroplony gaz ziemny LPG oraz olej opałowy. W gminie zlokalizowane są trzy kotłownie osiedlowe, wyposażone w sieć osiedlową preizolowaną oraz w otulinie z wełny mineralnej, o łącznej długości 1040 m.

W mieście Żmigród ciepło aktualnie produkowane jest w kotłowniach, zapewniających ciepło dla budynków z kotłowni gazowych:

1. Kotłownia w budynku przy ul. Kolejowej 5
2. Kotłownia w budynku przy ul. Kolejowej 8
3. Kotłownia w budynku przy ul. Wileńskiej 6
4. Kotłownia w budynku przy ul. Kościelnej 5
5. Kotłownia w budynku przy ul. Rzeźniczej 17, dostarczająca ciepło za pomocą rury preizolowanej do budynków:

- ul. Rzeźnicza 7-17,
- ul. Rzeźnicza 2-4,
- ul. Rzeźnicza 6-6a,
- ul. Rzeźnicza 8-14,
- ul. Rzeźnicza 16-24.

Łączna długość sieci cieplnej w preizolacji wynosi ok 300 m.

6. Kotłownia zlokalizowana przy ul. 22 Lipca 5, dostarczająca ciepło do budynków:

- ul. 23 Stycznia 17-23, 11-15, 5-7-9,
- ul. Lipowa 9-11
- ul. Lipowa 5, 7 a-b-c-d, 3a-b, 4, 1c,
- ul. 22 Lipca 5-7,
- ul. M. Konopnickiej 8,7,1,1a,13,11,9,
- ul. Rybacka 17,
- ul. PKWN 3,
- Pl. Wojska Polskiego 13-14.

Łączna długość sieci cieplnej wynosi 710 m, w tym 480 m w preizolacji oraz 210 m rury stalowe w otulinie z wełny mineralnej.

7. Kotłownia zlokalizowana przy ul. Batorego 1 dostarczająca ciepło do budynków:

- ul. Batorego 1-5,
- ul. Zamkowa 2B - 5m,
- ul. Zamkowa 14-20,
- ul. Zamkowa 4-12,
- ul. Wojska Polskiego 5,
- ul. Batorego 7-9.

Łączna długość sieci cieplnej wynosi 235 m, w tym 130 m w preizolacji oraz 105 m rury stalowe w otulinie z wełny mineralnej.

8. Kotłownia zlokalizowana w budynku przy ul. Poznańskiej 6 działa na paliwo węglowe.

4.2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Mieszkańcy gminy Żmigród zaopatrywani są w energię elektryczną poprzez system energetyczny Tauron Polska Energia S.A. Dystrybucja oraz powstałą i rosnącą od kilku lat grupę prosumentów. Obszar gminy zasilany jest przez główny punkt zasilania (GPZ) 110/20 kV przy ulicy Sportowej. Przez obszar gminy przebiegają dwie linie napowietrzne 110kV:

- S-135 relacji Oborniki Śląskie – Żmigród,
- S-135 relacji Żmigród – Rawicz.

Zbudowane transformatory o mocy 25 MVA w stacji R-17 Żmigród zapewniają zasilanie istniejących i przyszłych odbiorców. W wyżej wymienionej stacji na stanowiskach istnieje również możliwość ustawienia transformatorów do mocy 63 MVA.

W systemie dystrybucyjno-rozdzielczym na terenie gminy zainstalowanych jest aż 133 transformatorów o napięciu 20/0,4 kV.

Lp.	Nr linii	Typ linii	Napięcie [kV]	Długość [m]
1	S-135 Oborniki-Żmigród	napowietrzna	110	6 988
2	Żmigród-Rawicz	napowietrzna	110	13 017

Tabela 3. Sieć Wysokiego napięcia 110 kV (źródło: opracowanie własne)

Lp.	Typ sieci	Typ linii	Napięcie [kV]	Długość [m]
1	Rozdzielcza	napowietrzna	20	154 368
2	Rozdzielcza	Kablowa	20	68 276

Tabela 4. Sieć Średniego napięcia 20 kV (źródło: opracowanie własne)

Lp.	Typ sieci	Typ linii	Napięcie [kV]	Długość [m]
1	Rozdzielcza	napowietrzna	0,4	192 557
2	Rozdzielcza	Kablowa	0,4	99 459

Tabela 5. Sieć Niskiego napięcia 0,4 kV (źródło: opracowanie własne)

Zużycie energii w 2020 roku wyniosło 44 000 MWh. Struktura zużycia z podziałem na miasto Żmigród i obszar wiejski przedstawiona została w poniższych tabelach.

Wyszczególnienia	2019 rok		2020 rok	
	Zużycie [MWh]		Zużycie [MWh]	
	Kompleksowi	Dystrybucyjni	Kompleksowi	Dystrybucyjni
WN (taryfa A)	0	0		
SN (taryfa B)	2 172,98	6 795,75	1 975,39	7 567,03
Nn (taryfa C,G,R)	14 996,38	5 763,91	15 095,49	5 418,63
W tym				
C	4 087,94	Brak podziału	3 697,22	Brak podziału
R	0	w	0	w
G	10 908,44	sprawozdaniu	11 398,27	sprawozdaniu

Tabela 6. Struktura zużycia dla gminy Żmigród (źródło: opracowanie własne)

Wyszczególnienia	2019 rok		2020	
	Zużycie [MWh]		Zużycie [MWh]	
	Kompleksowi	Dystrybucyjni	Kompleksowi	Dystrybucyjni
WN (taryfa A)	0	0	0	0
SN (taryfa B)	311,39	5 390,32	0	0
Nn (taryfa C,G,R)	6 115,11	3 480,07	6 198,61	3 312,09
W tym				
C	1 793,81	Brak podziału	1 653,83	Brak podziału
R	0	w	0	w
G	4 321,30	sprawozdaniu	4 544,78	sprawozdaniu

Tabela 7. Struktura zużycia dla miasta Żmigród (źródło: opracowanie własne)

Wyszczególnione w tabeli 7 symbole można interpretować następująco:

- WN - wysokie napięcie, na terenie gminy nie ma takiego odbiorcy,
- SN - średnie napięcie, głównie przemysł,
- NnC - niskie napięcie, głównie sektor usług oraz w budynki publiczne np. szkoła,
- NnG - niskie napięcie, głównie gospodarstwa domowe .

Według aktualnych danych na terenie gminy pracują 3 farmy fotowoltaiczne o łącznej zainstalowanej mocy 3 MW. Przyjmuje się, że roczna produkcja energii z jednego 1 MW zainstalowanej mocy wynosi 1000 MWh. W związku z tym na terenie gminy produkcja

energii elektrycznej z odnawianych źródeł energii wynosi 1000 MWh, co stanowi 7 %. Wartość ta, nie uwzględnia jednak produkcji energii z domowych instalacji fotowoltaicznych.

4.3. Zaopatrzenie w paliwa gazowe

System gazowniczy w gminie Żmigród oparty jest na lokalnych złożach gazu ziemnego w miejscowościach Borzęcin i Radziądz. Z tych kopalń rozprowadzany jest gaz siecią kopalnianą do następujących stacji gazowych pierwszego stopnia:

1. Stacja gazowa Borzęcin w miejscowości Karnice:

- przepustowość 3 000 nm³/h
- maksymalne ciśnienie robocze (MOP) 6,3 MPa
- rok budowy 1989

2. Stacja gazowa Żmigrodek w miejscowości Żmigrodek:

- przepustowość 1 600 nm³/h
- maksymalne ciśnienie robocze (MOP) 6,3 MPa
- rok budowy 1993

3. Stacja gazowa Radziądz w miejscowości Radziądz:

- przepustowość 320 nm³/h
- maksymalne ciśnienie robocze (MOP) 6,3 MPa

4. Gazociągi wysokiego ciśnienia wybudowane w latach 1973-1993 mają następujący przebieg:

- Gazociąg relacji Aleksandrowice-Borzęcin o DN 250
- Gazociąg relacji Borzęcin-Radziądz o DN 200
- Gazociąg odboczka do SRP Żmigrodek o DN 80
- Gazociąg odboczka do SRP Radziądz o DN 80
- Gazociąg relacji Aleksandrowice-Załącze o DN 300
- Gazociąg od odwiertów do ośrodków zbioru gazu

W lokalnych kopalniach wydobywa się gaz wysokoazotowany podgrupy Ls, dawniej GZ 35. Kopalnie te są eksploatowane od początku lat 70. ubiegłego wieku, stąd ich okres dalszej eksploatacji jest niedługi, około 5-7 lat.

Za rozprowadzenie gazu stacjami redukcyjnymi, czyli tak zwaną siecią dystrybucyjną, odpowiedzialna jest Polska Spółka Gazownicza z oddziałem we Wrocławiu. Parametry tej sieci przedstawiono poniżej.

Gazociągi	Długość sieci [m]			
	Niskiego ciśnienia	Średniego ciśnienia	Podwyższonego średniego ciśnienia	Wysokiego ciśnienia
Dystrybucyjne	19 132	5 765	0	0

Tabela 8. Długość sieci dystrybucyjnej (źródło: opracowanie własne)

Przyłącza niskiego ciśnienia	Przyłącza średniego ciśnienia
621 sztuk	15 sztuk
8 498 mb	268 mb

Tabela 9. Ilość przyłączy (źródło: opracowanie własne)

Lp.	Opis	Ciśnienie [kPa]	Przepustowość [m ³ /h]
1	Stacja redukcyjno-pomiarowa II-go stopnia Żmigród ul. Kolejowa RG	0,30	3000
2	Stacja redukcyjno-pomiarowa II-go stopnia Żmigrodek	0,30	1600
3	Stacja redukcyjna II-stopnia Żmigród ul. Rybacka	0,30	600

Tabela 10. Ilość stacji redukcyjnych (źródło: opracowanie własne)

Ponadto przez tereny gminy Żmigród przebiegają gazociągi wysokiego ciśnienia Spółki GAZ-SYSTEM S.A., w których transportowany jest gaz wysokometanowy podgrupy E (dawniej GZ50).

Władze gminy prowadzą rozmowy z PSG w sprawie przyłączenia systemu dystrybucyjnego gazu do sieci gazu wysokometanowego GAZ-SYSTEM S.A.. Ma to zapewnić ciągłość dostaw gazu po wyczerpaniu się źródeł lokalnych, jak i także umożliwić rozbudowę systemu dystrybucyjnego na kolejne sołectwa w gminie. Na dzisiaj z gazu mogą korzystać wyłącznie mieszkańcy miasta Żmigród i miejscowości Żmigrodek oraz Radziądz. Przyjmuje się, że dostęp do gazu sieciowego ma około 44,51% mieszkańców gminy.

5. Prognozy i propozycje zmian w systemach zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną oraz paliwa gazowe w tym poprawa efektywności energetycznej

Opracowywany projekt dotyczy lat 2021-2036 i w związku z czym musi uwzględniać kluczowe dokumenty prawne z opisywanego zakresu, zarówno te europejskie jak i polskie. Jednym z najnowszych, a zarazem najważniejszych dokumentów jest Pakiet Fit for 55, który szczegółowo został opisany we wcześniejszym rozdziale. Jeśli chodzi o gminę Żmigród w kontekście pakietu należy zwrócić szczególną uwagę na następujące kwestie:

- redukcję emisji gazów cieplarnianych, głównie CO₂, o co najmniej 55 proc. w porównaniu do roku 1990,
- zwiększenie udziału OZE w bilansie energetycznym do 40%,
- zmniejszenie zużycia energii o minimum 9%,
- redukcję emisji w sektorach transportu, rolnictwa, budownictwa,
- produkowanie wyłącznie bezemisyjnych pojazdów osobowych od roku 2035.

Kolejnym dokumentem, który ma równie duże znaczenie w odniesieniu do gminy Żmigród jest Polityka Energetyczna Polski do 2040. Ustawa ta została przyjęta przez rząd w lutym 2021 roku, a więc kilka miesięcy wcześniej niż Pakiet Fit for 55. Ze względu na różny termin publikacji, niektóre cele zawarte w PEP40 są niższe w stosunku do pakietu i dlatego uznaje się je już za nieaktualne. Przykładowo udział OZE w 2030 został określony tylko na 23%, czyli prawie dwukrotnie mniej niż powinien. Zupełnie nietrafiona jest również prognoza dotycząca cen uprawnień do emisji CO₂, które w roku 2040 miały wynosić 40 euro/tonę, a już teraz oscylują wokół 70-80 euro/tonę. Co więcej w miksie energetycznym założono duży wzrost i znaczenie gazu ziemnego, którego udział ma wynieść do 33%. Już dzisiaj wiadomo jednak, że jest to paliwo przejściowe w transformacji energetycznej, a jego ceny stały się elementem gry politycznej i są nieobliczalne. Ważnym i zgodnym z pakietem pozostaje jednak zapis o wycofaniu stosowania węgla do celów grzewczych w budynkach mieszkalnych w miastach do roku 2030, a na terenach wiejskich do roku 2040. Dodatkowo niedookreślone w pakiecie cele redukcji, między innymi w transporcie, określono w PEP40 na poziomie 14%. W oparciu o powyższe, w najbliższym czasie należy wprowadzić konkretne zmiany w systemach zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną oraz paliwa gazowe. Dodatkowo zdaniem autorów, ale i także władz gminy możliwe jest zbudowanie samowystarczalnej energetycznej gminy. Poniżej zaproponowano konkretne działania, które należy wdrożyć, aby osiągnąć założony cel – samowystarczalność.

5.1. Klastry energii

Koncepcja klastrów energii została określona w Ustawie o Odnawialnych Źródłach Energii z 2016 roku i polega na tworzeniu **LOKALNEJ SPOŁECZNOŚCI ENERGETYCZNEJ**. Celem klastrów jest wykorzystanie miejscowych zasobów oraz rozwój energetyki rozproszonej. Służy to poprawie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, w sposób przyjazny dla środowiska, zapewniając optymalne warunki organizacyjne, prawne i finansowe.

Władze gminy Żmigród, aby zainicjować powstanie lokalnej społeczności energetycznej w lipcu 2020 roku zorganizowały Seminarium dla radnych i mieszkańców. Wykładowcami byli doświadczeni specjaliści od energetyki rozproszonej i oddolnych inicjatyw społecznych, między innymi prof. Jan Popczyk, były minister Radosław Gawlik, twórca wirtualnej platformy elektrycznej oraz prezes Polskiej Grupy Biogazowej Grzegorz Tomasiak. Kolejne seminarium miało miejsce rok później, a jego przebieg ostatecznie zdecydował o powstaniu klastra. Na dzień dzisiejszy rada gminy podjęła stosowaną ustawę i nadal spływają deklaracje. Według założeń gminy ma to być klastr złożony zarówno z samorządu i jego jednostek, prywatnych firm - zarówno producentów energii jak i jej konsumentów, w tym gospodarstw rolnych, a także coraz liczniejszej grupy prosumentów. W obszarze klastrów energii mają powstać mechanizmy premiowania i preferencyjne rozwiązania w obszarze samodzielnego bilansowania i „autokonsumpcji”. W wykazie i opisie prac legislacyjnych Rady Ministrów istnieją zapisy dotyczące pakietu rozwiązań, które zapewnią dynamiczny rozwoju klastrów energii. Projekt ustawy przewiduje zmiany w następujących zakresach:

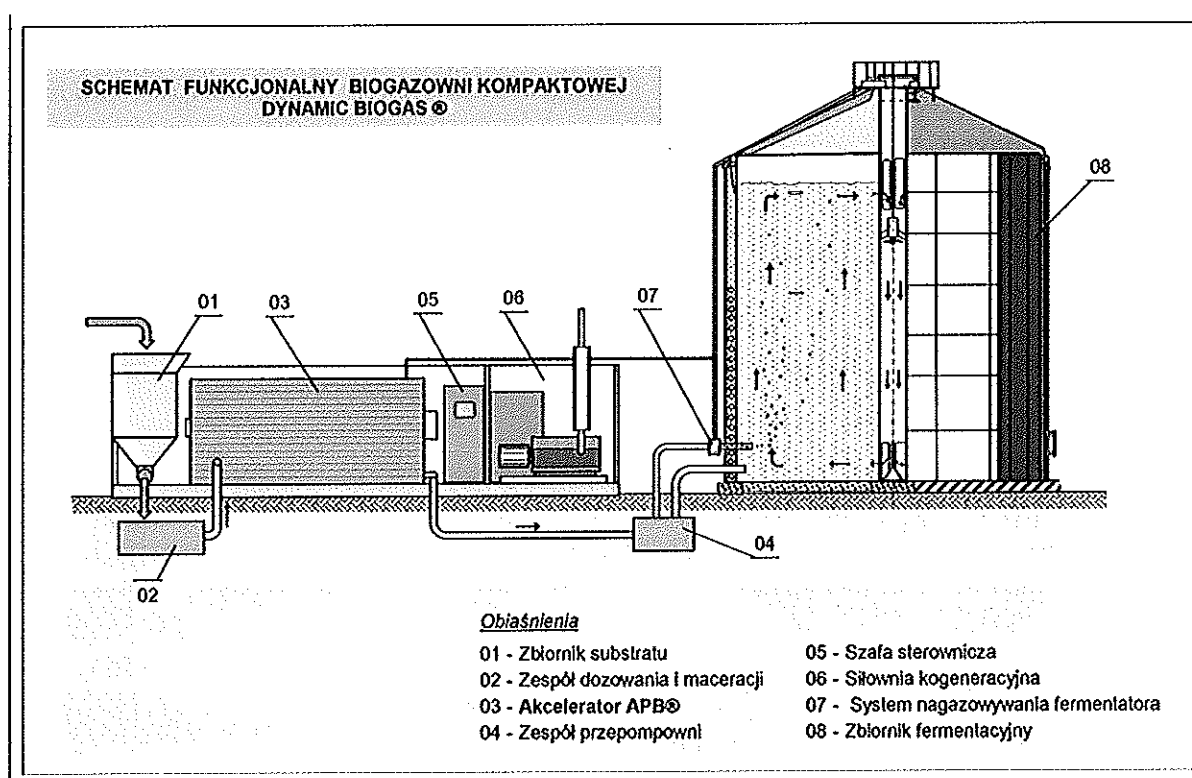
- ustanowienie czytelnych zasad zawierania porozumienia o utworzeniu klastra energii oraz doprecyzowanie definicji klastra energii,
- doprecyzowanie przepisów określających zakres podmiotowy, przedmiotowy oraz obszar działania klastra energii,
- stworzenie rejestru klastrów energii oraz określenie zasad jego funkcjonowania,
- zapewnienie warunków rozwoju klastrów energii poprzez wprowadzenie mechanizmu premiowania zużywania na własne potrzeby (tzw. autokonsumpcja) energii wytworzonej przez członków klastra energii,
- ułatwienie współpracy poszczególnych członków klastra energii z operatorami systemów dystrybucyjnych poprzez określenie szczegółowych zasad tej współpracy,

- określenie dla klastrów energii wymagań w zakresie stopnia pokrycia w ciągu roku łącznych potrzeb własnych członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, a także wymogu, aby co najmniej 30%, a od 1 stycznia 2026 r. – co najmniej 50% energii wytwarzanej w rejestrowanym klastrze energii pochodziło z OZE – spełnienie przedmiotowych wymagań będzie warunkiem skorzystania przez dany klaster energii z preferencyjnych rozwiązań przewidzianych w projekcie.

Na podstawie przeprowadzonej analizy w gminie zdiagnozowano główne zasoby i potencjał w obszarach fotowoltaiki, zarówno w postaci farm jak i mikroinstalacjach prosumenckich, biogazu i biometanu w oparciu o dostępność odpadów rolniczych z produkcji roślinnej i zwierzęcej, a także przetwórstwa np. odpady z bobu.

5.2. Wykorzystanie lokalnych zasobów paliw i ciepła użytkowego w kogeneracji – biogazownie

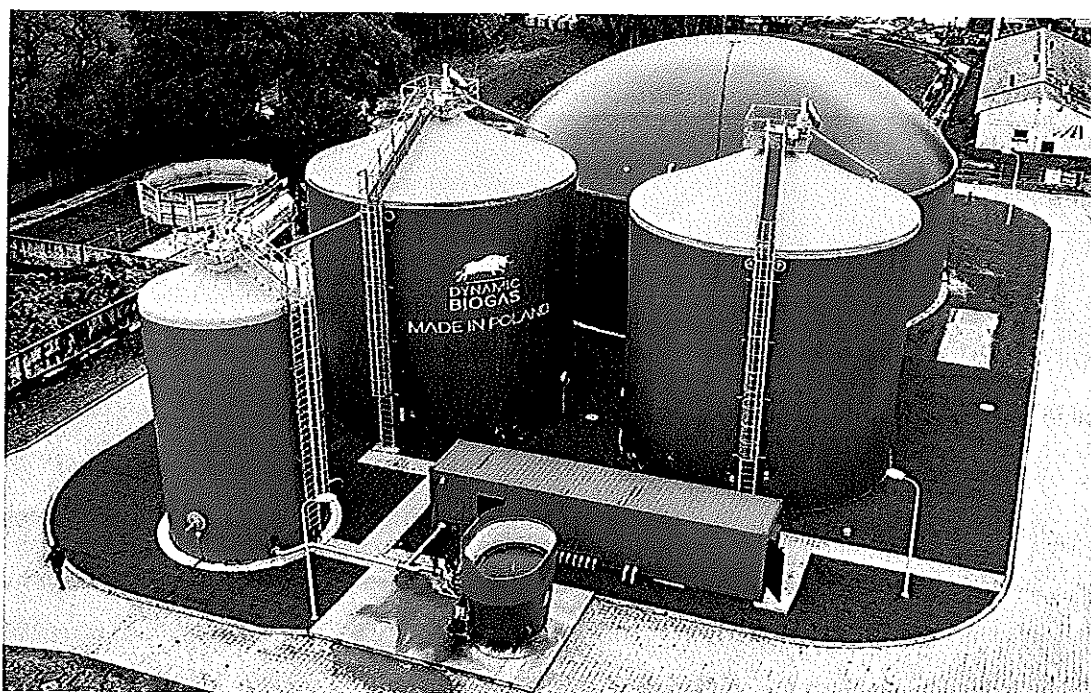
Fermentacja metanowa jest to naturalny proces rozkładu materii organicznej, którego produktem końcowym jest biogaz. Samoczynną produkcję biogazu można zaobserwować na wysypiskach odpadów czy w gospodarstwach rolnych. Emitowany w ten sposób biogaz nie jest w żaden sposób zagospodarowywany i tym samym traci się jego potencjał energetyczny. Dodatkowo biomasa, która ulega niekontrolowanej fermentacji powoduje znaczącą emisję metanu do atmosfery, który jest gazem cieplarnianym 25 razy bardziej szkodliwym od dwutlenku węgla. Rozwiązaniem tej sytuacji jest wykorzystanie materiałów biodegradowalnych jako substratów w biogazowniach, dzięki czemu możliwe jest uniknięcie emisji metanu do atmosfery oraz wytworzenie energii. Przykładowy schemat biogazowni firmy Biogas Dynamic wyszczególniono na rysunku 5. W początkowej fazie procesu zespół dozowania i maceracji rozdrabnia oraz homogenizuje substrat, tak aby zintensyfikować procesy rozkładu materii organicznej w dalszych etapach. Wstępnie przetworzony materiał przekazywany jest do Akceleratora, który pełni rolę zbiornika wstępnego i znacząco podnosi wydajność procesu oraz skraca czas fazy fermentacyjnej. Budowa zbiornika oraz proces biotechnologiczny przebiegający w Akceleratorze stanowią patent firmy Dynamic Biogas. Po odpowiednim czasie substrat, za pomocą zespołu przepompowni, kierowany jest do zbiorników fermentacyjnych, wyposażonych w system mieszania. W zbiornikach następuje rozkład związków organicznych zawartych w surowcach, dzięki czemu wytwarzany jest biogaz wykorzystywany do produkcji energii.



Rysunek 5. Schemat funkcjonowania biogazowni (źródło: materiały marketingowe firmy Dynamic Biogas)

Równie ważnym aspektem jest produkcja pofermentu, który może być stosowany jako nawóz organiczny i tym samym ograniczyć stosowanie nawozów sztucznych. Przykładowo rolnik, który zdecydowałby się na oddanie lub sprzedaż odpadów powstających w jego gospodarstwie mógłby w zamian otrzymać poferment z tych substratów. Wytworzony produkt ma nie tylko równie dobre właściwości nawozowe, ale również pozbawiony jest walorów zapachowych, które są dużą uciążliwością dla mieszkańców terenów wiejskich. Dzięki uniwersalnej technologii biogazownie mogą przetwarzać szeroką gamę substratów. Zgodnie z Dyrektywą RED II praca instalacji biogazowych powinna być oparta głównie na odpadach z różnych gałęzi przemysłu. Wykorzystując między innymi odpady spożywcze w biogazowni zmniejsza się koszt ich utylizacji oraz dodatkowo podnosi się wartość produktów oferowanych przez zakład. Dodatkowo, zgodnie z zapowiedziami Komisji Europejskiej, w najbliższym czasie można spodziewać się wprowadzenia oznakowania na produktach, głównie spożywczych, które określałyby ślad węglowy danego wytworu. Oznakowanie produktu polegałoby na obliczeniu jego śladu węglowego (czyli emisji wszystkich gazów cieplarniowych powstających przy jego wytworzeniu), a następnie odpowiednim oznaczeniu, przy wykorzystaniu tzw. formuły sygnalizacji świetlnej. Produkty o wysokiej emisji automatycznie dostawałyby czerwony certyfikat, natomiast te o niskiej - zielony. Przewiduje się, że produkty z czerwonym certyfikatem stracą na

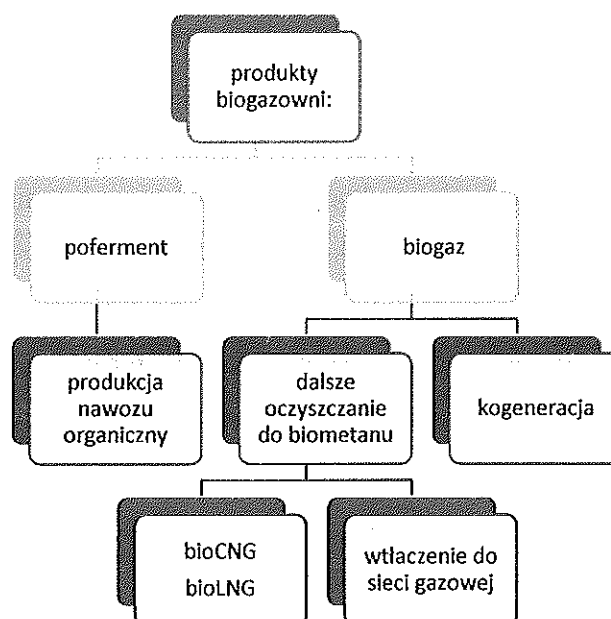
wartości, ponieważ klienci, zarówno hurtowi jak i detaliczni, chętniej wybiorą wyroby mniej szkodliwe dla środowiska. Dodatkowo utrudniony będzie eksport produktów z czerwonymi oznaczeniami. Wprowadzone zmiany szczególnie odczują producenci krajów, których gospodarka oparta jest na nieodnawialnych źródłach energii, w tym Polska. Jednym z rozwiązań, które pozwoliłby obniżyć emisyjność polskich wyrobów jest produkowanie przez zakłady własnej energii elektrycznej i ciepła lub pobór ich z lokalnych biogazowni. W ten sposób udało się uchronić polskich przedsiębiorców oraz utrzymać konkurencyjność ich wyrobów.



Rysunek 6. Przykładowa biogazownia (źródło: <https://gloswielkopolski.pl>)

Biogazownia ze względu na swoją dwojaką naturę przetwarzając odpady produkuje biogaz, który następnie spalany jest w jednostce kogeneracyjnej, co prowadzi do wytworzenia energii elektrycznej oraz ciepła. Część wyprodukowanego biogazu wykorzystywana jest na potrzeby własne instalacji, dzięki czemu jest ona samowystarczalna energetycznie. Wyprodukowaną energię elektryczną można sprzedać do sieci po cenie referencyjnej, która określa jest przez Urząd Regulacji Energetyki. Druga możliwość to zagospodarowanie energii elektrycznej oraz ciepła na potrzeby lokalne tzn. wykorzystanie jej w pobliskich zakładach produkcyjnych czy lokalach użytkowych. Oprócz wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła w kogeneracji, biogaz może zostać wtłoczony do sieci gazowej. Aby tak się jednak stało, musi on zostać dodatkowo oczyszczony za pomocą specjalnych oczyszczarek. Proces ten nazywa się uszlachetnieniem biogazu, a jego produktem jest biometan, który stanowi niemal czyste źródło metanu i dzięki temu może być stosowany

jako zamiennik gazu ziemnego. Wtłoczenie biometanu do sieci gazowej nie tylko poprawia zrównoważony charakter infrastruktury gazowej, ale również jest odpowiedzią na wyczerpywanie się złóż gazu ziemnego oraz jego rosnące i niestabilne ceny. Co więcej biometan z racji analogicznych właściwości co gaz ziemny, może zostać wykorzystany do produkcji paliw transportowych takich jak bioLNG i bioCNG. Zarówno biogaz jak i biometan może być produkowany z szerokiej bazy substratów.



Rysunek 7. Możliwości wykorzystania produktów biogazowni (źródło: opracowanie własne)

Kluczem w zaplanowaniu odpowiedniej instalacji biogazowej lub biometanowej, której budowa przyniosłaby lokalnej społeczności korzyści ekonomiczne i środowiskowe jest szczegółowa analiza potencjału substratowego, który występuje na terenie analizowanego obszaru. W ramach niniejszego opracowania autorzy wspólnie z władzami gminy Żmigród, na podstawie danych z ARiMR o powierzchni zgłoszonych upraw w 2020 i 2021 na terenie gminy Żmigród, danych o plonowaniu z Centralnego Ośrodka Badania Odmian Roślin Uprawnych oraz artykułu „Dynamika zmian potencjału plonotwórczego *Phragmites australis* (Cav.) Trin. ex Steud. na tle jej właściwości biologicznych” T. Kubiak, S. Kozłowski, określili następujące obszary, z których mogłyby zostać pozyskane substraty do zasilania biogazowni lub biometanowni:

- Odpady z uprawy bobu – 1 800 ton/rocznie
- Odpady z uprawy kukurydzy – 40 000 ton/rocznie
- Trzcina pospolita z pobliskich jezior – 500 ton/rocznie
- Biodopady – 838 ton/rocznie

- Odpady z Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej Dolina Baryczy

Wskazane substraty zostały wstępnie przeanalizowane przez profesora Jacka Dacha z Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu i uznane za wydajne biogazowo. Dodatkowo autorzy opracowania na podstawie powyższych założeń oraz danych literaturowych, w tym wydajności biogazowej i metanowej poszczególnych substratów, oszacowali, że ilość biogazu, który mógłby być z nich wytwarzany to ponad 10 000 000 mln m³, co stanowi ekwiwalent mocy 3 MW. Ze względu na brak informacji o ilości odpadów z PGK Dolina Baryczy, nie zostały one uwzględnione w obliczeniach, jednak one również stanowią dodatkowy potencjał energetyczny. Co więcej, z roku na rok rośnie ilość odpadów organicznych możliwych do wykorzystania w biogazowni, a więc potencjalna moc instalacji również uległaby zwiększeniu. Dodatkowo przewiduje się, że wraz z promowaniem przez władze gminy wykorzystaniem biogazowni w procesie utylizacji oraz zwiększeniu świadomości i wiedzy mieszkańców na ten temat, możliwe byłoby pozyskanie dodatkowych źródeł substratów. W gminach takich jak Żmigród niezwykle ważna jest aktywizacja zawodowa mieszkańców. Uruchomienie biogazowni wiąże się z koniecznością nadzoru nad jej eksploatacją, zwłaszcza w kontekście dostarczania substratu do instalacji, co utworzyłoby dodatkowe miejsca pracy.

Jak wspomniano wcześniej wytworzony biogaz można zostać zagospodarować dwojako. Z uwagi na istniejący już w gminie lokalny system gazowniczy i wyczerpywanie się gazu ziemnego w miejscowych kopalniach, system ten mógłby być wykorzystany do transportu biometanu i rozbudowywany o kolejne miejscowości w gminie. Drugim sposobem wykorzystania biogazu jest zasilanie nim silników kogeneracyjnych, które wytwarzają jednocześnie energię elektryczną oraz ciepło. Z oszacowanej ilości biogazu możnaby uzyskać około 25 tysięcy MWh energii elektrycznej oraz ponad 28 tysięcy MWh energii cieplnej. Wytworzona energia zasilalaby system lokalnej społeczności energetycznej, a ciepło zasilaloby budynki mieszkalne spółdzielni mieszkaniowej i komunalnej.

5.3. Zagospodarowanie ciepła odpadowego

W transformacji ciepłownictwa głównymi kierunkami działań jest kogeneracja, produkcja ciepła z OZE oraz zagospodarowanie ciepła odpadowego.

Ciepło odpadowe powstaje jako produkt uboczny wielu procesów produkcyjnych. Może osiągnąć poziom nawet 70 procent energii przetwarzalnej. Niewykorzystane, rozprasa się

w powietrzu lub wodzie. W gospodarce o obiegu zamkniętego taki potencjał nie może się marnować. Energia zawarta w ciepłe odpadowym to największe na świecie niewykorzystane źródło energii. Dodatkowo z ekologicznego punktu widzenia jest ona neutralna pod względem emisji dwutlenku węgla. Wykorzystanie ciepła odpadowego w ciepłownictwie systemowym to cel, który należy stawiać przed sobą już dzisiaj. Źródłem niskotemperaturowego ciepła są między innymi serwerownie i stacje sprężarek, wysokotemperaturowy przemysł, głównie hutnictwo, odlewnie, przemysł ceramiczny czy szklarski, a także piekarniczy. Praktycznie w otoczeniu każdej już sieci ciepłowniczej obecnie można znaleźć ciepło odpadowe. Jeśli gdziekolwiek na świecie na masową skalę stosuje się takie rozwiązania, to znaczy, że również w Polsce jest to możliwe i powinno je rozważyć brać pod uwagę i wdrażać.

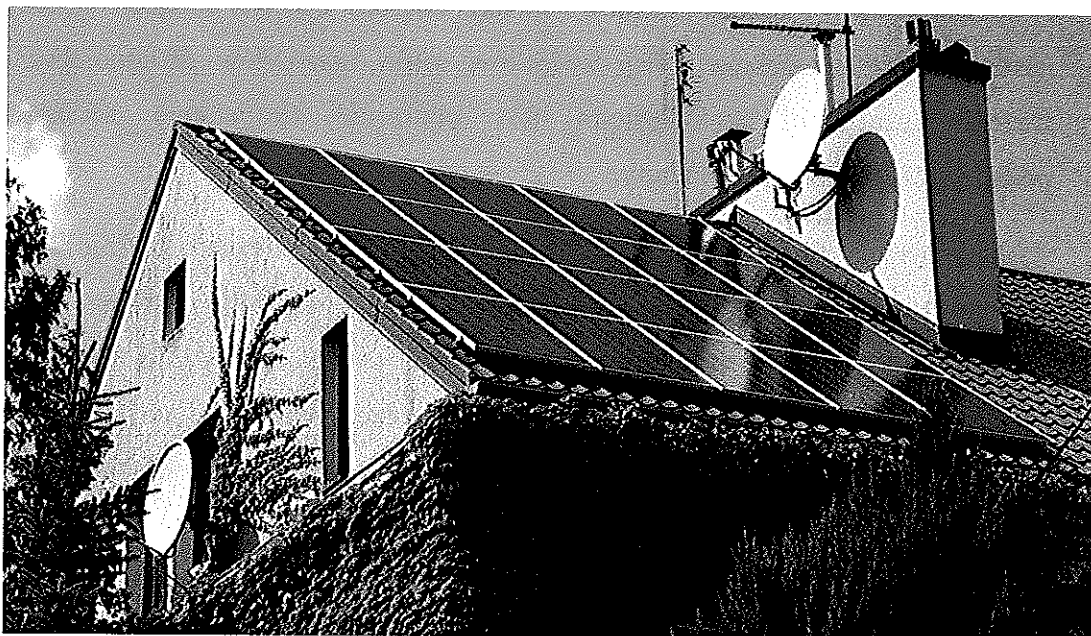
W Szlachęcinie w województwie Wielkopolskim, w sąsiedztwie oczyszczalni ścieków Aquanet, Veolia Energia Poznań uruchomiła innowacyjną instalację kogeneracyjną połączoną z pompą ciepła, odzyskującą ciepło ze ścieków. Pozwoli to częściowo zastąpić tradycyjną ciepłownię węglową w pobliskim Bolechowie. Dzięki temu rozwiązaniu nie tylko zmniejszy się roczna emisja dwutlenku węgla, o około 2 tysiące ton, ale również nastąpi znaczna redukcja emisji związków siarki oraz pyłów do atmosfery. Równie ważnym aspektem ekologicznym jest obniżenie temperatura ścieków, które po oczyszczeniu trafiają do Warty.

Zastąpienie energii użytecznej ma również skutki ekonomiczne. Oszczędzając energię ciepłą lub elektryczną, która musiałaby zostać dostarczana poprzez alternatywne wytwarzanie, można zaoszczędzić koszty paliwa lub energii elektrycznej. Koszty energii są często ważnym czynnikiem kosztowym i znacząco wpływają na konkurencyjność przedsiębiorstw produkcyjnych na rynku. W przeciwieństwie do nabywania energii ze źródeł publicznych, koszty przetwarzania ciepła odpadowego na energię użytkową są obliczalne w perspektywie długoterminowej. Zmniejsza to zależność od rynku energii i ryzyko nieobliczalnych podwyżek cen. Ponadto dostarczenie ciepła procesowego poprzez wykorzystanie ciepła odpadowego może prowadzić do zmniejszenia liczby wymaganych certyfikatów CO₂, co z kolei zapewnia oszczędność kosztów eksploatacji.

5.4. Fotowoltaika

Na terenie gminy na chwilę obecną zainstalowane są 3 farmy fotowoltaiczne o mocy 1 MW każda oraz 260 prosumentów o łącznej mocy 1,9 MW. Gmina z uwagi na niskie klasy gruntów, odpowiednie warunki przyłączenia i nasłonecznienie charakteryzują się dobrymi warunkami do budowy farm fotowoltaicznych zwłaszcza w południowej części. Według informacji uzyskanych w urzędzie obecnie złożonych jest aż 30 wniosków o wydanie warunków środowiskowych na łączną moc 70 MW.

Warto zauważyć, że wprowadzony program walki ze smogiem pod nazwą „Poprawa stanu powietrza w OSI Doliny Baryczy” zdynamizował montaż paneli fotowoltaicznych wśród prosumentów, ponad to sukces programu ogólnopolskiego „Mój prąd” pokazał ogromne zainteresowanie tego typu inwestycjami wśród mieszkańców. Na dzień dzisiejszy w Polsce zainstalowanych jest ponad 700 tysięcy takich instalacji. Autorzy zakładają, że do roku 2036 roku będzie ich na 50% domów. Co w przypadku gminy Żmigród stanowi liczbę 1300. Zakładając, że średnia moc takiej instalacji wynosi 6 kW to ich łączna moc osiągnie blisko 8 MW



Rysunek 8. Przykładowa instalacja fotowoltaiczna (źródło: <https://budujemydom.pl>)

5.5. Elektryfikacja ciepłownictwa

Oprócz zmian w systemach zaopatrzenia w energię elektryczną, także polskie ciepłownictwo musi dostosować się do celów klimatycznych. Rezygnacja z dotychczasowych paliw kopalnych, głównie węgla i stopniowe przechodzenie na źródła

nisko i bezemisyjne powoduje, że mowa jest nie tylko o zmianie źródeł wytwarzania ciepła, ale również o ich zdecentralizowaniu. Ogromna kapitałochłonność, znaczące starty przesyłu na sieciach ciepłowniczych, przy jednoczesnym postępie technologicznym w zakresie rozproszonego wytwarzania ciepła, wymuszają rewolucyjną zmianę w obszarze jego dostaw. Również w gminie Żmigród autorzy przewidują zazielenie ciepłownictwa, głównie poprzez wykorzystanie biomasy oraz wzrost wykorzystania energii elektrycznej do ogrzewania.

Współczesne polskie ciepłownictwo zaczęło się kształtować w okresie powojennym, kiedy to zaczęto rozwijać trzy podstawowe segmenty tego sektora:

- 1) ogrzewanie indywidualne na obszarach o rozproszonej zabudowie,
- 2) proste systemy ciepłownicze wykorzystujące kotły węglowe w małych miejscowościach,
- 3) elektrociepłownie we wszystkich większych miastach, w których przed wojną funkcjonowały lokalne elektrownie.

Wszystkie te obszary w należy będzie zreformować, tak aby spełnić poniższe cele wyznaczone przez regulacje rajowe i unijne:

- redukcja emisji CO₂ o 30% do roku 2030 i o 80% do roku 2050 w stosunku do emisji z 2016 roku. Sformułowany cel dotyczy całego ciepłownictwa zarówno w ramach systemu ETS jak i non-ETS - jednostki wytwórcze o mocy mniejszej niż 20 MW oraz indywidualnie ogrzewane gospodarstwa domowe. Uwzględnienie sektora non-ETS uznaje się za kluczowe ze względu na fakt, że ponad 50% emisji CO₂ pochodzi właśnie z gospodarstw domowych,
- zwiększeniu do 32% udziału OZE w całkowitym strumieniu ciepła grzewczego w 2030 roku, a 2050 roku nie mniej niż 60% przy wykorzystaniu lokalnych źródeł oze,
- redukcja o 56% zużycia energii końcowej przez budynki do 2050 r. w stosunku do prognozowanego scenariusza referencyjnego. Kombinacja redukcji zużycia energii końcowej oraz wzrost udziału OZE pozwalają na znaczącą redukcję nieodnawialnej energii pierwotnej (celem jest redukcja o 80% do 2050 r.). Można to osiągnąć albo poprzez znaczne zwiększenie udziału strumienia OZE i mniej ambitną redukcję energii końcowej, albo odwrotnie – poprzez duży spadek energii końcowej przy mniejszym wzroście udziału OZE,

- całkowite zastąpienie węgla innymi źródłami energii pierwotnej w ciepłownictwie niesystemowym do 2030 r., a w ciepłownictwie systemowym – do 2050 roku. Bez wyeliminowania węgla z procesu ogrzewania indywidualnych gospodarstw domowych poprawa jakości powietrza w Polsce nie będzie możliwa lub nastąpi dopiero w kolejnych pokoleniach. Dodatkowo ten cel jest niezbędny do poprawy bilansu paliwowego Polski.

Analogicznie do wzrostu inwestycji w sektorze domowych instalacji fotowoltaicznych, zakłada się zwiększenie montażu pomp ciepła oraz kotłów elektrycznych w budynkach mieszkalnych. Instalacje te w ostatnich latach zrewolucjonizowały rynek ogrzewania w Europie. Zasada działania pompy ciepła jest stosunkowo prosta i polega na pracy czterech podstawowych elementów – parownika, sprężarki, skraplacza i zaworu rozprężnego. Dzięki przemianą termodynamicznym urządzenie to przepompowuje ciepło z dolnego źródła o niższej temperaturze do cieplejszego ośrodka. Tym dolnym, a zarazem zimniejszym źródłem, z którego odbierane jest ciepło, może być woda, powietrze lub grunt. Natomiast źródłem górnym, do którego ciepło jest dostarczane stanowi woda lub powietrze. To proste urządzenie pozwala średnio uzyskać z 1 kWh energii elektrycznej około 3 kWh ciepła. Co więcej, dzięki wysokiej efektywności, urządzenia te są mniej wrażliwe na zmiany stawek za energię i gwarantują ciepło w rozsądnej cenie. Ich pracę można dodatkowo wesprzeć energią z własnych źródeł - fotowoltaiki. Duża liczba zainstalowanych pomp ciepła jako narzędzie wykorzystywane przez agregatorów usług systemowych, może przelożyć się na stabilizowanie działania systemu elektroenergetycznego.

Przyjmując podobną dynamikę wzrostu jak przy panelach fotowoltaicznych, do roku 2036 z pomp ciepła korzystałoby ponad 50% domów, które wraz z jednoczesnym zamontowaniem fotowoltaiki stworzyłyby odpowiednie warunki do powstania samowystarczalnych domów.

5.6. Termomodernizacja

Termomodernizacja budynków, będąca fundamentem dla nowego modelu biznesowego, opracowanego, między innymi w ramach Forum Energii, oprócz efektu energetycznego i środowiskowego, zwiększy również ład przestrzenny miast. W konsekwencji podniesie wartość rynkową nieruchomości, co nie jest bez znaczenia z perspektywy budżetu gospodarstw domowych. Dla osiągnięcia zamierzonych efektów ważne jest zsynchronizowanie procesu głębokiej termomodernizacji budynków z modernizacją

lokalnych sieci ciepłowniczych i budową źródeł ogrzewania. Równoległe prowadzenie tych działań pozwoli na optymalizację wydatków inwestycyjnych i kosztów operacyjnych. Pierwszym i najważniejszym krokiem jest poprawa efektywności energetycznej budynków. Bez niej wymiana źródeł ciepła na mniej emisyjne będzie się wiązała ze wzrostem kosztów.

5.7. Elektryfikacja pojazdów i maszyn użytkowych

Transformacja energetyczna obejmuje nie tylko systemy zaopatrzenia w energię elektryczną oraz ciepło, ale również ma na celu obniżenie emisyjności transportu. Zakłada się, że od roku 2035 w Europie będą produkowane wyłącznie pojazdy bezemisyjne. Na podstawie danych GUS w Polsce, w chwili obecnej zarejestrowanych jest 25 113 862 pojazdów osobowych, co przy aktualnej liczbie ludności oznacza, że na jednego mieszkańca Polski przypada 0,66 pojazdu. W oparciu o ten wskaźnik w gminie Żmigród zakłada się obecność 9 900 pojazdów. Dodatkowo również na podstawie danych GUS szacuje się, że w gminie jest około 780 ciągników rolniczych. Zakładając, że średnia emisja dwutlenku węgla z pojazdu osobowego to 200 gCO₂/km oraz 450 gCO₂/km dla maszyn rolniczych oraz, że do 2035 roku 10% wszystkich pojazdów będzie zasilanych elektrycznie szacuje się, że do tego czasu w gminie Żmigród będzie 1 100 pojazdów elektrycznych, co pozwoli na uniknięcie ponad 2 tysięcy ton CO₂ w ciągu roku. W przypadku maszyn rolniczych do ich zasilania możnaby wykorzystać paliwa odnawialne na przykład sprężony lub skroplony biometan z biogazowni. Zastosowanie w 50% ciągników, alternatywnych paliw pozwoliłoby na uniknięcie ponad 23 tysięcy ton CO₂ w skali roku. Wraz ze zwiększeniem się floty pojazdów elektrycznych, należy będzie zwiększyć ilość punktów ładowania. W chwili obecnej istnieje jedynie jeden punkt znajdujący się przy dworcu kolejowym w Żmigrodzie.

5.8. Produkcja zielonego gazu syntezowego i biowodoru

Biomasa może zostać przetwarzana w różnych procesach, które prowadzą do wytworzenia energii. Z reguły rekomendowane jest wykorzystanie biomasy do produkcji biogazu, jednak tylko w przypadku, gdy zakładany substrat jest ubogi w ligninę i celulozę. W przypadku biomasy leśnej, która prawie w całości składa się z tych związków możliwe jest poddanie jej bezpośredniemu spalaniu lub zgazowaniu. Proces zgazowania, pomimo że jest procesem droższym jest również wydajniejszy i pozwala wytworzyć gaz syntezowy, który może być wykorzystany wielokierunkowo: do produkcji energii cieplnej oraz elektrycznej, jako

surowiec do produkcji paliw w katalitycznych procesach syntezy oraz do produkcji zastępczego gazu ziemnego (Substitute Natural Gas). Klasyczna technologia zgazowania polega na zmianie składu paliwa przez podgrzewanie oraz reagowanie chemiczne z utleniaczami w warunkach ich ograniczonego dostępu.

5.9. Magazyny energii

Magazynowanie energii stanowi jedno z największych wyzwań współczesnej energetyki, zwłaszcza w kontekście produkcji wykorzystującej odnawialne źródła energii. Główny problem stanowią zmiany w bilansie zużycia i produkcji energii. W przypadku energii słonecznej czy wiatrowej, jej ilość zależy od warunków pogodowych. Do tej pory najpopularniejszym rozwiązaniem było wykorzystanie akumulatorów wyposażonych w ogniwa litowo-jonowe, które jednak ze względu na bariery techniczne i ekonomiczne nie w pełni odpowiadają obecnym wymaganiom. W związku z tym poszukiwane są coraz to nowe sposoby oraz rozwiązania pozwalające na magazynowanie energii. W przypadku produkcji energii z paneli fotowoltaicznych jej nadwyżki oddawane są do sieci, a w momencie zwiększonego zapotrzebowania można odebrać z powrotem. Pomimo, że jest to proste rozwiązanie, sieci energetyczne za przechowywanie energii „pobierają opłatę” przez co ilość energii zwrócona prosumentowi jest mniejsza niż ilość, którą on faktycznie oddał do sieci. Dodatkowo w takim przypadku prosument uzależniony jest od funkcjonowania sieci, a więc nie jest całkowicie samowystarczalny. Stosunkowo nowe rozwiązanie, które w ciągu kilku lat z pewnością zrewolucjonizuje rynek to wykorzystanie pojazdów elektrycznych wyposażonych w technologię V2G, umożliwiającą dwustronny przepływ energii. Dzięki V2G pojazdy pełnią funkcję ruchomych magazynów energii pozytywnie wpływających na stabilizację sieci, a nawet przynoszą dochody ich użytkownikom, dzięki potencjalnej możliwości odsprzedaży energii podczas szczytu energetycznego. Idea ta mogłaby zostać wykorzystana również w gminie Żmigród, w której jak wspomniano we wcześniejszych rozdziałach, zakłada się zastępowanie tradycyjnych pojazdów elektrycznymi. Magazynowanie energii to zagadnienie z którymi również muszą poradzić sobie producenci energii na większą skalę. Wyjątkowo użytecznym rozwiązaniem jest wykorzystanie elektrowni szczytowo-pompowej, której powstanie zależne jest jednak od ukształtowania terenu. W miejscach takich jak Żmigród, które charakteryzują się terenem nizinnym, rekomenduje się magazynowanie energii w postaci wodoru czy biometanu.

5.10. Rozbudowa i modernizacja infrastruktury przesyłowej

Podstawą planowania rozwoju sieci jest osiągnięcie kryterium poprawności technicznej i efektywności ekonomicznej przedsięwzięcie. W celu przeprowadzania oceny, przed podjęciem ostatecznej decyzji o gazyfikacji obszarów, na których nie występuje sieć gazowa, opracowywane są koncepcje gazyfikacji. Podstawą do ich przygotowania są materiały źródłowe takie jak: miejscowe plany zagospodarowywania przestrzennego, studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowywania przestrzennego, projekty założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwo gazowe oraz inne dostępne materiały. Impuls do rozpoczęcia powyższych działań stanowią najczęściej zgłoszenia mieszkańców, inwestorów czy władz lokalnych. Za funkcjonowanie sieci przesyłowych w gminie Żmigród odpowiadają dystrybutorzy, którzy działają na jej terenie. Polska Spółka Gazowa zgodnie z Planem Rozwoju na lata 2020-2024 planuje niewielkie rozbudowy sieci i budowy przyłączy. Szczegółowy zakres tych zmian na chwilę obecną nie jest jednak bliżej znany. Więcej szczegółów na temat planowanych modernizacji przedstawiła grupa Tauron, która zgodnie z Planem Rozwoju na lata 2021-2028 na terenie gminy planuje kilka większych inwestycji przedstawionych w tabeli 11.

Planowany rok	Zakres
2021	Przebudowa linii L-1527 na odcinku od słupa nr 13 do R1453 i R-1907 Żmigród
	Budowa powiązania linii L-158 20 kv z linią L-503 20kV
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Bukołowo, gminie Żmigród
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Powidzko, gminie Żmigród
2024	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Bukołowo, gminie Żmigród
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Powidzko, gminie Żmigród
2026	Modernizacja stacji wieżowej R-1536 Osiek
	Modernizacja stacji R-1495 POM
	Modernizacja stacji wieżowej R-1541 Dobrosławice

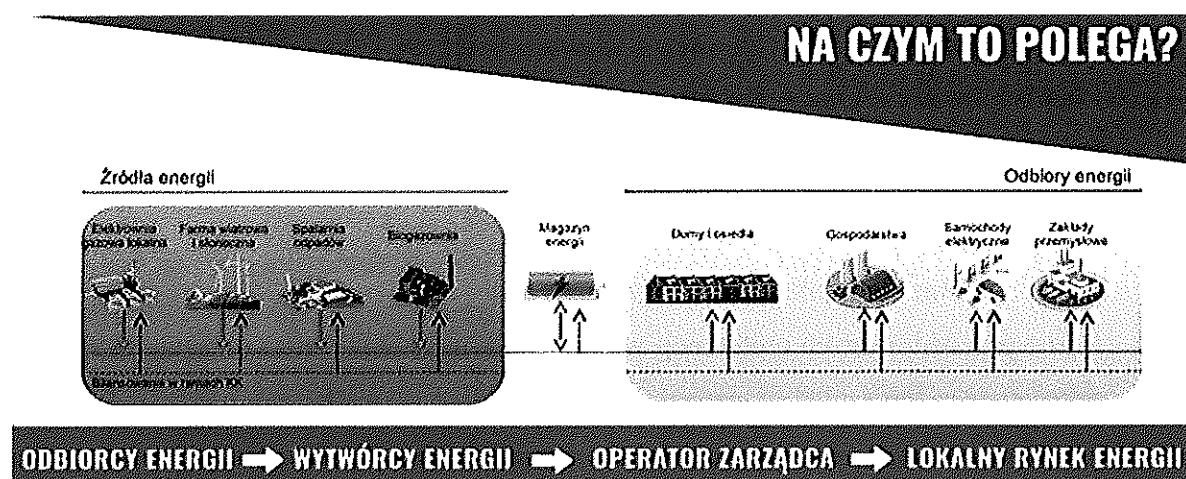
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Kliszkowice, gminie Żmigród
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Bychowo, gminie Żmigród
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Osiek, gminie Żmigród
	R-17 Żmigród – Przebudowa rozdzielni 110 kV
2027	Przebudowa stacji słupowej R-1457 Żmigród, ul. Poznańska
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Kliszkowice, gminie Żmigród
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Osiek, gminie Żmigród
	R-17 Żmigród – Przebudowa rozdzielni 110 kV
2028	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Bychowo, gminie Żmigród

Tabela 11. Planowane modernizacje Tauron Polska Energia S.A. na lata 2021-2028 (źródło: Tauron)

Wartym również wspomnienia jest fakt, że ze względu na wyeksploatowaniu gazu w lokalnych kopalniach władze gminy obecnie podejmuje działania w celu przyłączenia lokalnej sieci gazowej Polskiej Spółki Gazownictwa do sieci ogólnokrajowej gazu wysokometanowego grupy E GAZ System.

5.11. Zagospodarowanie lokalnych zasobów energii - wdrożenie Wirtualnego Systemu Elektrycznego (WSE)

Większość zaproponowanych rozwiązań umożliwiających osiągnięcie lokalnej samowystarczalności energetycznej opartych jest o energetykę rozproszoną, która nie przyniesie oczekiwanych rezultatów bez systemu zarządzania energią, definiowanego jako Wirtualny System Elektryczny (WSE).



Rysunek 9. Działanie Wirtualnego Systemu Energetycznego (źródło: opracowanie własne)

WSE to nowoczesny system elektroenergetyczny, integrujący w sposób inteligentny działania wszystkich uczestników, czyli: generacji, transmisji, dystrybucji i użytkownika, w celu dostarczania energii elektrycznej w sposób ekonomiczny, trwały i bezpieczny. Podstawą rozwoju sieci WSE jest rozbudowany system pomiarowy, który sprawia, że w każdej chwili można pozyskać informacje o sieci energetycznej. Dodatkowo dane pomiarowe przekazywane są do punktów podejmowania decyzji, a całością zarządzają inteligentne algorytmy informacyjne, prognostyczne i decyzyjne. WSE pozwala dokładnie określić, ile energii elektrycznej jest zużywane, gdzie i w jakim czasie. Dzięki temu można ustalić, kiedy występują okresy maksymalnego i minimalnego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców. Wykorzystanie generacji rozproszonej w połączeniu z takim systemem, w znacznym stopniu ograniczy konieczność utrzymywania dużych źródeł wytwórczych w pełnej gotowości do pokrywania zmienności obciążeń. Ponadto sieci WSE pozwalają na: zdalny odczyt liczników energii elektrycznej, obserwację stanu odbioru oraz sieci, a także profilu odbioru energii, wykrycie nielegalnych poborów energii, ingerencji w liczniki oraz strat energetycznych, zdalne odłączenie/podłączenie odbiorcy i inne. Dla odbiorcy energii elektrycznej korzystanie z takiego systemu oznacza aktywne zarządzanie jego własnym zapotrzebowaniem na energię, co nie tylko obniży jego rachunek, ale przyniesie także istotne korzyści ekologiczne, ponieważ wskutek racjonalnej gospodarki energetycznej zmniejszy się zapotrzebowanie na energię.

Wirtualny system elektryczny łącząc producentów i odbiorców energii wykorzystuje do jej przesyłu istniejące sieci średniego napięcia sN i niskiego napięcia. Zgodnie z zapisami Dyrektywy UE o energii odnawialnej i RED II, korzysta przy tym z obniżonych stawek,

gdyż z założenia jest to energia OZE i przesyłana tylko sieciami niskich napięć, stąd nie obciążona kosztami systemu wysokich napięć np. w Polsce kosztami systemu PSE – Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Prace nad tymi rozwiązaniami trwają na szczeblu Rządu RP i w I kwartale 2022 mają trafić pod obrady Sejmu i Senatu.

5.12. Budowa mikrosieci elektrycznych

Mimo przewidywanych preferencji w obszarze korzystania z sieci przesyłowych często w energetyce rozproszonej są sytuacje, gdzie odległość pomiędzy producentem energii, a jej odbiorcą jest niewielka. Wówczas ze względów ekonomicznych i z wykorzystaniem możliwości technologicznych Wirtualnego Systemu Elektrycznego warto budować sieci bezpośrednie. Mikrosieć niskiego napięcia prądu przemiennego to autonomiczny mikrosystem energetyczny, obejmujący swoim zakresem źródła wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, zasobniki energii, odbiory mocy elektrycznej i ciepła oraz urządzenia sterujące. Wszystkie one połączone są między sobą liniami elektroenergetycznymi nN. Mikrosieci mogą pracować synchronicznie z siecią OSD oraz jako całkowicie niezależne wyspy. Najczęściej stosowanymi źródłami wytwórczymi w mikrosieciach prądu przemiennego są:

- ogniwa paliwowe, charakteryzujące się wysoką sprawnością i niską emisją zanieczyszczeń, stosowane przy skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła,
- mikroturbiny, zwykle na gaz naturalny,
- rozwiązania oparte na odnawialnych nośnikach energii (mikroelektrownie fotowoltaiczne, mikroturbiny wiatrowe, mikroturbiny na biopaliwa, małe turbiny wodne).

Zasobnikami energii w mikrosieciach są najczęściej baterie akumulatorów, koła zamachowe, superkondensatory. Wśród odbiorów mocy i energii rozróżnia się odbiory sterowalne i odbiory niesterowalne. Należy zaznaczyć, że przyłączanie mikroźródeł, zasobników oraz odbiorów sterowalnych do sieci odbywa się często za pośrednictwem urządzeń energoelektronicznych. Mikrosieć z punktu widzenia OSD może być traktowana jako sterowalny odbiór (prosument), który może pracować jako zagregowany odbiór lub źródło wytwórcze. Może także świadczyć usługi systemowe, wspierając w tym zakresie elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną. Istotnymi wyzwaniami naukowymi i praktycznymi dotyczącymi mikrosieci są:

- automatyka zabezpieczeniowa,
- ochrona przeciwporażeniowa,

- oddzielenie mikrosieci od sieci OSD i jej ponowna synchronizacja (resynchronizacja),
- praca wyspowa,
- prognozowanie krótkoterminowe wytwarzania i zapotrzebowania na moc w mikrosieci,
- projektowanie i rozwój mikrosieci,
- optymalizacja pracy mikrosieci.

Technologia zarządzania energią w mikrosieciach koordynuje, integruje i stabilizuje energię pozyskiwaną z wielu różnych źródeł. Jednocześnie sprawnie „porusza się” między różnymi źródłami zasilania, np. aby po zachodzie słońca wykorzystywać nie ogniwa fotowoltaiczne, a magazyny energii. Dlatego mikrosieci mogą zapewnić stabilny, niezawodny przepływ elektryczności o każdej porze dnia i niezależnie od pory roku. Mikrosieci pomagają więc włączyć energię odnawialną w globalną strukturę zasilania. Jest to obecnie kluczowa kwestia dla społeczności i biznesów poszukujących alternatywnych źródeł energii, które nie będą emitować związków węgla do atmosfery. Ma to jeszcze większe znaczenie dla krajów wschodzących, których coraz większe zapotrzebowanie energetyczne może mieć negatywny wpływ na środowisko o ile nie zostaną zastosowane odpowiednie rozwiązania. Klastry energii oraz mikrosieci to odmienne, lecz mogące się wzajemnie przenikać rozwiązania w zakresie lokalnego zaspokojenia potrzeb energetycznych. Trzeba wspomnieć, że ogromną przewagą mikrosieci nad klastrem jest wysoka pewność zasilania – w przypadku awarii w systemie krajowym mikrosieć funkcjonuje jak system zasilania awaryjnego/rezerwowego. Niemniej jednak obie koncepcje w najbliższym czasie będą się cały czas rozwijać, między innymi ze względu na spadające ceny technologii odnawialnych i na zwiększającą się świadomość społeczeństwa w tym zakresie. Z kolei efektem tworzenia się klastrów i mikrosieci może być: pobudzenie energetyki prosumenckiej, aktywizacja obszarów wiejskich, wzrost innowacyjności i budowanie kapitału społecznego. Nie do przecenienia jest to, że rozwój samobilansujących się obszarów sieci elektroenergetycznej spowoduje wzrost lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz poprawę stanu środowiska, co zwiększy komfort życia społeczeństwa.

6. Przewidywanie efektów zaproponowanych rozwiązań

Szereg rozwiązań zaproponowanych we wcześniejszych podrozdziałach ma przyczynić się do osiągnięcia przez gminę Żmigród samowystarczalności energetycznej do 2036 roku. Bez wątplenia ten ambitny cel wymagać będzie zaangażowania lokalnej społeczności, która to w dużym stopniu odpowiedzialna będzie za wprowadzenie przedstawionych propozycji w życie. W przypadku zakupu paneli fotowoltaicznych, zamontowania pompy ciepła czy zmianie źródła transportu na elektryczny, to właśnie mieszkańcy bezpośrednio wpływają na kształtowanie sektora energii w gminie. Pomimo dużego zainteresowania programem takim jak Mój Prąd, nadal istnieje potrzeba edukowania społeczności, nie tylko w aspekcie nadchodzących zmian klimatycznych, ale również o możliwościach ich przeciwdziałaniu. Osiągnięcie samowystarczalności energetycznej jest bez wątpienia przełomową zmianą w funkcjonowaniu gminy, jednak z całą pewnością możliwą do zrealizowania. Jak zaprezentowano w analizie na rynku krajowym istnieją dojrzałe już technologie i urządzenia, które na to pozwalają. Co więcej koszt ich zakupu czy wprowadzenia z roku na rok maleją, przy równoczesnym wzroście efektywności. Nie bez znaczenia jest fakt, że wszystkie zaproponowane rozwiązania nie tylko dopasowane są do możliwości i charakterystyki gminy Żmigród, ale również są zgodne z polityką klimatyczną realizowaną w Polsce oraz we wszystkich państwach Unii Europejskiej. Oznacza to, że podobne zmiany takie jak tworzenie się klastrów energii czy elektryfikacja ciepłownictwa będą miały charakter globalny. Im wcześniej na szczeblu lokalnym zostaną podjęte odpowiednie kroki w tym zakresie, tym lepiej mieszkańcy będą na nie gotowi, a transformowane obszary nie pozostaną w tyle. Wykorzystując odnawialne źródła energii w sektorze energii oraz modernizując go w sposób przyjazny dla środowiska, wprowadzone w gminie rozwiązania będą mogły liczyć na dofinansowania czy systemy wsparcia, realizowane ze środków krajowych i europejskich, określone między innymi w PEP2040 czy Europejskim Zielonym Ładzie. Według autorów planu aspekt ekonomiczny proponowanych rozwiązań jest kluczowy, ponieważ bezpośrednio wpływa na zaangażowanie mieszkańców w ich realizację. Przykładowo budowa biogazowni, termomodernizacja budynków czy wykorzystanie ciepła odpadowego, w dłuższej perspektywie generują realne oszczędności, które istotne są w obliczu nadchodzących podwyżek energii. Samowystarczalność należy również rozważać w kontekście bezpieczeństwa energetycznego, na które składa się w istocie niezliczona liczba czynników natury politycznej, prawnej, ekonomicznej, technicznej, technologicznej czy środowiskowej. Istotne znaczenie mają nie tylko złoża surowców energetycznych znajdujące się na terytorium danego państwa, ale także polityka dywersyfikacji źródeł ich zaopatrzenia. Równie ważne

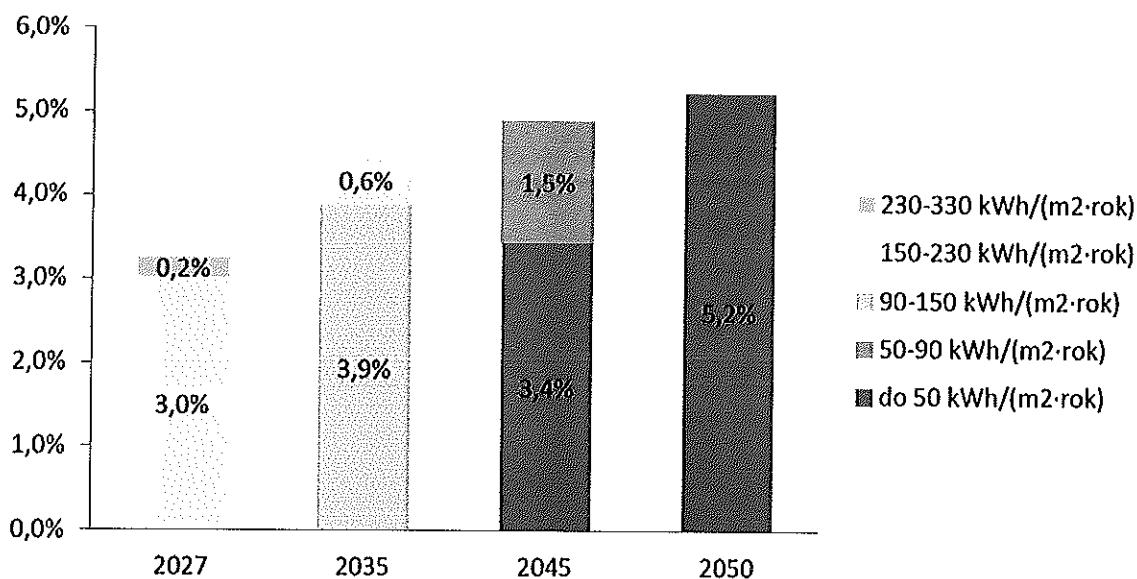
Założenia do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe dla gminy Żmigród

znaczenie odgrywa infrastruktura energetyczna, która pozwala na przesyłanie, dystrybucję oraz magazynowanie surowców energetycznych i energii końcowej, dlatego w analizie zaproponowano wprowadzenie WSE oraz magazynów energii.

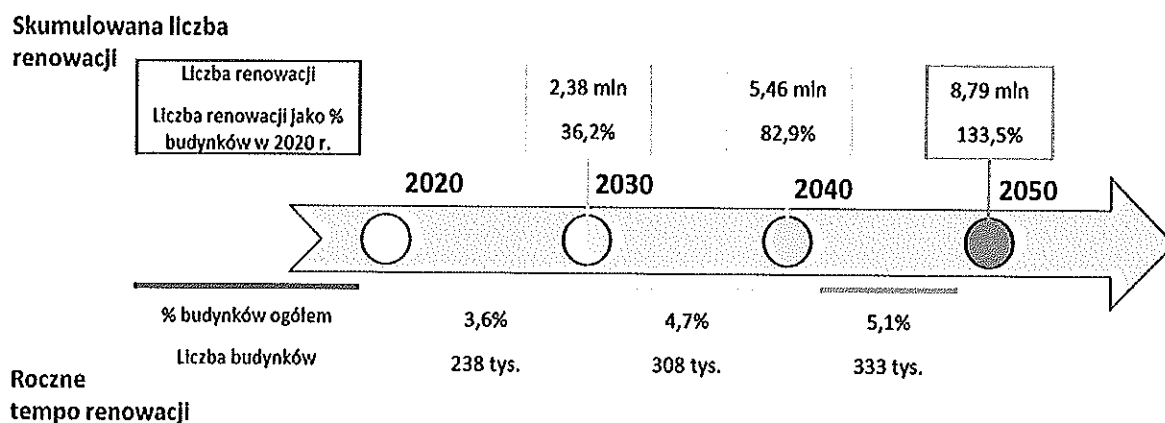
7. Prognoza zapotrzebowania na energię

Kluczowym elementem niniejszego Planu jest określenie zapotrzebowania mieszkańców na energię w 2036 roku, uwzględniając przy tym przejście na monizm elektryczny.

Zgodnie z Długoterminową Strategią Renowacji w gminie Żmigród ilość zmodernizowanych budynków z roku na rok będzie wzrastać z zgodnie z tempem przedstawionym na wykresach 3 i 4.

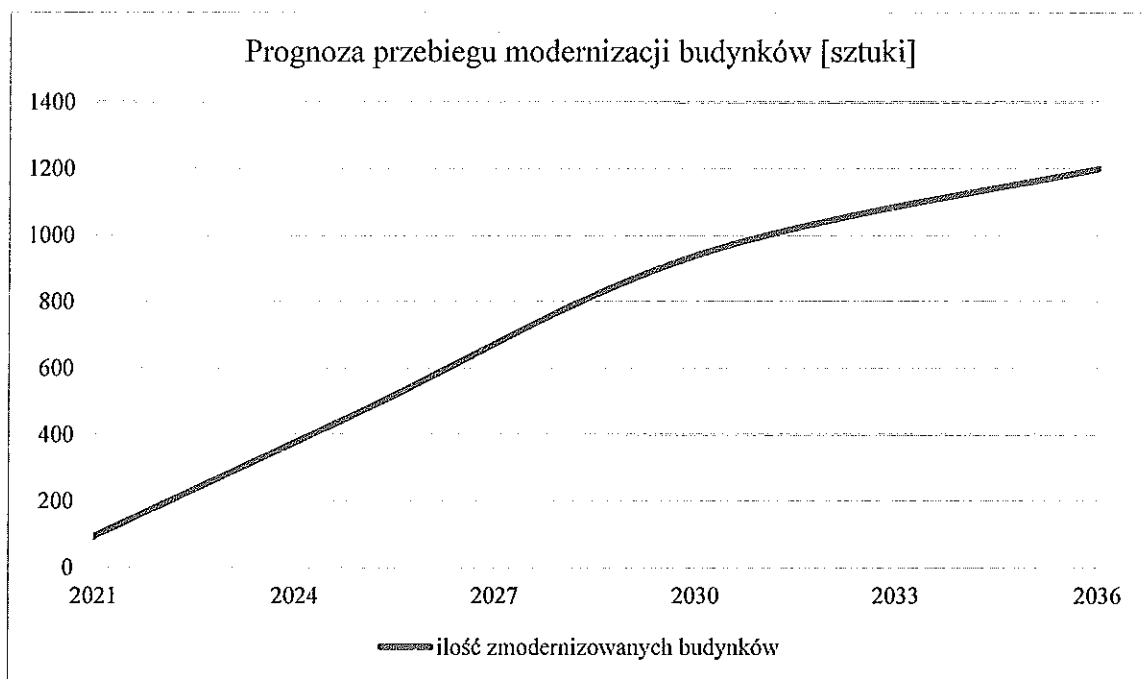


Wykres 3. Roczne tempo modernizacji według przedziałów efektywności budynków (źródło: Długoterminowa Strategia Renowacji)



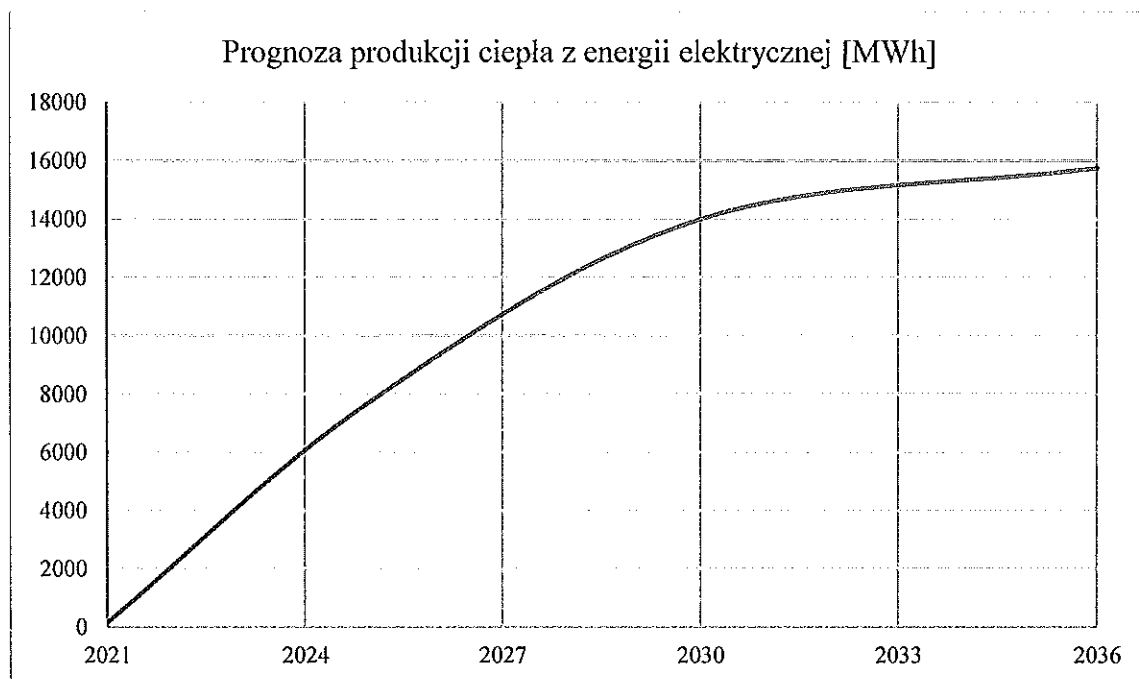
Wykres 4. Tempo renowacji w latach 2030-2050 (źródło: Długoterminowa Strategia Renowacji)

Jak wspomiano w rozdziale 4.1. do roku 2036 połowa budynków w gminie będzie już zmodernizowana, co z kolei spowoduje zmniejszenie ich zapotrzebowania na ciepło o 50%. Na wykresie 5 przedstawiono szacowaną ilość zmodernizowanych budynków w poszczególnych latach.



Wykres 5. Prognoza modernizacji budynków w latach 2021-2036 (źródło: opracowanie własne)

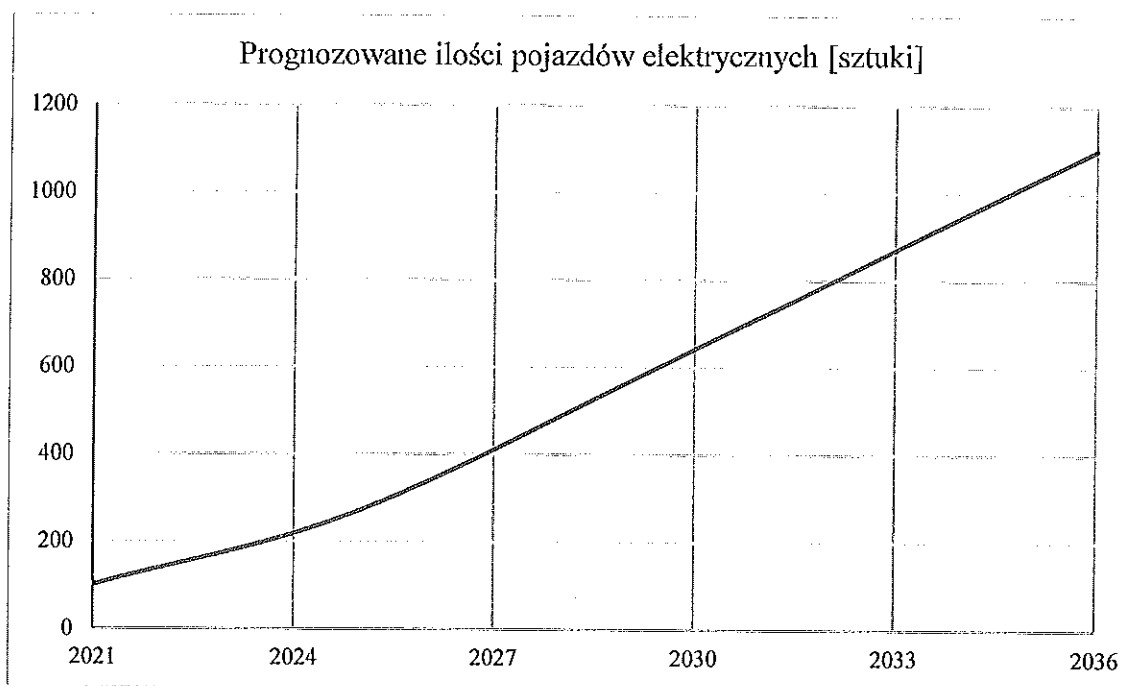
Zgodnie z powyższymi danymi zapotrzebowanie na ciepło w roku 2036 wyniesie 47 250 MWh, przy czym 15 750 MWh ciepła wytwarzane będzie z energii elektrycznej. Elektryfikacja ciepłownictwa również przebiegać będzie stopniowo zgodnie wykresem 6.



Wykres 6. Prognoza elektryfikacji ciepłownictwa w latach 2021-2036 (źródło: opracowanie własne)

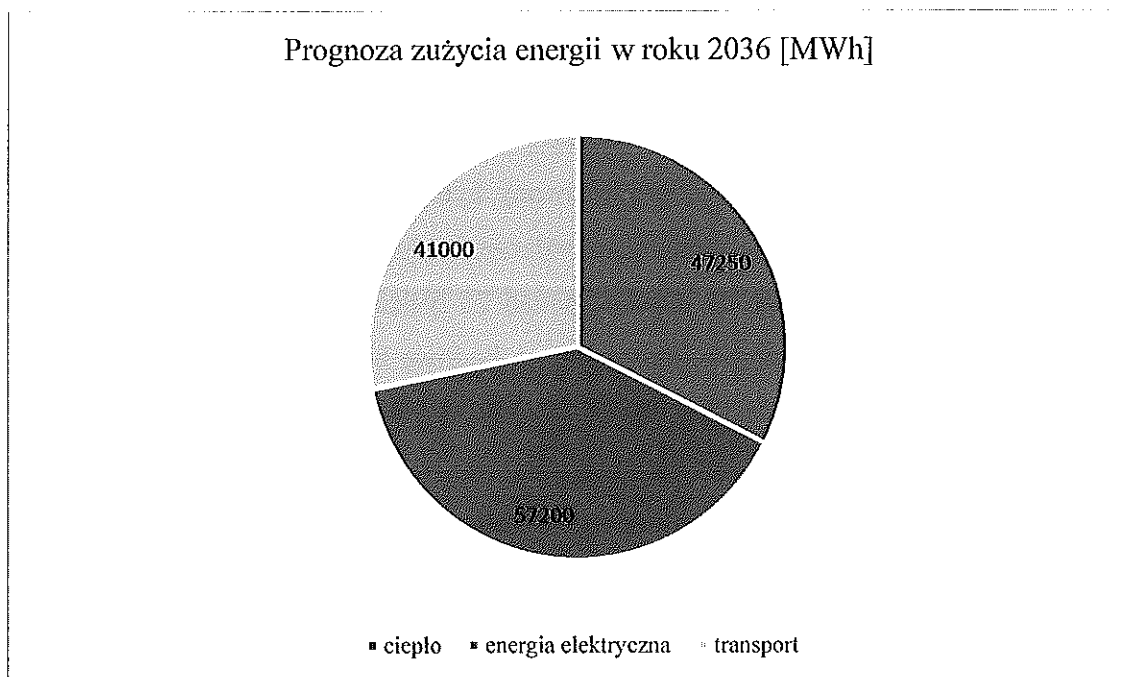
Pomimo poprawy efektywności energetycznej w wielu sektorach, w kolejnych latach i tak następować będzie wzrost ogólnego zużycie energii elektrycznej. Szacuje się, że w gminie Żmigród wzrośnie ono o 30% czyli do poziomu 57 200 MWh.

Zużycie energii w sektorze transportu zostanie takie samo, przy czym maksymalnie zostanie ograniczona jego emisyjność. Jak wspomniano w rozdziale 5.7. do roku 2036 10% pojazdów będzie elektryczna. Tempo elektryfikacji samochodów osobowych przedstawiono na wykresie 7, przy czym roczne zapotrzebowanie energetyczne jednego pojazdu to 4,1 MWh.

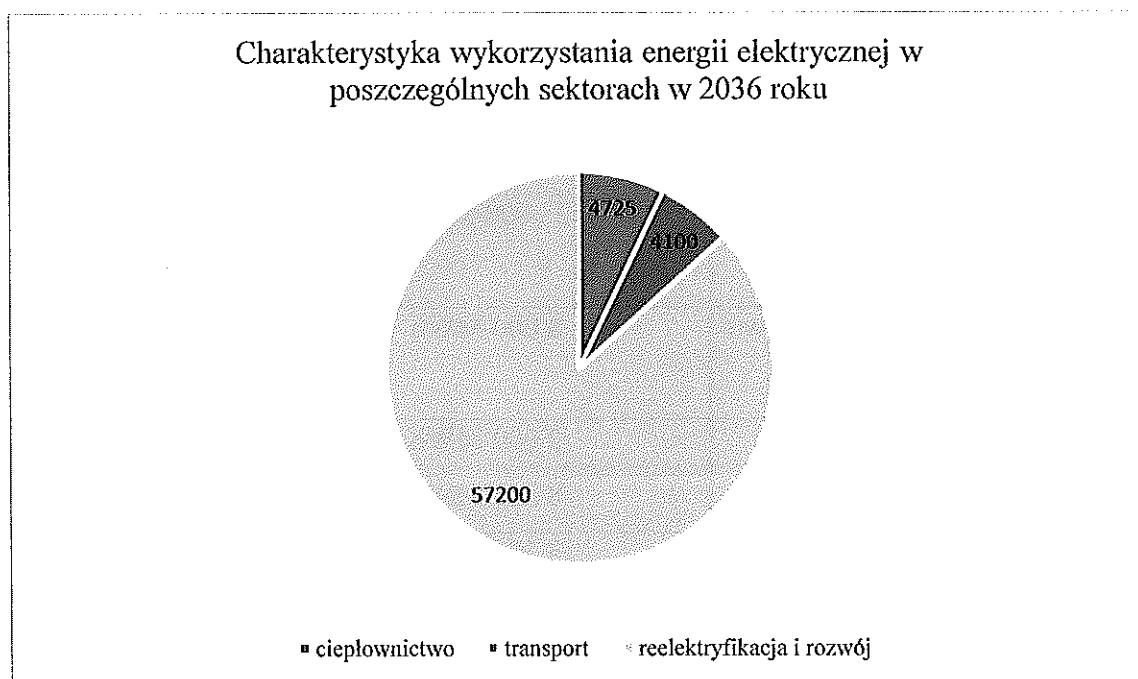


Wykres 7. Prognoza elektryfikacji transportu w latach 2021-2036 (źródło: opracowanie własne)

Podsumowując, łączne zużycie energii w 2036 roku szacuje się na poziomie 145 450 MWh – wykres 8, i jest to tendencja spadkowa w porównaniu do roku 2021. Zmianie ulegnie również sama charakterystyka zużycia, ponieważ wraz ze wzrostem zużycia energii elektrycznej, zapotrzebowania na ciepło będzie spadać, co związane jest głównie z elektryfikacją sektora ciepłownictwa i transportu.



Wykres 8. Prognoza zużycia energii w roku 2036 (źródło: opracowanie własne)



Wykres 9. Charakterystyka wykorzystania energii elektrycznej w poszczególnych sektorach w 2036 roku (źródło: opracowanie własne)

8. Produkcja energii lokalnej

Celem gminy na rok 2036 jest osiągnięcie samowystarczalności energetycznej. Aby tak się stało lokalna produkcja energii musi pokryć jej zapotrzebowanie.

Produkcja energii elektrycznej będzie oparta o pracę biogazowni oraz paneli fotowoltaicznych. Zdiagnozowany potencjał substratowy w gminie jest na tyle duży, że proponuje się budowę co najmniej dwóch biogazowni. Pierwsza o mocy 0,5 MW zlokalizowana byłaby na oczyszczalni ścieków. Drugą instalację o zdecydowanie większej mocy planuje się natomiast wybudować obok kopalni Borzęcin. Biogaz w niej produkowany byłby wykorzystywany do produkcji biometanu i/lub wodoru z przeznaczeniem do wtłaczania do lokalnych sieci gazowych. Z oszacowanej ilości biogazu można by uzyskać ponad 25 tysięcy MWh energii elektrycznej. Ponadto obecnie trwa przygotowywanie projektu na budowę biogazowni o produkcji 8 000 MWh, zlokalizowanej przy zakładzie chowu trzody chlewnej w miejscowości Laskowa. Dodatkowo na terenie gminy obecnych jest 260 prosumentów, którzy łącznie produkują 2 000 MWh energii elektrycznej. W ramach niniejszego Planu założono, że do 2036 roku zwiększy się ich ilość. W związku z tym w kolejnych latach zostanie zainstalowanych 1 040 instalacji o łącznej mocy 7,6 MW i produkcji 8 360 MWh energii elektrycznej. Na chwilę obecną w gminie wybudowano 3 farmy fotowoltaiczne o łącznej mocy 3 MW oraz złożono 30 wniosków na budowę kolejnych farm fotowoltaicznych o sumarycznej mocy do 70 MW. Aby osiągnąć samowystarczalność energetyczną w 2036 roku należałoby zaakceptować taką ilość wniosków, aby planowane farmy produkowały 19 415 MWh energii elektrycznej.

Rodzaj instalacji	Produkcja energii elektrycznej	Stan inwestycyjny
Biogazownie przy oczyszczalni ścieków i kopalni Karnicy	25 000 MWh	W planach
		W planach
Biogazownia przy zakładzie chowu trzody chlewnej	8 000 MWh	W planach
Przydomowe instalacje fotowoltaiczne	2 000 MWh	W realizacji
	8 360 MWh	W planach
Farmy fotowoltaiczne	3 300 MWh	W realizacji
	19 415 MWh	W planach

Założenia do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe dla gminy Żmigród

Ze względu na elektryfikację ciepłownictwa znacząco zmniejszy się jego zapotrzebowanie. Niemniej jednak 50% ciepła, które nie będzie pochodziło z energii elektrycznej może być produkowane z biogazu oraz biomasy. Zakłada się, że projekt biogazowni i odzysku ciepła ze ścieków na oczyszczalni ścieków mógłby wygenerować około 28 000 MWh ciepła. Dodatkowo w przypadku produkcji biometanu w gminie, istnieje możliwość jego wtłaczania do sieci i wykorzystywana do celów grzewczych.

Osiągnięcie samowystarczalności ze względu na konieczność renowacji obiektów budowlanych, wybudowania nowych instalacji oraz mikrosieci przesyłowych będzie wiązało się ze znacznymi nakładami finansowymi. Prognozowane inwestycyjne w okresie 15 lat w podziale na grupy wynoszą:

- Renowacja obiektów budowlanych (dawniej termomodernizacja). W oparciu o Narodową Strategię Renowacji obliczono, że będzie dotyczyła 1300 budynków i nakładami ca. 280 mln zł. To kwota na pozór szokująca. Już dzisiaj większość ekspertów uważa, że zarówno w zakresie efektywności energetycznej, kosztów funkcjonowania gospodarstw domowych, jak i walki ze smogiem to kluczowe wyzwanie i działanie.
- Wdrożenie Wirtualnego Systemu Elektrycznego: 5 mln zł
- Budowa instalacji fotowoltaicznych:
 - Prosumenci: 23 mln zł
 - Farmy: 35 mln zł
- Budowa instalacji biogazowych z opcją wytwarzania energii w kogeneracji lub biometanu/biowodoru: 120 mln zł
- Mikrosieci. Założono budowę 10 km lokalnych sieci – każdorazowo zadecyduje rachunek ekonomiczny. Koszt ca. 20 mln zł
- Inne: oświetlenie led inteligentne, mikrobiogazownie, mikro elektrownie wiatrowe ca. 10 mln zł
- Podsumowanie nakładów: 493 mln zł. To ogromne wyzwanie rządu 50 mln zł/rok. Jednakże analizując wsparcie dla: programu renowacji ca. 85%, wsparcie dla fotowoltaiki prosumenckiej ca. 15%, wsparcie dla biogazu 60% i dla reszty ca. 30% - wydatki dla Gminy, Przedsiębiorców i Mieszkańców wyniosą: 150 mln zł w okresie 15 lat.

9. Współpraca z innymi gminami

Innowacyjna koncepcja dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej może być inspiracją do współpracy i poszukiwania podobnych rozwiązań w sąsiednimi Gminami.

Obszary współpracy mogą zaistnieć na kilku platformach:

1. Platforma rozszerzenia Żmigrodzkiej Społeczności Energetycznej. Już dotychczasowe zapisy o Klastrach i Spółdzielniach energetycznych dopuszczają współpracę na terenie powiatu lub 5 sąsiadujących gmin. Wykonana praca w okresie 1,5 roku w Gminie Żmigród może być wykorzystania w pozostałych sąsiadujących gminach z uwagi na już istniejące organizacje i projekty wspólne Gmin Doliny Baryczy
2. Projekt Wirtualnego Systemu Elektrycznego w zasadzie nie ma w sobie barier geograficznych. Szczególnie dla nowych prosumentów po zmianie ustawowej prawa w tym zakresie może być szczególnie interesujący, gdyż prosumentom daje możliwość korzystnych rozliczeń finansowych
3. Licząc na dynamiczny rozwój w Polsce produkcji biogazu, a zwłaszcza biometanu i wodoru z biogazu międzygminne porozumienia przedsiębiorców i samorządów będą synergią w produkcji i w negocjacjach np. PGNIG w zakresie sprzedaży tego paliwa do systemu gazowniczego
4. Dynamika elektryfikacji transportu jest w części uzależniona od infrastruktury stacji ładowania, dzisiaj stacji ładowania pojazdów elektrycznych, a w niedalekiej przyszłości pojazdów zasilanych wodorem. Sieć transportu drogowego i komunikacja zbiorowa oraz plany rozdysponowania środków europejskich zachęcają do współpracy międzygminnej w utworzeniu skorelowanego systemu ładowania pojazdów przyszłości
5. Do bilansowania obszarów samowystarczalnych oprócz źródeł opartych na słońcu i wietrze potrzeba miksu do regulacji. Są to źródła biomasowe, biogazowe, wodne oraz magazyny energii. Jeśli w sąsiednich gminach będą takie źródła to warto popracować nad współpracą.

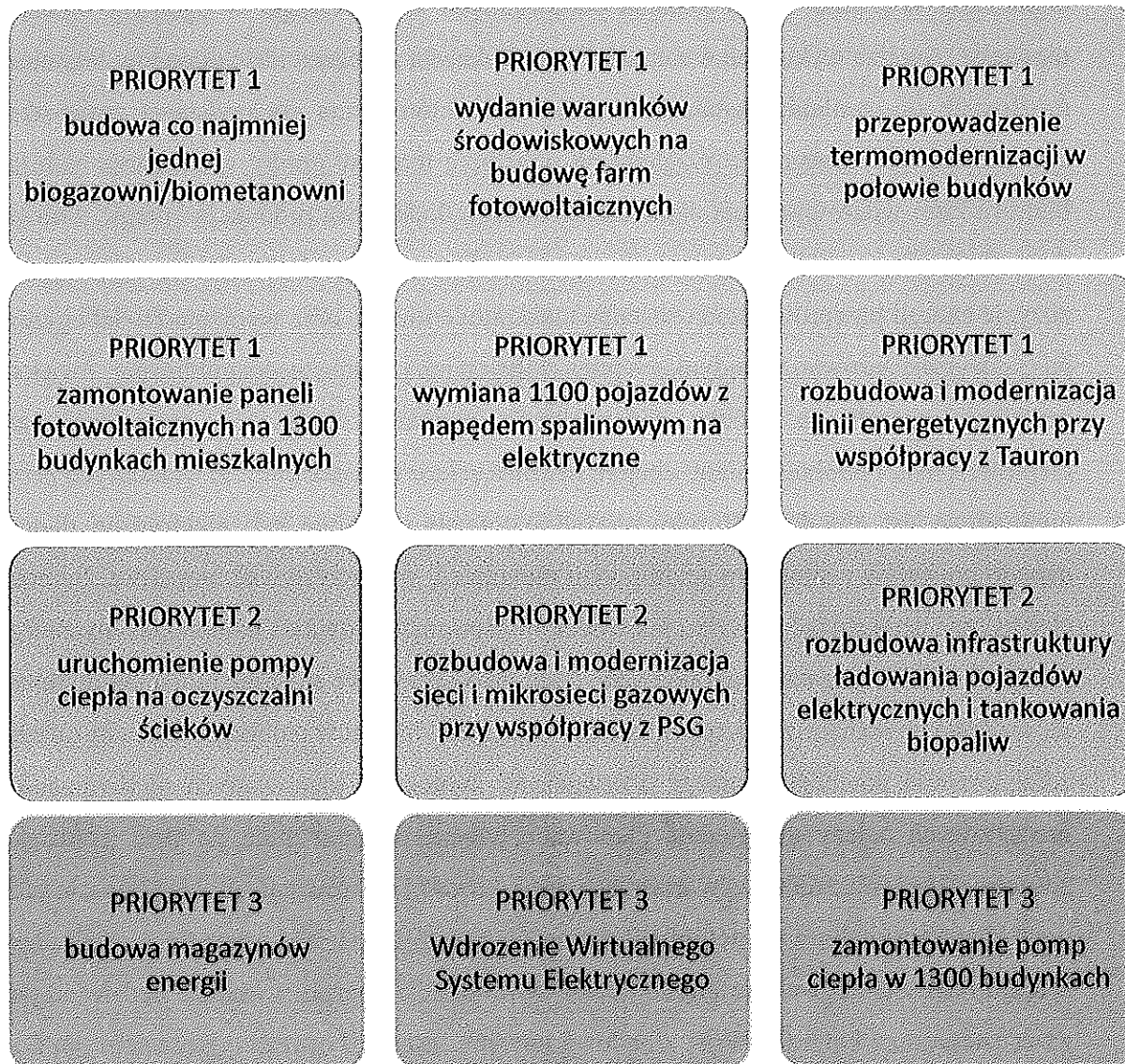
Także odbiorcy energii elektrycznej – ich charakterystyka odbioru energii mają tutaj znaczenie w bilansowaniu i współpracy.

10. Podsumowanie i wnioski

Powstanie niemniejszego wynikało nie tylko z ustawowego obowiązku władz gminy, ale również miało być odpowiedzią na pytanie **jak stworzyć ze Żmigrodu samowystarczalną energetycznie gminę**. Na chwilę obecną system energetyczny oparty jest głównie o paliwa kopalniane, a procent wykorzystania odnawialnych źródeł energii w ogólnym bilansie jest niewielki. Analiza wykonana w ramach Planu wskazała znaczącą ilość odpadów organicznych możliwych do zasilania instalacji biogazowych, które staną się podstawą żmigrodzkiego systemu energetycznego. Ze względu na położenie terenów gminy w obszarze Natura2000 budowa farm wiatrowych jest niemożliwa, dlatego dodatkowa produkcja energii, zarówno na dużą skalę jak i w mikroinstalacjach, oparta będzie oparta o fotowoltaikę. Aby ograniczyć zużycie energii przeprowadzona zostanie termomodernizacja oraz wymiana źródeł ogrzewania na elektryczne zarówno w budynkach mieszkalnych jak i użyteczności publicznej. Zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych pozwoli zmniejszyć emisyjność sektora ciepłownictwa, Podobne zmiany obejmą również sektor transportowy. Z wiadomych przyczyn niemożliwe jest, aby do 2036 roku wszystkie pojazdy w gminie były elektryczne, dlatego do napędu pojazdów z silnikiem spalinowym planuje się wykorzystywać biopaliwa. Samochody elektryczne będą służyć nie tylko jak środek transportu, ale również jako magazyny energii. W przypadku, jeśli biogazownie budowane będą jako szczytowe również mogą pełnić taką rolę. Ze względu na rosnące zainteresowanie produkcją biowodoru w najbliższym czasie należałoby zdiagnozować potencjał biomasy drzewnej. W kontekście planowanych modernizacji sieci przesyłowych należy uwzględnić planowane wtłaczanie biometanu do sieci gazowej oraz zdecentralizowanie źródeł wytwarzania energii – rozwój mikroinstalacji. Na terenach, gdzie ze względu na brak odpowiedniej infrastruktury planuje się zbudować mikro sieci. Rozbudowanie systemu oraz zaangażowanie mieszkańców w produkcje energii wymagać będzie odgórnego zarządzania oraz kontroli. Wraz z budową nowych instalacji oraz przyłączaniem ich do sieci należałoby rozważyć wprowadzenie WSE.

Osiągnięcie samowystarczalności energetycznie będzie procesem stopniowym. Poniżej Wprowadzenia poszczególnych zmian i rozwiązań powinno być konsultowane z mieszkańcami oraz poprzedzone analizami inwestycyjnymi.

UTWORZENIE KLASTRA ENERGII „ŻMIGRODZKA SPOŁECZNOŚĆ ENERGETYCZNA”



Rysunek 10. Rekomendacje działań do osiągnięcia samowystarczalności (źródło: opracowanie własne)

11.Załączniki

Załącznik 1. Tauron Dystrybucja plan i dane

Załącznik 2. PSGazownictwa - plan i dane

Załącznik 3. PGNiG Zielona góra - dane

Załącznik 4. Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw

Załącznik 5. Prezentacja Planu energetycznego Żmigród 15.12

Załącznik 6. Założenia do Prawa elektrycznego J. Popczyk

Załącznik 7. Biogazownia w Klastrze Energii Prof. Dach

Założenia do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe dla gminy Żmigród

Autorzy opracowania:

Jan Grzeškowiak

Andrzej Grzesiek

Aleksandra Łukomska

Przy współpracy: prof. Jan Popczyk, prof. Jacek Dach

TAURON Dystrybucja S.A.
Oddział we Wrocławiu
pl. Powstańców Śląskich 20, 53-314 Wrocław

Adres do korespondencji:
ul. Legnicka 60A, 54-204 Wrocław

info@tauron-dystrybucja.pl
Infolinia: +48 32 606 0 616



1042763240



Wrocław, dn. 01.06.2021 r.

DORAGO Energetyka
ul. Łączna 1
63-520 Grabów n/Prosną

TD/OWR/OMR/2021-06-01/0000001
1042860623

Dotyczy: projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Żmigród.

W odpowiedzi na pismo otrzymane w dniu 21.05.2021 r. w załączeniu przesyłamy zebrane materiały do sporządzenia projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Żmigród.

Do pisma załączamy mapę poglądową obszaru gminy wraz z sieciami WN, SN i lokalizacją stacji transformatorowych. Aktualne mapy sieci elektroenergetycznych 110 kV, SN i nN, stacji transformatorowych dostępne są w Wydziale Dokumentacji OMD w Regionie SN i nN Oborniki Śląskie przy ul. Trzebnickiej 101 w Obornikach Śląskich.

Załączamy wyciąg z aktualnego planu rozwoju dla gminy Żmigród objętych realizacją w ramach planu inwestycyjnego w latach od 2021 r. do 2028 r. Plan rozwoju jest opracowywany w perspektywie tylko najbliższych 7 lat.

Obszar gminy Żmigród zasilany jest ze stacji 110/20 kV GPZ R-17 Żmigród zlokalizowanej na obrzeżach miasta.

Przez obszar gminy przebiegają dwie linie napowietrzne 110 kV tj. S-135 relacji Oborniki Śląskie – Żmigród i S-135 relacji Żmigród – Rawicz.

Zabudowane transformatory mocy 25 MVA w stacji R-17 Żmigród zapewniają zasilanie istniejących i przyszłych odbiorców. W ww. stacji na stanowiskach istnieje możliwość ustawienia transformatorów do mocy 63 MVA.

Sieci energetyczne 110, SN i nN i urządzenia są w dobrym stanie technicznym. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej odbiorcom zapewnione jest prawidłową eksploatacją istniejących urządzeń.

Sieć SN jest powiązana pomiędzy sąsiednimi stacjami GPZ co poprawia pewność zasilania energią elektryczną odbiorców. W stacjach GPZ jest zamontowana odpowiednia automatyka zabezpieczeniowa oraz sygnalizacyjna poprawiająca bezpieczeństwo pracy sieci.

Długości linii napowietrznych SN, nN oraz ilości stacji transformatorowych w rozbiciu na typy, moc transformatorów podane zostały w załączeniu.

Na terenie gminy Żmigród pracują obecnie trzy elektrownie fotowoltaiczne o mocy do 1 MW każda.

Na terenie gminy Żmigród pracuje obecnie 261 mikroinstalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 1,888 MW.

Niezbędne inwestycje i modernizacje sieci i urządzeń na terenie gminy Żmigród są realizowane w zależności od potrzeb wynikających z analiz pracy sieci, wymogów eksploatacyjnych oraz wydanych warunków przyłączenia. Modernizacje istniejącej sieci i urządzeń prowadzone są na bieżąco w sposób ciągły.

Przesyłamy wyciąg z ostatnich dwóch lat ze sporządzanych przez TAURON Dystrybucja S.A. sprawozdań odnośnie zużycia energii elektrycznej przez odbiorców zgodnie z obecnie obowiązującymi standardami sprawozdawczości. Nie dysponujemy danymi dotyczącymi prognozy zużycia energii na najbliższe 15 lat.

Załączniki:

1. Wyciąg z Planu Rozwoju TAURON Dystrybucja S.A. na lata 2021 + 2028,
2. Zestawienie stacji transformatorowych,
3. Zestawienie długości linii WN, SN, nN,
4. Mapa sieci WN, SN i nN,

Z poważaniem

TAURON Dystrybucja S.A.

Oddział we Wrocławiu

Kierownik

...Wydziału Planowania i Rozwoju.....

Jarosław Adachowski

Rozdzielnik:

Adresat, OWR/OMR a/a

Sprawę prowadzi:

Grzegorz Wójcik, 71/889-2506, grzegorz.wojcik2@tauron-dystrybucja.pl

TAURON Dystrybucja S.A.
ul. Podgórska 25A
31-035 Kraków

NIP: 611 020 28 60, REGON: 230179216
Kapitał zakładowy (wpłacony): 560.489.734,52 zł
Rejestracja: Sąd Rejonowy dla Krakowa Śródmieścia
XI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego
pod numerem KRS: 0000073321

tauron-dystrybucja.pl

Wykaz stacji SN/nN

Lp	Nazwa stacji SN/nN	Typ stacji	moc zainst. Transformatora [kVA]	Wykonanie stacji
1	R-1533 Bukolewo	Wieżowa	160	Wnętrzowa
2	R-1940 Niezgodą	STS 20/100	100	Napowietrzna
3	R-150-09 Niezgodą	STSKp-20/400-12/12	400	Napowietrzna
4	R-1513 Niezgodą	Wieżowa	250	Wnętrzowa
5	R-1511 Gatka	Wieżowa	160	Wnętrzowa
6	R-150-06 Radziądz	STSp 20/250	250	Napowietrzna
7	R-1463 Radziądz	STS 20/250	250	Napowietrzna
8	R-1510 Radziądz	Wieżowa	160	Wnętrzowa
9	R-1514 Nowe Domy	ŻH-15B	100	Napowietrzna
10	R-150-01 Żmigródek ZUW	Wnętrzowa	400	Wnętrzowa
11	R-153-02 Borzęcin	STSp 20/250	250	Napowietrzna
12	R-1541 Dobrosławice	Wieżowa	250	Wnętrzowa
13	R-1954 Sanie PRZEPOMPOWIA	STSa 20/100	100	Napowietrzna
14	R-1911 Sanie PGR	ŻH-20	100	Napowietrzna
15	R-1540 Sanie	Wieżowa	160	Wnętrzowa
16	R-153-01 Grądzik	STSa 20/100	100	Napowietrzna
17	R-168-08 Kanclerzowice	STSp 20/250	250	Napowietrzna
18	R-1530 Powidzko	Wieżowa	160	Wnętrzowa
19	R-1531 Przodkowice	Wieżowa	200	Wnętrzowa
20	R-1906 Kaszyce Milickie PGR	STS 20/250	250	Napowietrzna
21	R-1532 Kaszyce Milickie	Wieżowa	250	Wnętrzowa
22	R-1902 Kaszyce Milickie	STS 20/250	250	Napowietrzna
23	R-1946 Kaszyce Milickie Osiedle mieszkaniowe	STSa 20/250	250	Napowietrzna
24	R-1528 Grądzik	Wieżowa	160	Wnętrzowa
25	R-168-03 Grądzik	STSa 20/100	100	Napowietrzna
26	R-1529 Kanclerzowice	Wieżowa	160	Wnętrzowa
27	R-1939 Kaszyce Milickie	TWp 20/630	630	Wnętrzowa
28	R-1908 Żmigród ul. Zamkowa	M-124A	630	Wnętrzowa
29	R-1500-6 Żmigród ul. Lipowa	MRw-b2pp 20/630	630	Wnętrzowa
30	R-1500 Żmigród ul. Batorego	Wieżowa	400	Wnętrzowa
31	R-1943 Żmigród HOTEL ul. Poznańska	M-124/B-10-20/630/77	630	Wnętrzowa
32	R-1455 Żmigród	M124-20/630	630	Wnętrzowa
33	R-1935 Żmigród ul. 22-Lipca	M124-20/630	630	Wnętrzowa
34	R-158-01 Żmigród ul. Kolejowa	WSTp 20/630	630	Wnętrzowa
35	R-172-01 Żmigród Oczyszczalnia ścieków	Wolnostojąca	100	Wnętrzowa
36	R-1454 Żmigród ul. Poznańska	D-200	200	Napowietrzna
37	R-1930 Żmigród ul. Poznańska	STSa 20/250	250	Napowietrzna
38	R-1941 Żmigród RPM	WSTp 400	400	Wnętrzowa
39	R-1500-4 Żmigród	Mkbs 20/630	630	Wnętrzowa
40	R-1951 Żmigród DOM KULTURY ul. Wrocławska	M-124B-20/630	630	Wnętrzowa
41	R-1907 Żmigród ul. Kościuszki 2	MUW-20/400	400	Wnętrzowa
42	R-1500-8 Żmigród ul. Rzeźnicka	M-124A	630	Wnętrzowa
43	R-1955 Żmigród ul. Wojska Polskiego 13,14	M-124A	630	Wnętrzowa
44	R-1500-5 Żmigród ul. Szkolna	M-1255B-20/630	630	Wnętrzowa
45	R-1453 Żmigród Szpital	STNK 20/630	630	Napowietrzna
46	R-1904 Żmigród Mleczarnia	M-124/20	63	Wnętrzowa

47	R-1418 Szydłów	Wieżowa	100	Wnętrzowa
48	R-1417 Łapczyce	Wieżowa	160	Wnętrzowa
49	R-1916 Łapczyce	STSa 20/250	250	Napowietrzna
50	R-1520 Kliszkowice	Wieżowa	160	Wnętrzowa
51	R-1903 Kliszkowice PGR	STS 20/250	250	Napowietrzna
52	R-141-02 Kliszkowice Małe	STSp 20/250	250	Napowietrzna
53	R-1945 Bychowo Wodociąg	STSa 20/250	250	Napowietrzna
54	R-1932 Karnice	MRw-bpp 20/630-3	630	Wnętrzowa
55	R-142-01 Borzęcin	STSa 20/100	100	Napowietrzna
56	R-1539 Borzęcin	Wieżowa	160	Wnętrzowa
57	R-1499 Morzęcino	Słupowa	160	Napowietrzna
58	R-1495 Żmigród POM	WSTp 20/630	630	Wnętrzowa
59	R-151-02 Żmigród TECHNIKUM OGRODNICZE ul. Willa	M-124B-20/630	630	Wnętrzowa
60	R-1944 Żmigród	Wnętrzowa	400	Wnętrzowa
61	R-1519 Węglewo	Wieżowa	250	Wnętrzowa
62	R-151-03 Bychowo	STSpb 20/250	250	Napowietrzna
63	R-1521 Bychowo	Wieżowa	160	Wnętrzowa
64	R-1928 Karnice	MRw-bpp 20/630-3	630	Wnętrzowa
65	R-1522 Karnice	Wieżowa	250	Wnętrzowa
66	R-1914 Karnice PGR	STS 20/250	250	Napowietrzna
67	R-1953 Barkówek PRZEPOMPOWNIA	STSa 20/100	100	Napowietrzna
68	R-1523 Barkówek	Wieżowa	160	Wnętrzowa
69	R-151-01 Barkowo SZKOŁA	STSa 20/250	250	Napowietrzna
70	R-1485 Barkowo PGR	ŻH-15	100	Napowietrzna
71	R-1524 Barkowo	Wieżowa	250	Wnętrzowa
72	R-172-02 Żmigród ul. Sienkiewicza	M-125B	250	Wnętrzowa
73	R-172-03 Żmigród	STNku 34-100	100	Napowietrzna
74	R-172-21 Żmigród Baza magazynowa GS ul. Kolejowa	STSa 20/250	250	Napowietrzna
75	R-1947 Kędzle	STSa 20/100	100	Napowietrzna
76	R-1920 KĘDZIE	STS 20/100	100	Napowietrzna
77	R-1526 Kędzle	Wieżowa	250	Wnętrzowa
78	R-1948 Kędzle	STSa 20/100	100	Napowietrzna
79	R-1952 Kędzle	STSa 20/100	100	Napowietrzna
80	R-151-04 Żmigród ul. Kościuszki	TPM	100	Wnętrzowa
81	R-151-05 Żmigród	Kontenerowa	100	Wnętrzowa
82	R-503-43 Wierzbiła	STS 20/250	250	Napowietrzna
83	R-1504 Garbce	Wieżowa	250	Wnętrzowa
84	R-158-04 Borek	STSp 20/250	250	Napowietrzna
85	R-1503 Borek	Wieżowa	160	Wnętrzowa
86	R-1937 Żmigródek MIESZALNIA PASZ	Murowana	100	Wnętrzowa
87	R-158-03 Nowe Domy	STSp 20/250	250	Napowietrzna
88	R-1933 Żmigródek	STSa 20/250	250	Napowietrzna
89	R-158-07 Żmigródek dz. 375	STSR-20/400-K2	400	Napowietrzna
90	R-158-02 Łaskowo-Przywsie FERMA BYDŁA	MST 20/630	630	Wnętrzowa
91	R-1509 Przywsie	Wieżowa	160	Wnętrzowa
92	R-1508 DĘBNO ŻMIGRODZKIE	Wieżowa	250	Wnętrzowa
93	R-1923 Korzeńsko	Wieżowa	250	Wnętrzowa
94	R-1922 Korzeńsko ZAKŁAD PRODUKCJI MEBLI	STS 20/250	250	Napowietrzna
95	R-1949 Korzeńsko	STSa 20/250	250	Napowietrzna
96	R-1913 Korzeńsko PGR PGR	STS 20/250	250	Napowietrzna
97	R-1502 Żmigródek	Wieżowa	250	Wnętrzowa

98	R-1506 Korzeńsko	Wieżowa	250	Wnętrzowa
99	R-158-06 Laskowo	STSp 20/250	250	Napowietrzna
100	R-1950 KĄKOLNO	STSa 20/100	100	Napowietrzna
101	R-1912 Laskowo-Kąkolno PGR	STS 20/250	250	Napowietrzna
102	R-1931 KORZEŃSKO	STSa 20/100	100	Napowietrzna
103	R-158-05 Garbce STOLARNIA	STSp 20/250	250	Napowietrzna
104	R-1505 CHODLEWO	Wieżowa	250	Wnętrzowa
105	R-1956 CHODLEWO	STSa 20/100	100	Napowietrzna
106	R-1905 Żmigródek	STS 20/100	100	Napowietrzna
107	R-1924 Garbce PRZEPOMPOWNIA WODY	STSR 20/250	250	Napowietrzna
108	R-1512 Żmigródek SUSZARNIA	Wnętrzowa	250	Wnętrzowa
109	R-1507 Laskowo	Wieżowa	250	Wnętrzowa
110	R-689-02 Szkółka Leśna	STSp 20/250	250	Napowietrzna
111	R-689-01 Czarny Las	STSa 20/100	100	Napowietrzna
112	R-1535 Osiek Mały	Wieżowa	160	Wnętrzowa
113	R-1536 Osiek Wielki	Wieżowa	250	Wnętrzowa
114	R-170-01 Osiek	STSa 20/100	100	Napowietrzna
115	R-1534 Książęca Wieś	Wieżowa	250	Wnętrzowa
116	R-171-01 Ruda Żmigrodzka	STSp 20/250	250	Napowietrzna
117	R-1538 Ruda Żmigrodzka	Wieżowa	250	Wnętrzowa
118	R-1537 Biedszków	Wieżowa	250	Wnętrzowa
119	R-1910 Jamniki PGR	7H15	100	Napowietrzna
120	R-158-09 Korzeńsko	STSRs 20/400	400	Napowietrzna
121	R-171-02 Ruda Żmigrodzka	STSkp 20/100	100	Napowietrzna
122	R-158-12 Żmigródek S-5	STSRs 20/630	630	Napowietrzna
123	R-141-08 MOP Żmigród S5	STSkp-10,5	160	Napowietrzna
124	R-2006 MOP Morzęcino S5	STSpb-W 20/630	630	Napowietrzna
125	R-2027 Radziądz	STSR 20/250-K1-10,5/12	250	Napowietrzna
126	R-2029 stacja paliw Pieprzyk Korzeńsko	STSp 12/12-20/250/I	250	Napowietrzna
127	R-2039 Żmigród ul. Willowa	MRw-bpp 20/630-3	630	Wnętrzowa
128	R-8008 Bychowo Fotowoltaika	BEK 20/630-7	630	Wnętrzowa
129	WRO8010 Morzęcino BP	MRw-bpp 20/630-3	630	Wnętrzowa
130	R-8012 Morzęcino MOP ORLEN	STNko 13-20/160/1	160	Napowietrzna
131	R-2053 Żmigród ul. Sportowa	STNK 20/400	400	Napowietrzna
132	R-8016 Żmigród Z.P MARKUS	MRw-bpp 20/630-3	630	Wnętrzowa
133	WRO8026 Morzęcino MOP Zachód	MRw-b2pp 20/630-3	630	Wnętrzowa

Wyciąg z Planu Rozwoju

Lp	Nazwa zadania	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Przebudowa linii L-1527 na odcinku od sf nr 13 do R1453 i R-1907 Żmigród	X							
2	Budowa powiązania linii L-158 20 kV z linią L-503 20 kV	X							
3	Modernizacja stacji wieżowej R-1536 Osiek					X			
4	Modernizacja stacji R-1495 Żmigród POM					X			
5	Modernizacja stacji wieżowej R-1541 Dobrosławice					X			
6	Przebudowa stacji słupowej R-1454 Żmigród, ul. Poznańska								
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w m.						X		
7	Kliszkowice, gm. Żmigród								
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Bukolewo (Bukolewo), gm. Żmigród					X			
8	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Powidzko, gm. Żmigród	X			X				
9	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Bychowo gm. Żmigród	X							
	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Osiek gm. Żmigród								
10	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Osiek gm. Żmigród					X			X
11	Przebudowa linii nN i oświetlenia drogowego w miejscowości Osiek gm. Żmigród					X			
12	R-17 Żmigród - Przebudowa rozdzielni 110 kV					X	X		
						X	X		

Zestawienie długości linii WN, SN, nN

Sieć Wysokiego Napięcia 110 kV

Lp	nr linii	typ linii	napięcie [kV]	długość [m]
1	S-135 Oborniki - Żmigród	napowietrzna	110	6 988
2	S-136 Żmigród - Rawicz	napowietrzna	110	13 017

Sieć Średniego Napięcia 20 kV

Lp	typ sieci	typ linii	napięcie [kV]	długość [m]
1	dystrybucyjna	napowietrzna	20	154 368
2	dystrybucyjna	kablowa	20	68 276

Sieć niskiego napięcia

Lp	typ sieci	typ linii	napięcie [kV]	długość [m]
1	rozdzielcza	napowietrzna	0,4	192 557
2	rozdzielcza	kablowa	0,4	99 459

Gmina Żmigród

Gmina Żmigród (KOD GUS: KOD GUS: 0220063, 0220064, 0220065)

Wyszczególnienie	2019		2020	
	Zużycie [MWh]		Zużycie [MWh]	
	kompleksowi	dystrybucyjni	kompleksowi	dystrybucyjni
WN (taryfa A)	0,00	0,00		
SN (taryfa B)	2 172,98	6 795,75	1 975,39	7 567,03
Nn (taryfa C, G, R)	14 996,38	5 763,91	15 095,49	5 418,63
w tym:				
C	4 087,94	Brak podziału w sprawozdaniu	3 697,22	Brak podziału w sprawozdaniu
R	0,00		0,00	
G	10 908,44		11 398,27	

29 729,01

30 056,54

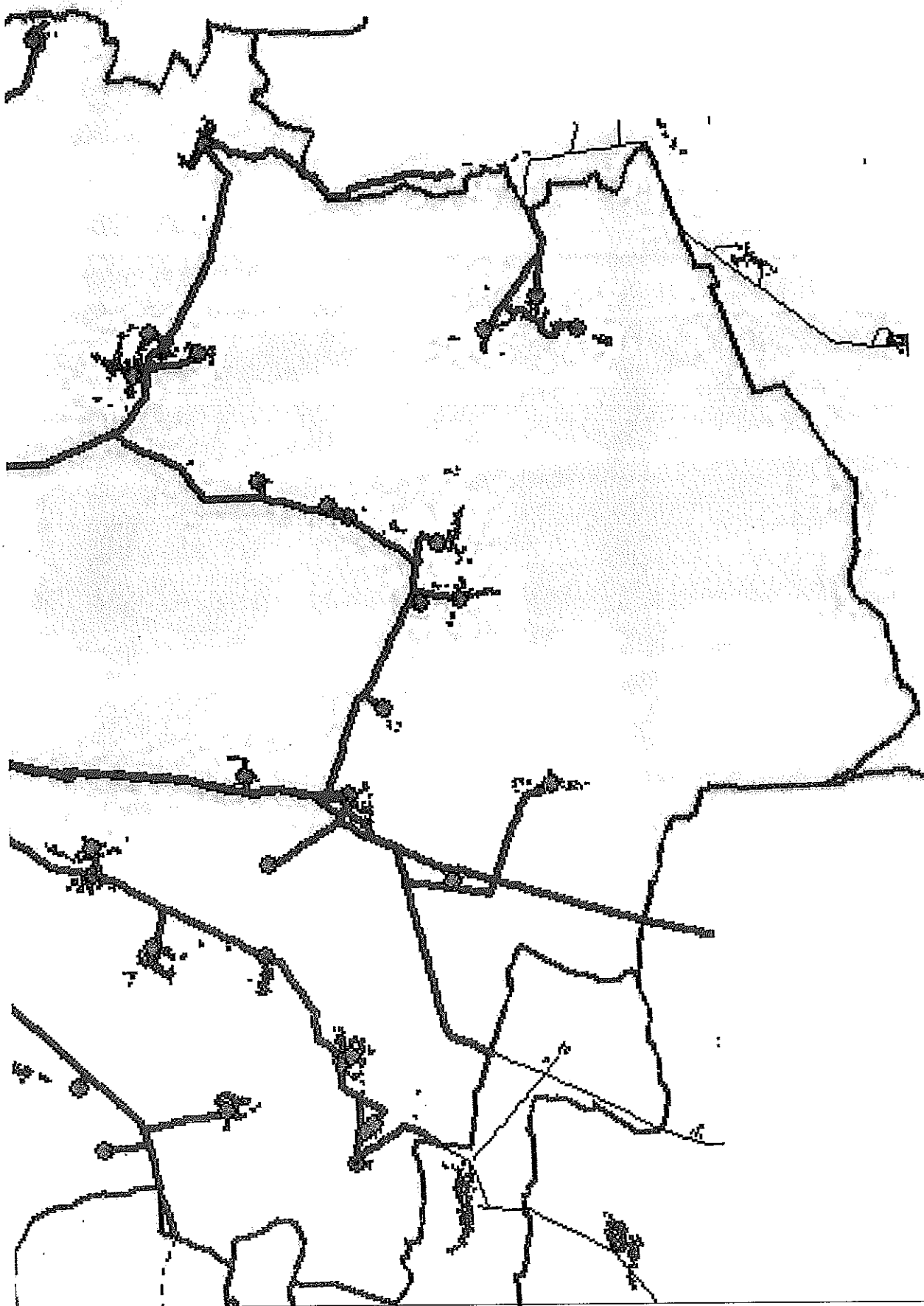
Miasto Żmigród (KOD GUS: 0220064)

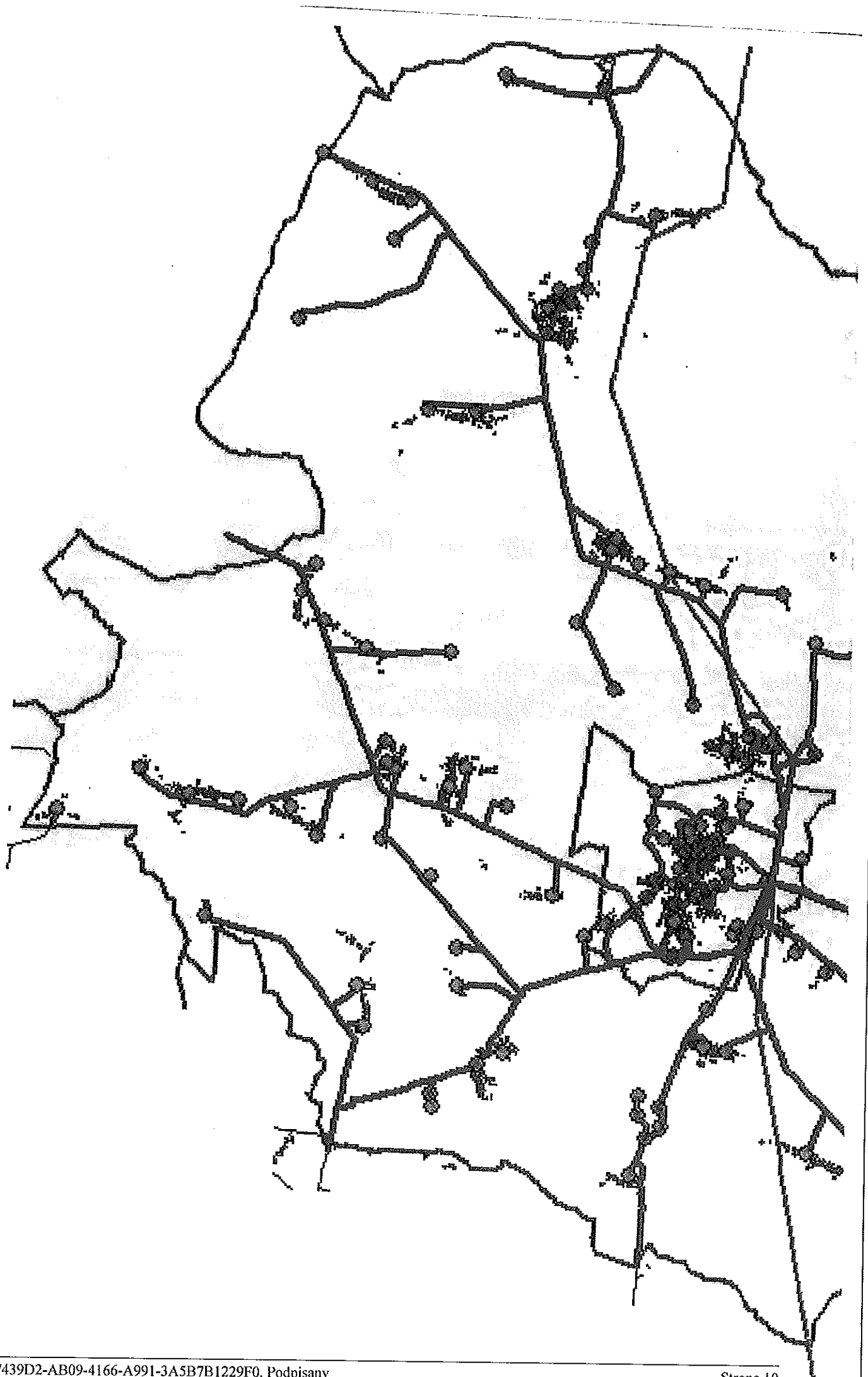
Wyszczególnienie	2019		2020	
	Zużycie [MWh]		Zużycie [MWh]	
	kompleksowi	dystrybucyjni	kompleksowi	dystrybucyjni
WN (taryfa A)	0,00	0,00	0,00	0,00
SN (taryfa B)	311,39	5 390,32	0,00	4 708,25
Nn (taryfa C, G, R)	6 115,11	3 480,07	6 198,61	3 312,09
w tym:				
C	1 793,81	Brak podziału w sprawozdaniu	1 653,83	3 279,49
R	0,00		0,00	
G	4 321,30		4 544,78	

15 296,89

14 218,95

Poglądowa mapa sieci
WN, SN, nN
Gmina Żmigród







Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
Oddział Zakład Gazowniczy we Wrocławiu
ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław
tel. 71 364 95 05, faks 71 336 71 06

Dział Rozwoju
tel. (71) 364 92 07

DORAGO Energetyka
ul. Łączna 1
63-520 Grabów n/Prosną

Wasz znak:
Nasz znak: PSGWR.RODZ.422.002.208.001.PZ.21

Wrocław, 28.06.2021 r.

Dot.: „Opracowania Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gazowe dla obszaru Gminy Żmigród na okres 15 lat”

Szanowni Państwo,

odpowiadając na pismo z dn. 14.06.2021 r. (data wpływu 14.06.2021 r.) w sprawie „Opracowania Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Żmigród na okres 15 lat” przekazujemy następujące informacje, których ujawnienie nie będzie sprzeczne z interesem Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o.:

• Charakterystyka systemu zaopatrzenia w paliwa gazowe Gminy Żmigród

Długość sieci dystrybucyjnej:

Gazociągi	Długość sieci [m]			
	Niskiego ciśnienia	Średniego ciśnienia	Podwyższonego średniego ciśnienia	Wysokiego ciśnienia
Dystrybucyjne	19 132	5 765	0	0

Jednocześnie nadmieniamy, że przez przedmiotowy obszar przebiegają gazociągi wysokiego ciśnienia oraz zlokalizowane są dwie stacje redukcyjno-pomiarowe I stopnia. W zakresie ich parametrów należy wystąpić do operatora tej sieci tj. Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Oddział we Wrocławiu, ul. Gazowa 3, 50-315 Wrocław.

kl

Ilość przyłączy:

Przyłącza niskiego ciśnienia	Przyłącza średniego ciśnienia
621 [szt.]	15 [szt.]
8 498 [mb]	268 [mb]

Ilość stacji redukcyjnych / redukcyjno-pomiarowych:

L.p.	Opis	Ciśnienie [kPa]	Przepustowość [m ³ /h]
1	Stacja redukcyjno-pomiarowa II-go stopnia Żmigród ul. Kolejowa RG	0,30	3000
2	Stacja redukcyjno-pomiarowa II-go stopnia Żmigródek	0,30	1600
3	Stacja redukcyjna II-go stopnia Żmigród ul. Rybacka	0,30	600

• **Schemat i mapa systemu gazowniczego**

W załączeniu przekazujemy mapę poglądową z naniesioną infrastrukturą techniczną sieci – załącznik mapowy nr 1. Informacje w zakresie istniejącej sieci gazowej w formie graficznej są dostępne również w terenowych biurach geodezyjnych i katastralnych.

• **Struktura odbiorców gazu ziemnego, zapotrzebowanie i zużycie gazu ziemnego, liczba z podziałem na grupy taryfowe**

Ww. informacje, są sporządzane przez sprzedawców paliwa gazowego. W Państwa gestii jest skierowanie pytania, w zakresie niniejszych danych, do sprzedawcy obsługującego dany obszar, identyfikując go za pośrednictwem powszechnie dostępnych źródeł informacji.

4

• Plan rozwoju i modernizacji systemu gazowniczego

W Planie Rozwoju na lata 2020 – 2024 w zakresie dotyczącym Gminy Żmigród zostały ujęte głównie zadania związane z realizacją bieżących przyłączy w zakresie niewielkiej rozbudowy sieci i budowy przyłączy, dla których rachunek ekonomiczny wykazuje opłacalność inwestycji, w myśl ustawy Prawo energetyczne. Podstawą planowania rozwoju sieci jest osiągnięcie kryterium poprawności technicznej i efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia. W celu przeprowadzenia oceny, przed podjęciem ostatecznej decyzji o gazyfikacji obszarów, na których nie występuje sieć gazowa, opracowywane są koncepcje gazyfikacji. Podstawą do ich opracowania są materiały źródłowe takie jak: miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego, studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, projekty założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwo gazowe oraz inne dostępne materiały. Impuls do rozpoczęcia powyższych działań stanowią najczęściej zgłoszenia mieszkańców, inwestorów, czy władz lokalnych.

• Plan przedsięwzięć racjonalizacji użytkowania gazu ziemnego

• Prognozy zużycia gazu ziemnego w okresie 15 lat

Ww. informacje, są sporządzane przez sprzedawców paliwa gazowego. W Państwa gestii jest skierowanie pytania, w zakresie niniejszych danych, do sprzedawcy obsługującego dany obszar, identyfikując go za pośrednictwem powszechnie dostępnych źródeł informacji.

Sprawę prowadzi Sylwester Czerwiński, email: sylwester.czerwinski@psgaz.pl, tel. (71) 364 92 07.

Z poważaniem

Załącznik:

1. Mapa pogładowa.

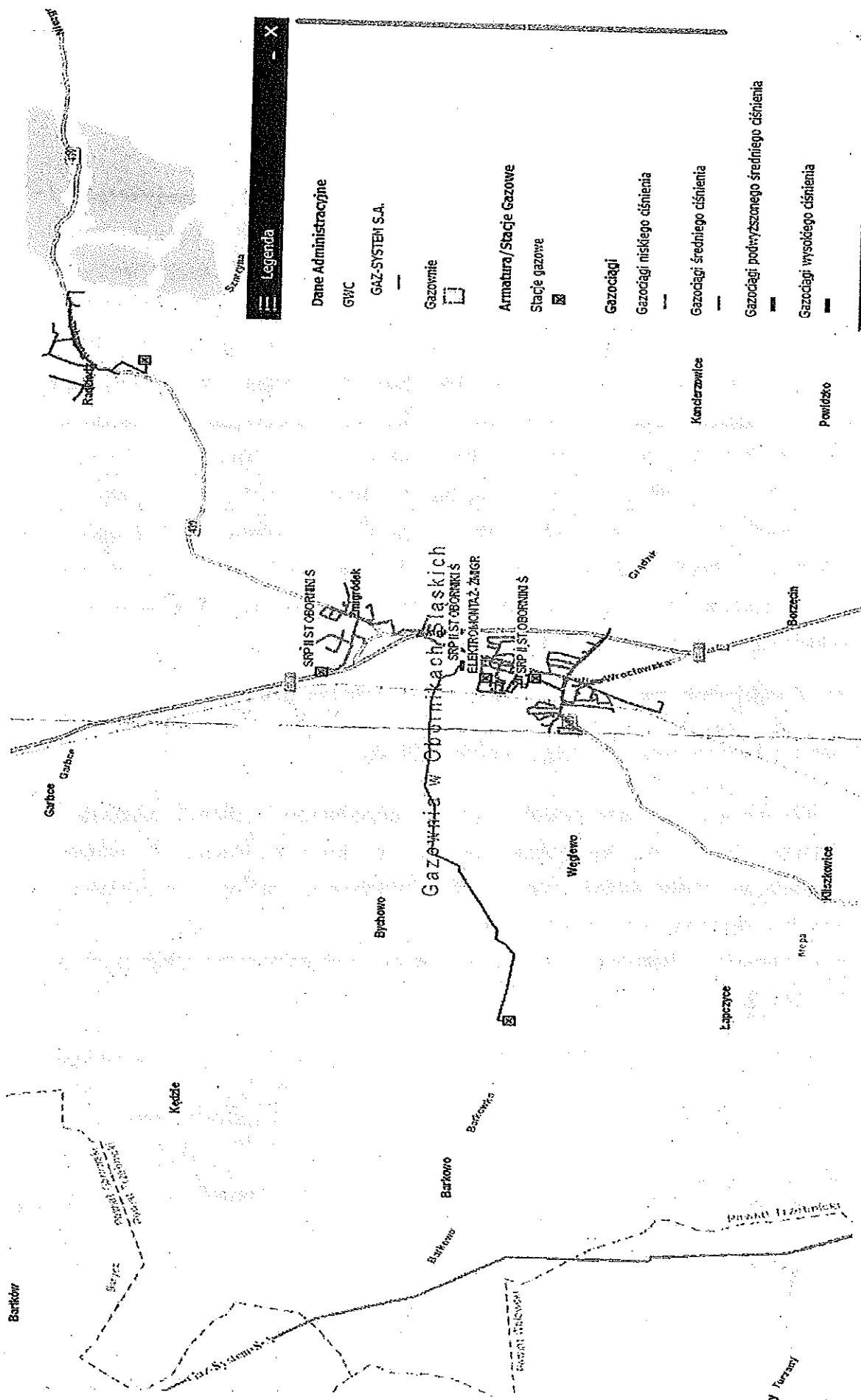
Otrzymują:

1. Adresat,
2. RODZ a/a.

Prokurent
Rafał Borutko

Prokurent
Jacek Kawula

KIEROWNIK
Dział Rozwoju
Łukasz Przysucha



Legenda	
[Symbol]	Dane Administracyjne
[Symbol]	GWC
[Symbol]	GAZ-SYSTEM S.A.
[Symbol]	Gazownie
[Symbol]	Armatura/Stacje Gazowe
[Symbol]	Stacje gazowe
[Symbol]	Gazociągi
[Symbol]	Gazociągi niskiego ciśnienia
[Symbol]	Gazociągi średniego ciśnienia
[Symbol]	Gazociągi podwyższonego średniego ciśnienia
[Symbol]	Gazociągi wysokiego ciśnienia

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
Oddział w Zielonej Górze

Dział Uzgodnień Zewnętrznych
ul. Boh. Westerplatte 15, 65 – 034 Zielona Góra
tel. 68 32 91 341
iwona.wantuch@pgnig.pl

DORAGO Energetyka
ul. Łączna 1
63 – 520 Grabów n/Prosną

Wasz znak:
Nasz znak: TK.072.24(12).21

Zielona Góra 23.07.2021 r.

Dot.: Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Żmigród na okres 15 lat.

Szanowni Państwo,

W nawiązaniu Państwa pisma (data wpływu 18.05.2021 r.) uprzejmie informujemy, że na terenie gminy Żmigród znajdują się złoża gazu ziemnego: Borzęcin i Radziądz, dla których PGNiG S.A. w Warszawie posiada koncesje na wydobywanie gazu ziemnego.

Na terenie gminy Żmigród PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze posiada następującą sieć gazową:

1. Stacja gazowa Borzęcin w m. Karnice:
 - przepustowość 3 000 nm³/h,
 - maksymalne ciśnienie robocze (MOP) 6,3 MPa,
 - rok budowy 1989;
2. Stacja gazowa Żmigródek w m. Żmigródek:
 - przepustowość 1 600 nm³/h,
 - maksymalne ciśnienie robocze (MOP) 6,3 MPa,
 - rok budowy 1993;
3. Stacja gazowa Radziądz w m. Radziądz
 - przepustowość 320 nm³/h,
 - maksymalne ciśnienie robocze (MOP) 6,3 MPa,

- rok budowy 1990;
- 4. Gazociąg DN 250 relacji Aleksandrowice – Borzęcin, PN 6,3 MPa , rok budowy 1975;
- 5. Gazociąg DN 200 relacji Borzęcin – Radziądz, PN 6,3 MPa, rok budowy 1973;
- 6. Gazociąg DN 80 odboczka do SRP Żmigródek, PN 6,3 MPa, rok budowy 1993;
- 7. Gazociąg DN 80 odboczka do SRP Radziądz, PN 6,3 MPa, rok budowy 1993;
- 8. Gazociąg DN 300 relacji Aleksandrowice - Załęczce, PN 6,3 MPa, rok budowy 1973;
- 9. Gazociągi od odwiertów do ośrodków zbioru gazu.

W załączeniu przesyłamy mapę przeglądową w skali 1 : 50 000 z zaznaczoną lokalizacją ww. złóż oraz infrastrukturą Oddziału (gazociągi, odwierty).

Jednocześnie informujemy, że gaz zaazotowany podgrupy Ls pochodzący z lokalnych złóż dostarczany jest w pierwszej kolejności lokalnie do stacji gazowych Borzęcin, Żmigródek i Radziądz. Pozostała ilość wydobywanego gazu jest przesyłana do Odazotowni w Odolanowie, w celu jego przetworzenia w gaz wysokometanowy, którego odbiorcą jest Krajowy System Gazu Wysokometanowego.

Zaznaczamy, że gazociągi należące do PGNiG S.A. w Warszawie Oddziału w Zielonej Górze zgodnie z art. 3 pkt 11c) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 716 ze zm.) należą do sieci gazociągów kopalnianych.

Jednocześnie informujemy, że złoża znajdujące się na terenie gminy Żmigród są w znacznym stopniu wyeksploatowane i PGNiG S.A. w Warszawie Oddział w Zielonej Górze nie dysponuje nadwyżkami gazu.

W związku z powyższym w celu uzyskania informacji na temat możliwości zasilania w paliwa gazowe odbiorców z terenu gminy Żmigród należy zwrócić się do Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu.

Z poważaniem,

ZASTĘPCA DYREKTORA
ds. Wydobywa

Grzegorz Kowalski

Załączniki:

- mapa przeglądowa w skali 1 : 50 000



Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw

Numer projektu:

UC99

Rodzaj dokumentu:

projekty ustaw

Typ dokumentu:

C – projekty implementujące UE

Informacje o przyczynach i potrzebie wprowadzenia rozwiązań planowanych w projekcie:

Obecne regulacje zawarte w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2020 poz. 261, z późn. zm.) (dalej: „ustawa OZE”) nie zapewniają skutecznego rozwoju odnawialnych źródeł energii (dalej: „OZE”), w obszarach objętych projektowanymi przepisami.

Projekt w szczególności ma za cel transpozycję dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE nr L 328, z 21.12.2018 r.), zwanej dalej „RED II”, „dyrektywą RED II” lub dyrektywą 2018/2001.

Regulacje, które będą zawarte w nowelizacji dotyczą następujących obszarów:

I. Biometan

II. Kłustry energii

III. Transpozycja RED II w następujących obszarach:

1. Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23-24 RED II)

2. Gwarancje pochodzenia (art. 19 RED II)

3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 RED II)

4. Procedury administracyjne (art. 15-16 RED II)

5. Partnerski handel energią – peer-to-peer (art. 21 RED II)

6. Pozostałe przepisy REDII wymagające wdrożenia

IV. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii (zwanymi dalej „OZE”)

V. Wsparcie kontynuacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia

VI. Hybrydowe instalacje OZE

VII. Morska energetyka wiatrowa (przepisy uzupełniające)

I. Biometan

Osiągnięcie celów klimatycznych, do czego w ramach członkostwa w UE zobowiązana jest Polska, w warunkach krajowych wymaga podejmowania zdecydowanych działań, w tym m.in. wykorzystania krajowego potencjału biometanu, którego rozwój może w istotny sposób pomóc w osiągnięciu ww. celów klimatycznych.

Celem podejmowanych działań jest przyjęcie regulacji wspierających rozwój wytwarzania biometanu. Projektowane regulacje będą w sposób efektywny zachęcać inwestorów do podejmowania decyzji w zakresie budowy instalacji do wytwarzania i oczyszczania biogazu lub biogazu rolniczego, wytwarzania biometanu oraz rozbudowy lub przebudowy istniejących sieci gazowych pod kątem umożliwienia zatłaczania biometanu. Jak wskazano wyżej, stworzenie optymalnych regulacji prawnych, które pozwolą w sposób stymulować stabilny rozwój tego sektora energetyki odnawialnej jest niezmiernie istotne dla realizacji zobowiązań międzynarodowych w zakresie energetyki odnawialnej w horyzoncie długoterminowym.

Istniejące regulacje prawne w zakresie wsparcia OZE nie odpowiadają faktycznym potrzebom w dziedzinie funkcjonowania instalacji wytwarzania biometanu, przez co, w praktyce nie stymulują one rozwoju tego rodzaju inicjatyw. W efekcie, pomimo że zgodnie z obowiązującym stanem prawnym, od kilku lat możliwe jest wprowadzanie oczyszczonego biogazu rolniczego do sieci gazowych dystrybucyjnych, do dnia dzisiejszego żadna tego rodzaju instalacja nie rozpoczęła działalności w kraju. Przeprowadzone analizy wskazują na szereg barier o charakterze prawnym oraz technicznym które są przyczyną takiego stanu i które projektowana ustawa stara się likwidować.

Brak szczegółowych rozwiązań w zakresie rozwoju sektora biometanu uniemożliwia obecnie wykorzystanie potencjału wytwarzania biogazu/biometanu w oparciu o krajowe surowce. Jednocześnie, szacunki wskazują na relatywnie duży potencjał energetyczny samego sektora rolno-spożywczego w zakresie produkcji biogazu rolniczego, który szacuje się na ponad 7,8 mld m³ rocznie („Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”). Z kolei według szacunku spółki PGNiG S.A., krajowy potencjał wytwarzania biometanu wynosi ok. 7 mld m³ ogółem. Niewykorzystane pozostają również możliwości w zakresie efektywnego zmniejszenia emisji CO₂ w sektorach gospodarki takich jak: transport, ciepłownictwo czy elektroenergetyka, do których biometan może być adresowany jako odnawialny zamiennik paliw aktualnie wykorzystywanych.

Należy również mieć na uwadze, że postępujący w kraju wzrost konsumpcji gazu ziemnego, który odbywa się za sprawą m.in. nasilającego się wykorzystania tego surowca na potrzeby działania systemu elektroenergetycznego oraz wzrastającego popytu ze strony sektora transportu, wymagać będzie zwiększenia dostępności gazu ziemnego w sieciach gazowych. W tym kontekście należy wziąć pod uwagę, że zgodnie z założeniami projektu Polityki

energetycznej państwa do 2040 r., krajowe zużycie paliw gazowych będzie systematycznie wzrastać, przekraczając 18 mld m³, a jednocześnie w zaledwie 22% będzie pokrywane z wydobycia krajowego gazu ziemnego szacowanego na poziomie ok. 4 mld m³. Biorąc pod uwagę powyższe, istotnym elementem dla przyszłości oraz bezpieczeństwa energetycznego państwa jest optymalne wykorzystanie lokalnego potencjału wytwarzania biometanu. Biometan wytwarzany z surowców pozyskiwanych w najbliższej okolicy i wprowadzany do sieci gazowej może być w niedalekiej przyszłości istotnym elementem dywersyfikacji dostaw paliw gazowych na krajowy rynek zmniejszając krajowe uzależnienie od importu nośników energii. Rozwój sektora produkcji biometanu oznacza również potrzebę wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, które przy odpowiednim zaprojektowaniu instrumentów wsparcia, będą jednym z istotnych elementów odbudowy polskiej gospodarki po okresie spowolnienia wywołanym pandemią COVID-19.

II. Klastry energii

Kolejnym problemem, który zostanie zaadresowany w projektowanej ustawie jest niewystarczająca dynamika rozwoju klastrów energii. W obecnym stanie prawnym zdiagnozowano szereg barier w tym zakresie, z których do najbardziej istotnych zaliczyć należy wątpliwości interpretacyjne w zakresie samej definicji klastra energii oraz podmiotowego i przedmiotowego zakresu działania klastrów energii, brak regulacji w zakresie rejestracji klastrów energii czy też propozycji instrumentów wsparcia, które promowałyby wykorzystanie OZE w ramach autokonsumpcji członków klastra energii, stanowiąc jednocześnie zachęty do ich lokalnego powstawania.

Należy wskazać, że projektowana ustawa, oprócz rozwiązania ww. problemów, przyczyni się do zrealizowania celów wskazanych w dokumentach strategicznych kraju, takich jak Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR), Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD) oraz Polityka Energetyczna Polski do roku 2040 (PEP 2040).

III.1. Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie

Założenia związane z implementacją RED II

W prawie krajowym brak jest rozwiązań w pełni umożliwiających prawidłową i skuteczną implementację dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE nr L 328, z 21.12.2018 r.), zwanej dalej „RED II” lub dyrektywą 2018/2001 w odniesieniu do regulacji dotyczących ciepłownictwa systemowego w następującym zakresie:

- 1) funkcjonowania mechanizmów pozwalających na realizację wyznaczonego w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 celu w postaci zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia;
- 2) możliwości odłączenia się odbiorcy końcowego od systemu ciepłowniczego (art. 24 ust. 2, ust. 3 oraz ust. 7 dyrektywy 2018/2001);
- 3) obowiązku przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz obowiązku zakupu ciepła z OZE (art. 24 ust. 4 lit. b), ust. 5 i ust. 6 dyrektywy 2018/2001);
- 4) obowiązku informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym (art. 24 ust. dyrektywy 2018/2001);
- 5) obowiązku określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych (art. 24 ust. 8 dyrektywy 2018/2001);
- 6) możliwości publikowania wykazu środków/podmiotów zobowiązanych realizujących cel, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 (art. 23 ust. 3 i 6, załącznik VII dyrektywy 2018/2001);
- 7) obowiązku wprowadzenia systemu gwarancji pochodzenia ciepła z OZE (art. 19 dyrektywy 2018/2001);
- 8) definicji ciepła odpadowego (art. 2 dyrektywy 2018/2001).

Brak wprowadzenia przepisów regulujących ww. kwestie skutkować będzie brakiem implementacji dyrektywy 2018/2001 w tym zakresie.

Dotychczasowe regulacje krajowe dotyczące sektora ogrzewania są dalece niewystarczające w kontekście wymogów wprowadzanych przez wyżej wskazane przepisy dyrektywy 2018/2001. Potrzeba doprecyzowania zasad funkcjonowania ciepłownictwa systemowego wynika także z istniejących luk prawnych skutkujących nieefektywnym energetycznie i ekonomicznie wykorzystaniem potencjału tego sektora krajowej energetyki. Mechanizmy rynkowe w niewystarczającym stopniu stymulują budowę instalacji wytwarzających ciepło z odnawialnych źródeł energii, co w ostatecznym rozrachunku przyczynia się do zwiększenia kosztów transformacji energetycznej krajowej gospodarki oraz grozi niewykonaniem przez Polskę celów w zakresie udziału energii z OZE określonych w dyrektywie 2018/2001. Art. 23 dyrektywy określa, iż każde państwo członkowskie dąży do zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia orientacyjnie o 1,3 punktu procentowego jako roczna średnia wyliczona dla okresów 2021–2025 i 2026–2030, zaczynając od udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia osiągniętego w 2020 r.

W przypadku państw członkowskich, w których nie wykorzystuje się ciepła odpadowego i chłodu odpadowego, zwiększenie udziału ograniczone jest do 1,1 punktu procentowego.

III.2 Rozszerzenie stosowania gwarancji pochodzenia

Gwarancja pochodzenia jest dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z OZE w instalacjach odnawialnego źródła energii.

Wdrożenie RED II wymaga dostosowania przepisów i mechanizmu funkcjonującego już na rynku polskim, które z punktu widzenia funkcjonowania tego systemu mają charakter ewolucyjny. Gwarancje pochodzenia pozostają jednym z kluczowych elementów korporacyjnych umów na sprzedaż energii, stanowiących metodę finansowania rozwoju OZE, bez konieczności zaangażowania środków publicznych i tym samym, z zachowaniem odpowiednich proporcji, rodzaj alternatywy dla obowiązujących systemów wsparcia. Wykorzystanie gwarancji pochodzenia w tym zakresie stanowi warunek potwierdzenia wystąpienia efektu ekologicznego wynikającego z wykorzystania energii objętej taką umową.

III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (KPK OZE)

Regulacje zawarte w ustawie OZE, w jej dotychczasowym brzmieniu nie zapewniają możliwości pełnego wsparcia informacyjnego, którym powinien zostać objęty przyszły wytwórca odnawialnych źródeł energii. Zainteresowany wytwórca OZE bierze udział w licznych postępowaniach, które są prowadzone przez różne organy administracyjne. Niemniej jednak, wnioskodawca nie ma możliwości uzyskania w jednym miejscu informacji, które dotyczą całości przeprowadzanego procesu. Art. 16 RED II stanowi, iż państwa członkowskie powołują lub wyznaczają co najmniej jeden punkt kontaktowy, wobec czego konieczne jest ustanowienie ram prawnych dla niezbędnych do utworzenia KPK OZE

III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych

W zakresie procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w OZE, Dyrektywa RED II stawia wymogi, do których spełnienia zobowiązane są państwa członkowskie Unii Europejskiej. Otoczenie regulacyjne wymiennie wpływa na warunki realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii. Jednym z najistotniejszych elementów sprawnego procesu inwestycyjnego, obok jasności i przewidywalności rozstrzygnięć administracyjnych, jest długość trwania procedur administracyjnych, która może w skrajnych przypadkach skutkować nawet wycofaniem decyzji o podjęciu decyzji o realizacji projektu. W warunkach polskich identyfikuje się kilka rodzajów procedur administracyjnych, które w największym stopniu wpływają na czas realizacji projektów inwestycyjnych, a przez to także oddziałują na rozwój OZE. W szczególności, należy wskazać tu na:

- wymogi środowiskowe,
- wymogi zagospodarowania przestrzennego,
- czas uzyskiwania warunków przyłączenia,
- czas uzyskiwanie koncesji
- czas wydania decyzji o warunkach zabudowy.

Propozycje zmian przepisów proceduralnych będą mieć za cel ich skrócenie lub też dostosowanie w inny sposób – tak aby spełnić wymogi nałożone przez dyrektywę RED II i polepszyć warunki prowadzenia procesu inwestycyjnego przez inwestorów.

III.5. Partnerski handel energią (peer-to-peer) przez prosumenta

Projekt będzie przewidywać wdrożenie art. 21 pkt 2 lit. a dyrektywy RED II, który stanowi, że państwa członkowskie zobowiązane są zapewnić, by prosumenci energii odnawialnej:

- działający samodzielnie lub
- za pośrednictwem koncentratorów
- mieli prawo wytwarzać energię odnawialną, również na własne potrzeby, przechowywać i sprzedawać swoje nadwyżki produkcji odnawialnej energii elektrycznej, w tym m.in. poprzez ustalenia w zakresie partnerskiego handlu (peer-to-peer).

Zgodnie z art. 2 pkt 18 RED II, partnerski handel (peer-to-peer) energią odnawialną oznacza jej sprzedaż pomiędzy uczestnikami rynku:

- na podstawie umowy zawierającej z góry określone warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią, bezpośrednio między uczestnikami rynku albo
- pośrednio, poprzez certyfikowanego uczestnika rynku będącego stroną trzecią, takiego jak koncentrator.

IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE Obecnie obowiązują rozwiązania dedykowane modernizacji instalacji OZE w postaci definicji „modernizacji”, rozumianej

jako wykonanie robót polegających na odtworzeniu stanu pierwotnego lub zmianie parametrów użytkowych lub technicznych instalacji OZE. Natomiast w przypadku gdy modernizacja obejmie instalację OZE, która nie otrzymuje już żadnego wsparcia (w postaci świadectw pochodzenia, w systemie aukcyjnym albo taryfy gwarantowanej), możliwe jest wystawienie takiej instalacji do aukcji po spełnieniu określonych warunków. Co ważne, opisywane mechanizmy zostały wyłączone z notyfikacji programu pomocowego w postaci aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł, zatwierdzonego decyzją Komisji Europejskiej z dnia 13 grudnia

2017 r. SA.43697 (2015/N) – Polska - aukcyjny system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i odbiorców energochłonnych i dotychczas nie uzyskały odrębnej decyzji notyfikacyjnej. Dlatego ważne jest, aby zaproponować nowy system dla instalacji modernizowanych – uzupełniający obowiązujące i notyfikowane systemy wsparcia. Odpowiednie przepisy sprawią, że art. 4 RED II będzie całkowicie wdrożony.

V. Systemy wsparcia kontynuacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15 letniego okresu wsparcia

Równolegle do systemu modernizacji instalacji OZE istnieje potrzeba wdrożenia systemu wsparcia kontynuacyjnego, lecz ograniczającego nakłady na przeprowadzenie niezbędnych inwestycji do poziomu niezbędnego do zachowania bieżącej działalności instalacji OZE.

System ten umożliwiłby pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15-letniego okresu wsparcia. Bez uzyskania projektowanej pomocy wytwórcy energii w ww. instalacjach nie byłoby w stanie utrzymać zdolności produkcyjnych instalacji OZE po zakończeniu okresu wsparcia. Wsparcie powinno dotyczyć uzasadnionych kosztów operacyjnych zapewniających rentowność produkcji energii poprzez pokrycie różnicy pomiędzy kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej.

VI. Hybrydowe instalacje OZE

W związku z coraz ambitniejszymi celami Polski w zakresie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, a także rozwojem technologii magazynowania energii pozwalających na rozciągnięcie możliwości dysponowania mocą instalacji także poza czas bezpośredniego wytwarzania energii w tej instalacji, np. w warunkach bezwietrznych lub po zmroku, istnieje konieczność dostosowania regulacji dotyczących hybrydowych instalacji OZE.

VII. Zmiany w zakresie morskiej energetyki wiatrowej Zmiany ww. ustaw będą odpowiadać na potrzebę wprowadzenia niezbędnych modyfikacji redakcyjno-technicznych, w

celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych w zakresie ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, z późn. zm., zwaną dalej „ustawą offshore”), jak również są rezultatem doświadczeń wynikających ze stosowania ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej oraz ustawy – Prawo wodne, w kontekście przygotowania projektów morskich farm wiatrowych.

Wniosek został przygotowany z inicjatywy własnej Pełnomocnika Rządu do spraw Odnawialnych Źródeł Energii, popartej analizami przeprowadzonymi w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, zainicjowanymi jeszcze w Ministerstwie Energii. Stanowi on również rezultat przeglądu obowiązujących przepisów prawa unijnego i krajowego, uwag przekazanych przez organy administracji państwowej jak również wystąpień organizacji branżowych.

Projekt objęty wnioskiem o wpis ma także za cel w szczególności transpozycję dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE nr L 328, z 21.12.2018 r.).

Istota rozwiązań ujętych w projekcie:

I. Biometan

Proponowanym rozwiązaniem problemów, które zostały zidentyfikowane i opisane powyżej, oraz proponowanym narzędziem interwencji jest nowelizacja obowiązujących aktów prawnych, tj. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz innych ustaw, tj. ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne oraz ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

Szczegółowy zakres zmian ujętych w projekcie ustawy stymulujących rozwój sektora biometanu obejmuje kompleksowy pakiet regulacji eliminujących bariery zidentyfikowane w ramach prowadzonych analiz, w tym:

1) wprowadzenie definicji biometanu, oraz wyłączenie pojęcia biogaz rolniczy z definicji biogazu; w związku z wprowadzeniem pojęcia biometan – wprowadzono również zmiany w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w zakresie pojęcia - paliwo gazowe;

- 2) określenie zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu z biogazu – poprzez utworzenie „rejstru wytwórców biogazu” prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki;
- 3) rozszerzenie zakresu rozdziału 3 ustawy OZE (zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub biopłynów oraz wytwarzania biogazu rolniczego lub biopłynów) o zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego – art. 24 ustawy OZE i kolejne, w szczególności rozszerzenie zakresu podmiotowego rejestru wytwórców biogazu rolniczego o wytwórców biometanu z biogazu rolniczego;
- 4) poszerzenie obszaru działalności spółdzielni energetycznych o możliwość wytwarzania biometanu;
- 5) uchylenie przepisów dotyczących wniosku o wydanie urzędowego potwierdzenia efektu zachęty (art. 47a ustawy OZE) oraz przepisów stanowiących o świadectwie pochodzenia biogazu rolniczego (art. 48 ustawy OZE i kolejne);
- 6) wprowadzenie gwarancji pochodzenia dla biometanu i rozszerzenie zakresu przedmiotowego rejestru gwarancji pochodzenia o dane dotyczące gwarancji pochodzenia biometanu;
- 7) zmiana definicji paliw gazowych w ustawie - Prawo energetyczne.

II. Klastry energii

W zakresie dotyczącym zapewnienia dynamicznego rozwoju klastrów energii projekt ustawy będzie również przewidywać kompleksowy pakiet rozwiązań, który swoim zakresem obejmuje:

- 1) ustanowienie czytelnych zasad zawierania porozumienia o utworzeniu klastra energii oraz doprecyzowanie definicji klastra energii;
- 2) doprecyzowanie przepisów określających zakres podmiotowy, przedmiotowy oraz obszar działania klastra energii;
- 3) stworzenie rejestru klastrów energii oraz określenie zasad jego funkcjonowania;
- 4) zapewnienie warunków rozwoju klastrów energii poprzez wprowadzenie mechanizmu premiowania zużycia na własne potrzeby (tzw. autokonsumpcja) energii wytworzonej przez członków klastra energii;
- 5) ułatwienie współpracy poszczególnych członków klastra energii z operatorami systemów dystrybucyjnych poprzez określenie szczegółowych zasad tej współpracy;
- 6) określenie dla klastrów energii wymagań w zakresie stopnia pokrycia w ciągu roku łącznych potrzeb własnych członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, a także wymogu, aby co najmniej 30%, a od 1 stycznia 2026 r. – co najmniej 50% energii wytwarzanej w rejestrowanym klastrze energii pochodziło z OZE – spełnienie przedmiotowych wymagań będzie warunkiem skorzystania przez dany klastrowy z preferencyjnych rozwiązań przewidzianych w projekcie.

III. 1 Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie

W ustawie o odnawialnych źródłach energii doprecyzuje się przepisy, dotyczące pierwszeństwa zakupu ciepła ze źródeł odnawialnych i instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz wprowadza się zasady wydawania i rozliczania gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu z OZE w celu wypromowania i zainteresowania ekologicznymi dostawami ciepła.

W ustawie Prawo energetyczne konieczne będą zaostrzone warunki obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej oraz warunki odłączania się od sieci systemu nieefektywnego energetycznego, co jest wymogiem Dyrektywy RED II. W zakresie informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym potrzebne jest nałożenie na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązków polegających na publikowaniu na stronie internetowej odpowiednich danych.

W odniesieniu do krajowego celu w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz orientacyjnej trajektorii udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie należy zauważyć, że te wielkości określone zostały w zintegrowanym krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu, wydawanym zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu. Na ministra właściwego do spraw klimatu przewiduje się nałożenie obowiązku monitorowania realizacji powyższego celu. W zakresie obowiązku publikowania wykazu środków i podmiotów zobowiązanych realizujących cel, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001, proponuje się, aby obowiązek taki spoczywał na ministrze właściwym do spraw klimatu, który dane te będzie publikować na swoich stronach Biuletynu Informacji Publicznej.

W ustawie – Prawo energetyczne, w zakresie budowy, modernizacji i przyłączenia źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego, będzie zapewniony zwrot z kapitału zaangażowany w tę działalność.

W ustawie – Prawo energetyczne zostanie uwzględniona możliwość odejścia przez przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji od sposobu kształtowania taryf w sposób uproszczony, jednak z konsekwencją braku możliwości zmiany przyjętego kosztowego kształtowania taryfy dla ciepła.

III.2 Gwarancje pochodzenia

Implementacja dyrektywy REDII wymaga nowelizacji przepisów w szczególności w poniższych obszarach:

1. Przystąpienie Prezesa URE, jako organu wydającego gwarancje pochodzenia w Polsce, do stowarzyszenia AIB, zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia, a w konsekwencji synchronizacja polskiego rejestru z HUB-em prowadzonym przez AIB oraz standardem European Energy Certificate System (EECS).
2. Należyte uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia wobec producenta, który otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia.
3. Uwzględnienie w krajowym porządku prawnym wymogów normy CEN - EN 16325 po jej aktualizacji i zatwierdzeniu.
4. Rozszerzenie rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii („TGE”) o nowe nośniki energii: gaz z odnawialnych źródeł (biometan), w tym wodór, ciepło oraz chłód.
5. Dostosowanie funkcjonalności rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez TGE do nowych przepisów.

III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE

Szczegółowe założenia planowanej ustawy w zakresie KPK OZE

- KPK OZE, jako punkt elektroniczny.
- KPK OZE stanowi platformę informacyjną dla wnioskodawców. Punkt ten powinien być postrzegany jako pierwszy punkt kontaktowy, w którym wnioskodawca może znaleźć informacje na temat tego, jakie pozwolenia są wymagane dla jego projektu i w jaki sposób te procedury są przeprowadzane, czyli:
 - sposób załatwienia sprawy (listownie lub elektronicznie),
 - podstawowe informacje, które powinien wiedzieć wnioskodawca przed rozpoczęciem postępowania,
 - warunki, które trzeba spełnić, aby przystąpić do danego postępowania,
 - czas w jakim należy załatwić sprawę,
 - organ, właściwy do realizacji sprawy (z możliwością wyszukania za pomocą wpisania nazwy miejscowości lub kodu pocztowego),
 - opis czynności jakie musi spełnić wnioskodawca krok po kroku,
 - przedstawienie czynności wykonywanych przez organ wydający rozstrzygnięcie,
 - koszt postępowania,
 - czas trwania postępowania,
 - odwołanie się od rozstrzygnięcia.

III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych

Aby spełnić obowiązki określone w REDII konieczne jest podjęcie działań umożliwiających przyspieszenie inwestycji w odnawialne źródła energii. Niniejszy projekt ustawy będzie regulować zmiany proceduralne związane z indywidualnym postępowaniem administracyjnym. W celu przyspieszenia inwestycji w OZE należy jednak usprawnić także procedurę przyjmowania gminnych dokumentów planistycznych tj. studium oraz MPZP, które pomimo tego, że są rodzajem procesu politycznego, będącego emanacją samorządności społeczności lokalnej, to jednak w wielu przypadkach stanowi najdłuższy z etapów – bezpośrednio wpływających na długość trwania procesu inwestycyjnego. W tym miejscu należy zaznaczyć, że w ramach administracji rządowej prowadzone są prace nad ograniczeniem długości i istniejącej dotychczas sekwencyjności przyjmowania studium oraz MPZP. Wyniki tych prac będą mieć także pozytywny wpływ na realizację projektów OZE. Modyfikacja planistycznej, a więc społeczno-politycznej fazy procedury administracyjnej – zmiany studium lub MPZP – jest tym istotniejsza, że wypis i wyrys z MPZP potwierdzający możliwość lokalizacji instalacji OZE w danej lokalizacji jest obecnie elementem niezbędnym dla uzyskania warunków przyłączenia i podpisania umowy o przyłączenie.

Niezależnie od powyższego, wskazane jest dążenie do tego, aby na wybranych rodzajach obszarów inwestycje w odnawialne źródła energii mogły być realizowane z ograniczonym wpływem procedur planistycznych. Projekt ustawy będzie zawierać uproszczenia między innymi w obszarach: proces przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, procesy wynikające z prawa budowlanego czy usprawnienie procesu inwestycyjnego.

III.5. Partnerski handel (peer-to-peer) – przez prosumenta

Wprowadzenie możliwości bezpośredniego handlu energią P2P który umożliwi:

- przekazywanie energii nieskonsumowanej przez podmiot posiadający instalację OZE do drugiego podmiotu w celu pokrycia jego zapotrzebowania na energię za pośrednictwem platformy internetowej lub określonych technologii działających jako pośrednik, które zapewnią operatorom rynku cyfrowe połączenia wzajemnie niezbędne do ułatwienia wymiany energii;
- wymianę energii pomiędzy podmiotami poprzez sieć elektroenergetyczną. W tym przypadku nadwyżki energii przekraczające chwilowo sumaryczne zapotrzebowanie obu podmiotów również mogą trafić do sieci elektroenergetycznej.

IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE

Założenia systemu:

- System wsparcia modernizacji będzie mieć zastosowanie do instalacji OZE, których wiek przekracza 15 lat. Dla uproszczenia identyfikacji uprawnionych instalacji wsparcie będzie adresowane do instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego 15-letniego okresu wsparcia (w systemie świadectw pochodzenia lub aukcyjnym lub FIT/FIP).
 - Prawo do nowego wsparcia powinno móc być przyznawane jeszcze przed upływem pierwotnego okresu wsparcia, tak aby umożliwić terminową realizację niezbędnych inwestycji wydłużających cykl życia instalacji.
 - Wsparcie dotyczy kosztów modernizacji nie mniejszych niż 25% nakładów na nową referencyjną instalację OZE, w celu wyeliminowania wspierania napraw i usprawnień o mniejszej wartości, które powinny być finansowane z przychodów z działalności instalacji, bądź wsparcia operacyjnego.
 - Modernizowane instalacje OZE będą konkurować o wsparcie z instalacjami nowymi (m.in. uczestniczyć w tym samym koszyku aukcyjnym). Pozwoli to na zapewnienie odpowiedniej podaży projektów w wybranych koszykach a tym samym skuteczne rozstrzygnięcie ogłoszonych aukcji.
 - System wsparcia modernizacji obejmie inwestycje wpływające na poprawę produkcyjnych parametrów instalacji, dotyczących wytwarzania energii z OZE, tj. modernizację, w tym konwersję.
 - Wsparcie dotyczyć będzie więc jedynie produkcyjnej części instalacji, bezpośrednio związanej z wytwarzaniem energii w tej instalacji (np. turbina, generator).
- W szczególności, wsparcie nie będzie odnosić się do infrastruktury i urządzeń instalacji OZE, które mają jedynie charakter środowiskowy (np. przepławki dla ryb) – nie będą to koszty kwalifikowane w tym systemie.
- Zakłada się, że wsparcie udzielone instalacjom zmodernizowanym wyniesie maksymalnie 15 lat.

V. System wsparcia kontynuacyjnego umożliwiający pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15-letniego okresu wsparcia

W celu umożliwienia pokrycia uzasadnionych kosztów operacyjnych dla technologii: elektrowni wodnych, biomasowych i biogazowych oraz w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii które po zakończeniu 15-letniego okresu wsparcia (w postaci świadectw pochodzenia lub prawa do korzystania z systemu FIT/FIP lub systemu aukcyjnego), są utrzymane w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przez kolejne 10 lat, niezbędne jest ustanowienie nowego, dedykowanego tym instalacjom systemu wsparcia kontynuacyjnego, zapewniającego rentowność produkcji energii poprzez pokrycie różnicy pomiędzy kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej (premii).

Założenia systemu wsparcia kontynuacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15-letniego okresu wsparcia:

- wsparcie nie może być łączone dla tego samego okresu z innym wsparciem operacyjnym (np. rynek mocy, wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji);
- wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i nie podlega regule kumulacji (wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z obu instrumentów);
- poziom wsparcia określany jest dla trzech technologii: elektrowni wodnych, biomasowych i biogazowych oraz w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii.

VI. Zmiany w zakresie morskiej energetyki wiatrowej

Zmiany w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych mają na celu wprowadzenia niezbędnych modyfikacji redakcyjno-technicznych w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych. Stanowi to odpowiedź na uwagi zgłoszone przez Biuro Legislacyjne Senatu na etapie prac nad ustawą offshore w Senacie. Zmiany dotyczące ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i

administracji morskiej mają na celu, m.in. bardziej efektywne planowanie rozwoju infrastruktury służącej do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych Ponadto, proponuje się wykreślenie odniesienia do koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju, ponieważ na podstawie ustawy z dnia 15 lipca 2020 r. o zmianie ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju oraz niektórych innych ustaw uchylono art. 47 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, który stanowił podstawę do wydania przez Radę Ministrów uchwały dotyczącej koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju.

Zmiana ustawy – Prawo wodne przesądza wątpliwości interpretacyjne.

VII. Hybrydowe instalacje OZE

W projekcie zostanie zaproponowana zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozwalają na zdecydowaną poprawę wskaźnika wykorzystania mocy poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej wchodzących w skład instalacji hybrydowej. Zagwarantuje to istotne korzyści wynikające z bieżącej eksploatacji sieci dystrybucyjnej i pozwoli na uniknięcie istotnych wydatków na jej rozbudowę, których poniesienie byłoby konieczne w przypadku podłączania poszczególnych instalacji odnawialnych źródeł energii – bez efektu synergii, ze wzrostem wydajności i stabilności pracy wytwarzania energii elektrycznej osiąganey w przypadku hybrydowych instalacji odnawialnych źródeł energii. Opracowane analizy potwierdzają, iż nie ma możliwości podjęcia alternatywnych w stosunku do projektowanej ustawy środków umożliwiających osiągnięcie zamierzonego celu. Działania regulacyjne które są objęte wnioskiem, poza korzyściami związanymi z rozwojem sektorów objętych regulacją będą wywoływały również określone konsekwencje finansowe, związane m.in. z wpływem systemów modernizacji oraz kontynuacji wsparcia na rachunek końcowy odbiorcy.

Wreszcie, mając na uwadze konieczność:

- 1) wprowadzenia nowych instrumentów nadzoru rynkowego w postaci rejestru wytwórców biogazu i rejestru klastrów energii,
- 2) modyfikacji istniejących instrumentów nadzoru rynkowego, polegającej na poszerzeniu zakresu podmiotowego rejestru wytwórców biogazu rolniczego o wytwórców biometanu z biogazu rolniczego i zakresu przedmiotowego rejestru gwarancji pochodzenia o dane w zakresie gwarancji pochodzenia biometanu,
- 3) transpozycję przepisów dyrektywy REDII,
- 4) konieczność wprowadzenia rozwiązań dla instalacji modernizowanych oraz wsparcie kontynuacyjne dla istniejących instalacji,
- 5) wprowadzenie nowych rozwiązań dla hybrydowych instalacji OZE
- 6) niezbędne usprawnienia dla morskiej energetyki wiatrowej, – niezbędne jest podjęcie prac nad zmianami ustawowymi oraz w stosownych obszarach uwzględnienie w projekcie wpływu ww. planowanych działań na sektor finansów publicznych.

Projekt OSR załączony do niniejszego zgłoszenia do Wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów zawiera materiały analityczne opisujące ww. wpływ w sposób szczegółowy.

Organ odpowiedzialny za opracowanie projektu:

MKiŚ

Osoba odpowiedzialna za opracowanie projektu:

Ireneusz Zyska Sekretarz Stanu, Jacek Ozdoba Sekretarz Stanu

Organ odpowiedzialny za przedłożenie projektu RM:

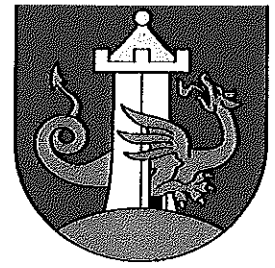
MKiŚ

Planowany termin przyjęcia projektu przez RM:

II kwartał 2022 r.

Informacja o rezygnacji z prac nad projektem:

Status realizacji:



Założenia do „Planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Żmigród na okres 15 lat”

Żmigrodzka Społeczność Energetyczna



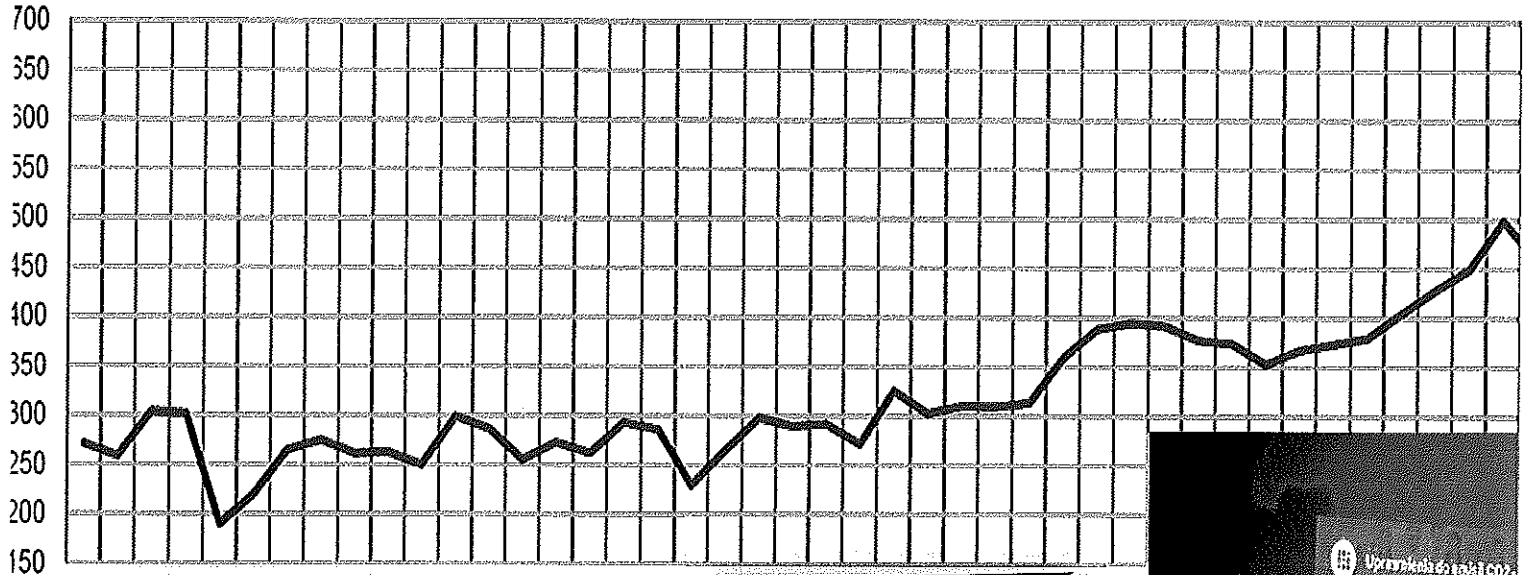
Opracował:
Jan Grześkowiak
Aleksandra Łukomska

15.12.2021

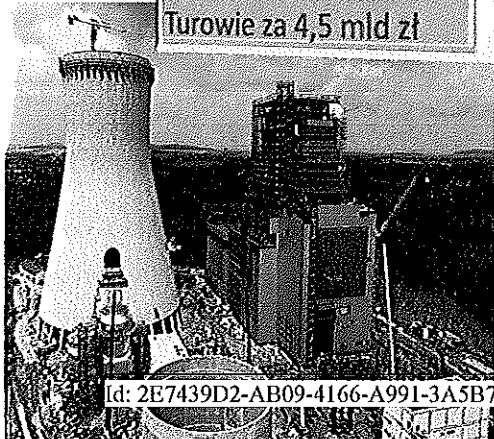
Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Wzrost cen energii elektrycznej w Polsce

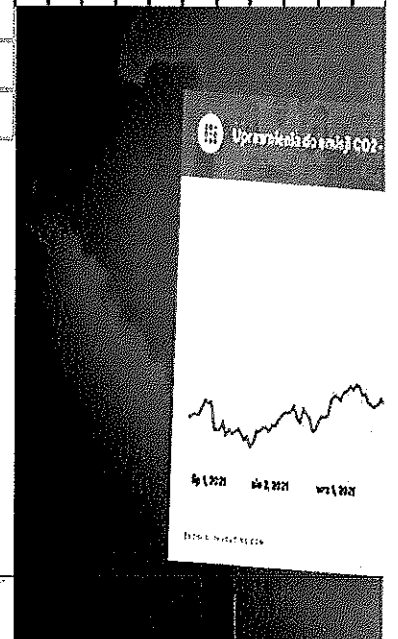
Średnioważone ceny tygodniowe | Weekly Weighted Average Prices | (PLN)



Co z nowym Blokiem w Turowie za 4,5 mld zł

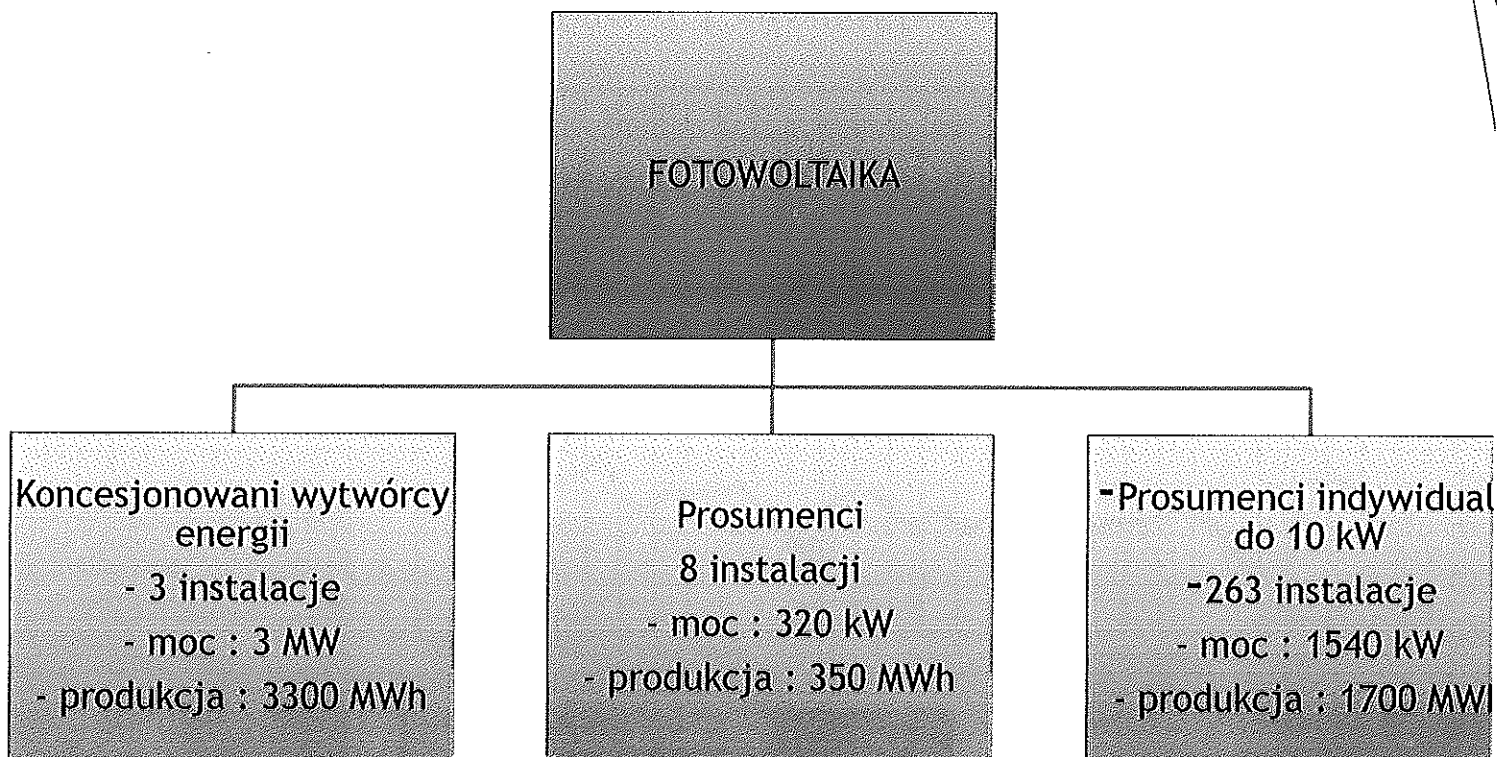


Co dalej z blokiem w Jaworznie za 6 mld zł



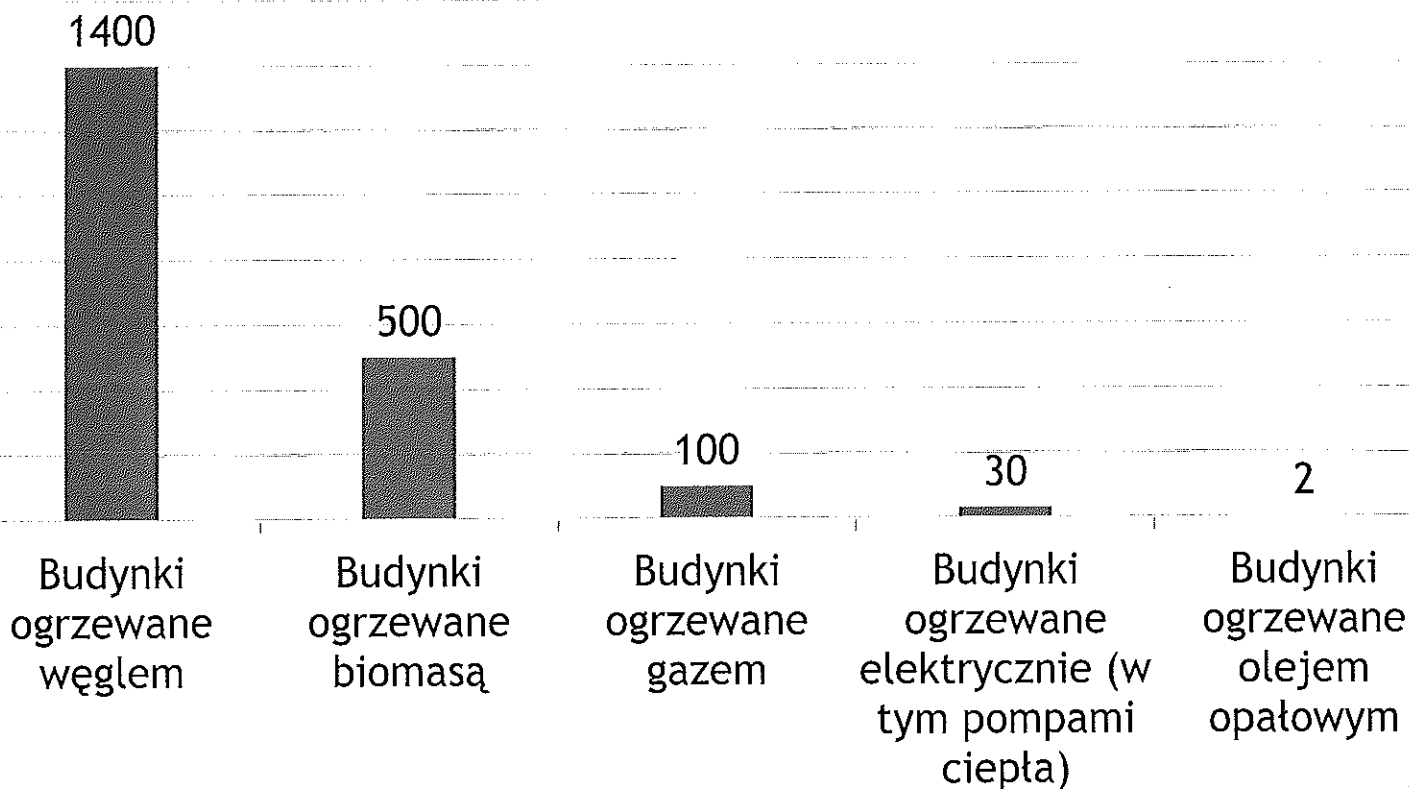
Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Spółeczeństwo energetyczne - wytwórcy i prosumenci energii - stan na dzisiaj



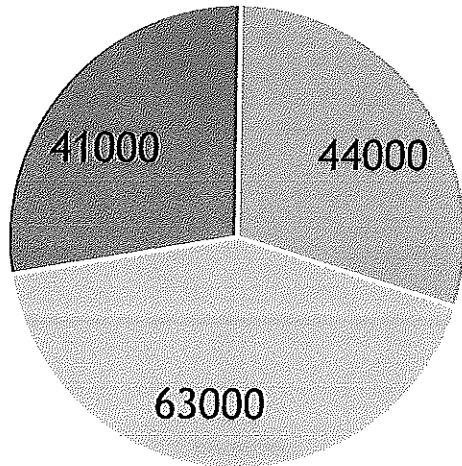
ŁĄCZNA PRODUKCJA : 5350 MWh (12% ZAPOTRZEBOWANIA GMINY)

Charakterystyka sposobu ogrzewania budynków w sołectwach [sztuki]

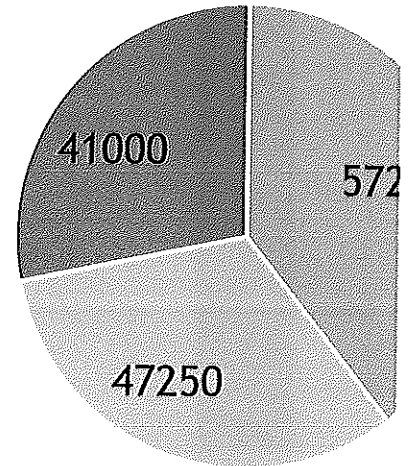


Bilans energetyczny gminy Żmigró

Zużycie obecnie [MWh]



Prognoza zużycia na rok 2025



■ energia elektryczna ■ ciepło ■ transport ■ energia elektryczna ■ ciepło

Łącznie: 148 000 MWh

Łącznie: 145 450 MWh

Jakie koszty energii ponoszą mieszkańcy?

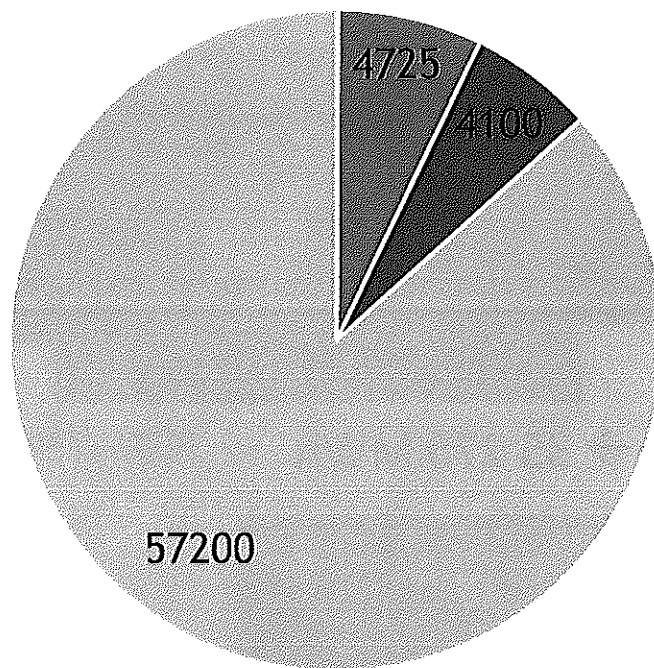
Energia elektryczna: 40 mln zł

Transport: 23 mln zł

95 mln zł !!!

CiId: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Charakterystyka wykorzystania energii elektrycznej w poszczególnych sektorach w 2036 roku [MWh]



■ ciepłownictwo ■ transport ■ reelektryfikacja i rozwój

Łącznie: 66 025 MWh

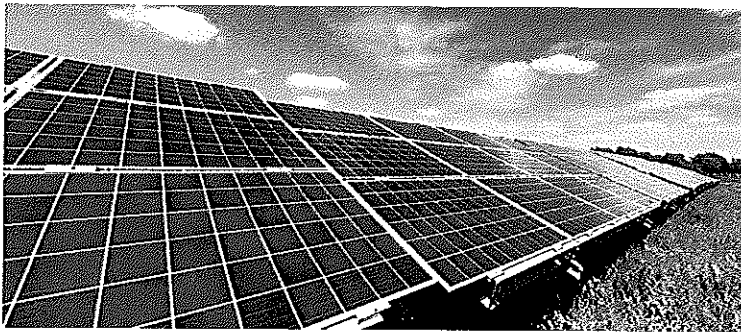
Potencjał produkcji energii elektrycznej z OZE

1. Biomasa → 33 000 MWh



2. Fotowoltaika → 35 275 MWh

<https://www.youtube.com/watch?v>

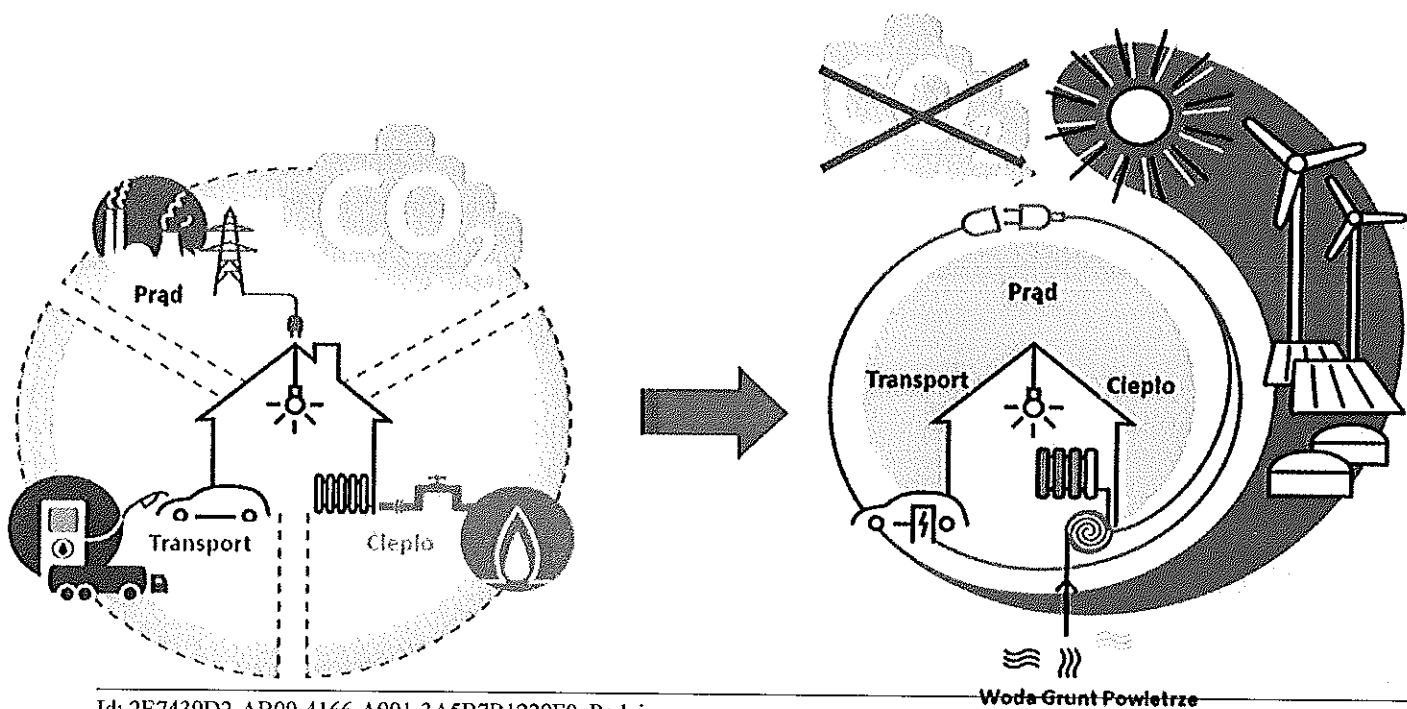


ŁĄCZNA PRODUKCJA : 68 275 MWh (100% ZAPOTRZEBOWANIA GMINY W 2036)

Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Zmiany zachodzące w sektorze energii w Polsce

1. TERMOMODERNIZACJA (RENOWACJA) I EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA
2. ELEKTRYFIKACJA CIEPŁOWNICTWA I TRANSPORTU
3. REELEKTRYFIKACJA I ROZWÓJ



Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Woda Grunt Powietrze

Źródło: BWP/PORT PC

Planowane zmiany wprowadzone do 2036 rok koncepcja autorska

UTWORZENIE KLASTRA ENERGII „ŻMIGRODZKA SPOLECZNOŚĆ ENERGETYCZNA”

PRIORYTET 1

budowa co najmniej jednej
biogazowni/biometanowni

PRIORYTET 1

wydanie warunków środowiskowych na
budowę farm fotowoltaicznych

przeprowadz
po

PRIORYTET 1

zamontowanie paneli fotowoltaicznych
na 1300 budynkach mieszkalnych

PRIORYTET 1

wymiana 1100 pojazdów z napędem
spalinowym na elektryczne

rozbudow
energetycz

PRIORYTET 2

uruchomienie pompy ciepła na
oczyszczalni ścieków

PRIORYTET 2

rozbudowa i modernizacja sieci i
mikrosieci gazowych przy współpracy z
PSG

rozbudowa
pojazdów el

PRIORYTET 3

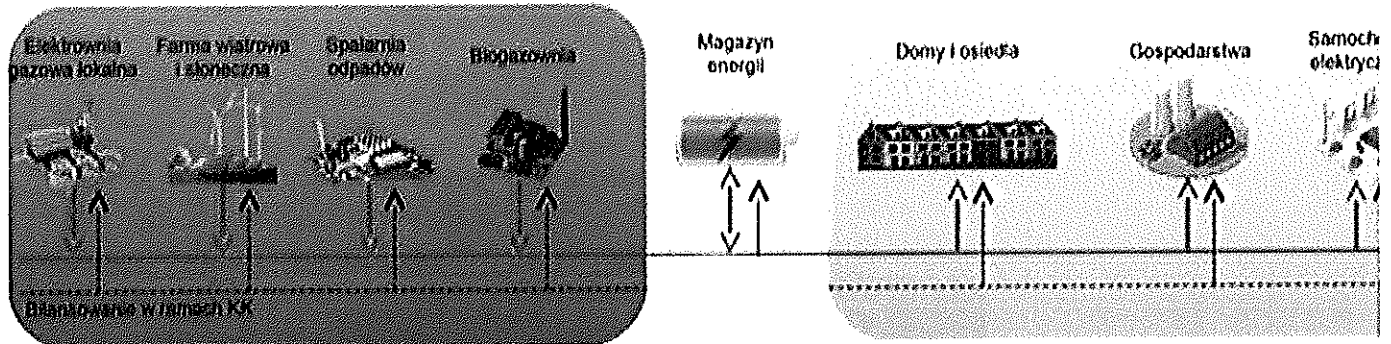
budowa magazynów energii

PRIORYTET 3

Wdrożenie Wirtualnego Systemu
Elektrycznego

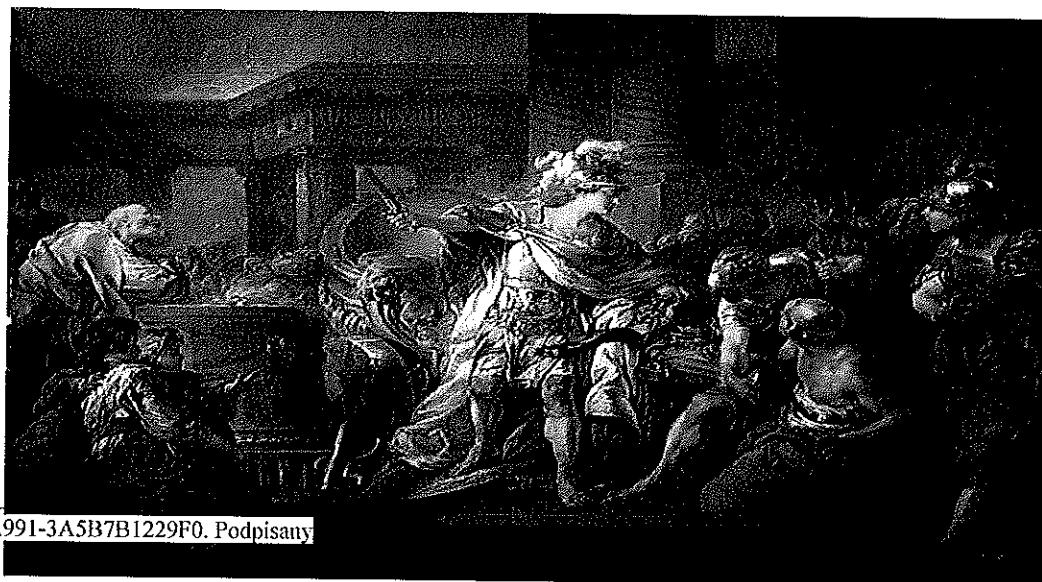
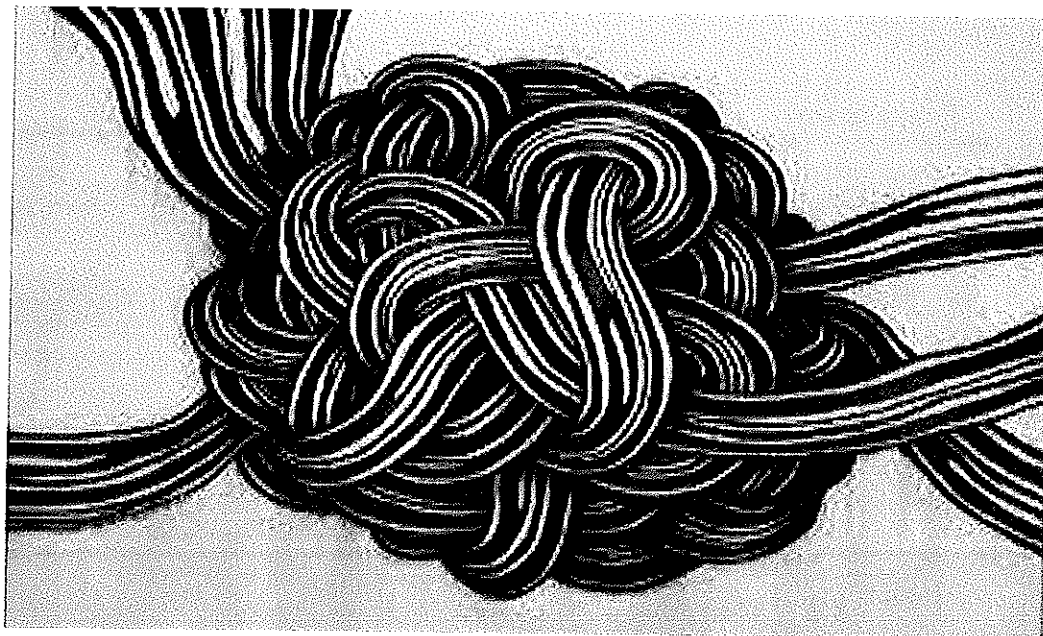
zamontowa

Źródła energii



ODBIORCY ENERGII → WYTWÓRCY ENERGII → OPERATOR ZARZĄDCA → LOKALNI

Przecięcie węzła gordyjskiego



Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany



Dziękuję za uwagę

PRAWO ELEKTRYCZNE

mapa prac rozwojowych i proponowana struktura (rozdziały) ustawy

Jan Popczyk

Losów Prawa elektrycznego nie można pozostawić w rękach tych, którzy wtrącili Polskę w ciąg ostatnich dwóch dekad w pułapkę energetyczną. Dlatego, bo trafna (kompetentna) koncepcja transformacji energetycznej ma istotny potencjał odpowiedzi na pytanie jaka będzie Polska w połowie stulecia. W połowie 2021 r. natomiast rozpoczęcie dyskusji nad Prawem elektrycznym daje szansę weryfikacji każdej takiej koncepcji. O ile tylko będzie to dyskusja na gruncie wartości. Politykom trzeba w tej dyskusji stale przypominać, że to oni są winni. Społeczeństwo trzeba ostrzegać przed osuwaniem się w nihilizm. Klasę średnią pobudzać, jako pierwszą, do odpowiedzialności za transformację energetyczną do elektroprosumeryzmu. Od wszystkich żądać praktykowania wartości. Względem tych, którzy naruszają wartości stosować ostracyzm.

Streszczenie: Prawo elektryczne w połowie 2021 r. staje się w Polsce tematem o krytycznym znaczeniu, zarówno teoretycznym jak i praktycznym. W ujęciu teoretycznym dlatego, że potrzebuje ono doktryny prawnej na miarę zmian których w energetyce dotychczas świat nie doświadczył, na miarę celu jakiego nigdy jeszcze nie musiał realizować. W wielopłaszczyznowym ujęciu praktycznym znaczenie Prawa elektrycznego ujawnia się natomiast w trzech wymiarach. Po pierwsze, ma ono wielką siłę unifikacji dyskusji dotyczącej transformacji energetycznej. Dyskusji, której charakter zmienił się w ciągu kilku lat w trybie przełomowym, ze skrajnie hermetycznego w skrajnie zdemokratyzowany. Dyskusji która w destrukcyjnym trybie (niestety) ogarnia całą przestrzeń publiczną (polityczno-społeczną). Po drugie, Prawo elektryczne ma w sobie potencjał odbudowy wartości (wiary w społeczeństwie, że się je da odbudować) wykraczający daleko poza przedmiot tradycyjnie rozumianej energetyki – chociaż z naturalnych powodów jest on (ten potencjał) na razie dla dominującej części społeczeństwa jeszcze niewidoczny. Dlatego, bo nowe wartości nie wpisują się łatwo w dotychczasowy dychotomiczny system: wartości oświeceniowe (liberalizm) vs konserwatyzm (nacjonalistyczny). Te nowe wartości będą takie jakie ukształtuje młode cyfrowe pokolenie. W cyfrowym odhumanizowanym społeczeństwie żyć się jednak nie da. Cyfryzacja umożliwiająca transformację korporacyjnej energetyki w elektroprosumeryzm w lokalnej przestrzeni kapitału społecznego jest za to pożądanym rozwiązaniem, bo prowadzi do obywatelskiego społeczeństwa, innego niż korporacyjne. Innego przez wyższy poziom odpowiedzialności za demokrację i za środowisko, w tym za klimat. I różnego także przez niższy poziom konsumpcjonizmu (wyższy poziom samoograniczenia). Takie społeczeństwo musi pilnie zrównoważyć w Polsce (co najmniej zrównoważyć) społeczeństwo korporacyjne. Trzecim praktycznym wymiarem jest praktyka legislacyjna. Podjęcie przez legislatorów prac nad przepisami ustawy bez gruntownego zrozumienia mechanizmów transformacji energetycznej w trybie innowacji przełomowej (czyli wpisanie się w dominującą niestety obecnie praktykę) zamiast rozwiązaniem byłoby katastrofą, jedną więcej. Artykuł obejmuje naszkicowaną w streszczeniu problematykę charakterystyczną dla badań rozwojowych i wychodzi na strukturę przepisów Prawa elektrycznego. Tę ostatnią traktuje się jako podstawę umożliwiającą rozpoczęcie prac przez zespoły legislatorów (być może konkurencyjne, konkurencja w tym wypadku byłaby – jak w wypadku całej transformacji TETIP – bardzo pożądana).

Słowa kluczowe: energetyka, transformacja, elektroprosumeryzm, prawo elektryczne

Wprowadzenie

1. Osadzenie Prawa elektrycznego w szerokim kontekście potrzebne w połowie 2021 r. (właściwe dla tego czasu) przedstawia tab. 1. Uwzględnia ono w szczególności gwałtownie komplikującą się sytuację prawną Polski w przestrzeni unijnej. Jest to sytuacja, która na wiele różnych sposobów musi być brana pod uwagę w pracach nad koncepcją (wschodzącego) Prawa elektrycznego oraz jego współlistnienia z Prawem energetycznym – działającym w trybie schodzącym, nadszającym za trybem wygaszania elektroenergetyki (i całej energetyki) WEK-PK.

Tab. 1. Osadzenie Prawa elektrycznego w szerokim kontekście, potrzebne w połowie 2021 r.

koncepcja TETIP do elektroprosumeryzmu -----
<p><i>potencjał koncepcji:</i> 1° - wielokrotnie większa wydajność energetyczna elektroprosumeryzmu względem energetyki WEK-PK, mianowicie: 6-krotnie większa wydajność rynków elektroprosumeryzmu względem rynków energii pierwotnej/chemicznej (węgla, ropy, gazu, paliw jądrowych) oraz 3-krotnie większa względem rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych; 2° - wielokrotne obniżenie kosztów transformacji elektroenergetyki WEK-PK, w szczególności zastąpienie rocznej wartości współczesnych rynków końcowych wynoszącej 200 mld PLN roczną wartością rynku reelektryfikacji OZE w elektroprosumeryzmie (inwestycji rozwojowych, wydatków CAPEX + OPEX) wynoszącej 40 mld PLN, ponadto gwarancja uczestnictwa w Unijnym Programie Odbudowy i Odporności na poziomie nie mniejszym niż 30% (jest to potencjał uczestnictwa wynikający z programu TETIP do elektroprosumeryzmu, opracowanego na podstawie koncepcji TETIP); 3° - pobudzenie za pomocą elektroprosumeryzmu najbardziej pożądanych politycznie procesów w ich trzech wymiarach: społecznym – gospodarczym – środowiskowym (w tym klimatycznym)</p>
trójkąt sił sprawczych transformacji TETIP konceptcja TETIP – reforma DURE – Prawo elektryczne -----
<p><i>potencjał unifikacji:</i> 1° - chodzi o trójkąt, który ma znaczenie lokalne w dwóch aspektach. Mianowicie, jest to trójkąt sił sprawczych charakterystyczny w połowie 2021 r. dla Polski przez koincydencję dwóch kryzysów. Pierwszy, potencjalny, odnosi się do dwóch ustrojowych porządków prawnych transformacji TETIP (Prawo energetyczne, Prawo elektryczne). Drugi, mający miejsce, odnosi się do dwóch ustrojowych porządków prawnych: polskiego konstytucyjnego i unijnego traktatowego; 2° - nadanie koncepcji TETIP statusu siły sprawczej jest w artykule zapowiedzią potrzebnej (koniecznej) unifikacji złożoności elitarniej teorii i prostoty demokratycznej praktyki; podkreśla się, że unifikacja nie może jednak w żadnym wypadku oznaczać wyłącznie popularyzowania specjalistycznej teorii, musi oznaczać także podnoszenie oddolnych kompetencji wdrożeniowych; 3° - dlatego: „odrodzeni” (z nowymi kompetencjami) profesorowie (starzy, młodzi, bez różnicy) muszą rozumieć triplet paradygmatyczny transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu, bo są odpowiedzialni za dostarczenie technik weryfikacji celów politycznych transformacji energetycznej dla potrzeb elektroprosumentów i pretendentów w kontekście niezbędnej redukcji błędów poznawczych tej (takiej) transformacji, zwłaszcza w kontekście ekonomii, w tym kosztów elektroekologicznych; 4° - „odrodzeni” politycy tripletu paradygmatycznego nie muszą rozumieć, ale elektroprosumentów i pretendentów do rynków elektroprosumenckich muszą mieć za sobą, i dlatego profesorów muszą słuchać, chociaż nie przez nich zostaną rozliczeni za rządzenie (reformy), natomiast przez bezosobowe zasady termodynamiki i elektromagnetyzmu to i owszem; 5° - „odrodzeni” legislatorzy – jeśli chcą przywrócić swoją</p>

wiarygodność – nie mają już możliwości ignorowania przełomowości energetycznej rzeczywistości za pomocą silosowego języka sankcjonującego polskie błędy poznawcze energetyki. Więcej – nie mogą stworzyć Prawa elektrycznego, które zamieniłoby transformację TETIP w przestrzeń polityczno-korporacyjnych interesów mających za nic jej (transformacji) triplet paradygmataczny. Muszą rozpoznać szczegółowo mechanizm destrukcji Prawa energetycznego w ciągu ostatnich dwóch dekad; 6° - aby dwa prądkie (Prawo elektryczne, Prawo energetyczne) mogły „pokojowo” współistnieć jasno muszą zostać określone relacje między nimi (muszą zostać precyzyjnie zunifikowane). Stąd status siły sprawczej dla reformy DURE (jako domeny władztwa rządowego). W takiej perspektywie reforma DURE wiąże Prawo elektryczne, nadrzędne, z budową elektroprosumeryzmu (jego rynków wschodzących). W konsekwencji reforma DURE oznacza, że zasadniczą regulacją „wschodzącego” Prawa elektrycznego staje się zasada współużytkowania zasobów KSE. Jednocześnie reforma DURE wiąże Prawo energetyczne z wygaszaniem elektroenergetyki (całej energetyki) WEK-PK (tym samym Prawo energetyczne „automatycznie” uzyskuje status regulacji wygasającej); 7° - obydwie polskie porządki ustrojowe koncepcji TETIP muszą być zunifikowane z unijnym porządkiem prawnym realizacji celów politycznych, które z polityki energetyczno-klimatycznej w ramach programowych 2020 gwałtownie eksplodują na nowe obszary w ramach programowych 2030; 8° - ta nowa sytuacja uprawnia ewentualne starania Polski na rzecz uzyskania dla Prawa elektrycznego statusu regulacji pilotażowej (krajowego sandbox'u) realizowanej przez kraj członkowski na rzecz (europejskiego) JREE, szerzej Europejskiego Zielonego Ładu w powiązaniu z redukcją (unijnej polityki) WPR.

PROGRAM przestrzeń oddolnej realizacji

potencjał elektroprosumenckiego włączenia w realizację programu obejmuje: 1° - masowy segment 12 mln elektroprosumentów w postaci gospodarstw domowych (w tym mieszkańców/pracowników realizujących pracę w trybie on line, korzystających współcześnie z energii elektrycznej w taryfie G); 6 mln w domach jednorodzinnych i 6 mln w mieszkaniach w domach wielorodzinnych, także masowy – chociaż wielokrotnie mniej liczny – segment przedsiębiorców sektora MMSP korzystających współcześnie z energii elektrycznej w taryfach C (1,6 mln odbiorców) i B (40 tys. odbiorców); 2° - samorządy (2,6 tys. JST) realizujące zadania własne, jednak przede wszystkim uczestniczące w nowej roli pretendentów (właściwość prawa miejscowego) do rynków elektroprosumeryzmu, w tym w szczególności do autonomizacji rynków względem zasobów KSE, a także uczestniczące w roli podmiotów realizujących zasadę pomocniczości; 3° - segment pretendentów-innowatorów z sektora MMSP, w szczególności z sektora MSP – obejmujący kilkanaście, najwyżej kilkadziesiąt tys. przedsiębiorców – zdolny do pobudzenia rozwoju nowej generacji całego sektora MMSP (sektora zdolnego finansować własny innowacyjny rozwój, warunkujący jego zdolność do konkurencji na globalnych rynkach elektroprosumeryzmu); 4° - elektroprosumenci segmentu wielko-przemysłowego, czyli odbiorcy korzystający współcześnie z energii elektrycznej w taryfach A – około 500 przyłączy do sieci 110 kV (czyli importowych osłon węzłowych OK4), udział w krajowym zużyciu energii elektrycznej netto około 15%; 5° - elektroprosumenci z obszaru infrastruktury krytycznej obejmującej magistrale kolejowe, autostrady, lotnictwo transkontynentalne i transport oceaniczny korzystający współcześnie z energii elektrycznej w taryfach A (kilkadziesiąt przyłączy do sieci 110 kV; udział całej współczesnej infrastruktury kolejowej w krajowym zużyciu energii elektrycznej netto, to około 2,5%; po zakończeniu transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu udział ten dla całego transportu będzie wynosił ponad 30%).

Prawo elektryczne w przestrzeni unifikacji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu¹

2. Prace nad koncepcją transformacji energetycznej kontynuowane w 2021 r. bez powiązania z prawem elektrycznym stawałyby się coraz bardziej kreacją przestrzeni wypierania dobrych koncepcji (transformacji) przez złe (nie byłoby żadnego powodu, aby w tym wypadku nie zadziałała kopernikańska zasada „dobry pieniądz wypiera zły”). Z kolei Prawo elektryczne, które musi być „ślepe” (musi być Temidą z opaską na oczach), tworzone przez legislatorów bez zrozumienia przez nich prostoty elektroprosumeryzmu (i praktyki transformacji TETIP) byłoby na pewno kulawe i służyło (intencjonalnie lub nie) grupom interesów, natomiast nie Polsce.

3. Dlatego legislatorzy muszą z jednej strony osadzić przepisy Prawa elektrycznego w przełomowej doktrynie prawnej (to jest pierwsze wyzwanie). Musi to być osadzenie, które będzie mieć za podstawę dogłębne zrozumienie koncepcji transformacyjnej (i to jest drugie wyzwanie). Jest sprawą bezdyskusyjną, że rutynowe działanie legislatorów w takiej sytuacji jest niewystarczające. Dlatego potrzebne są prace rozwojowe legislatorów i autorów koncepcji (każdej która się pojawi) prowadzące do wytworzenia wspólnej (zunifikowanej) przestrzeni pojęciowej, do zbliżenia języka.

4. Doktrynę Prawa elektrycznego (inną sprawą jest doktryna elektroprosumencka) trzeba osadzić we współczesnych debatach ustrojowych na temat sprawiedliwości, dobra wspólnego, zasady pomocniczości, humanitaryzacji prawa karnego, ale również relacji prawa naturalnego do prawa stanowionego. Doktrynę tę musi cechować oświeceniowy racjonalizm przejawiający się w całym procesie tworzenia oraz stosowania Prawa elektrycznego. Problematyka związana z Prawem elektrycznym stanowi konglomerat zróżnicowanych zagadnień (jego doktryna prawna musi to uwzględniać): począwszy od potrzebnych prac rozwojowych, władzy która to Prawo będzie tworzyć, społeczeństwa które będzie je realizować, przez kwestię mocy obowiązującej, na enocie samoograniczenia indywidualnego i zbiorowego skończywszy. W ten sposób tworzy się łańcuch zagadnień prowadzących do doktryny „dobro ludu niech będzie najwyższym prawem” stanowiącej zaprzeczenie współczesnego populizmu i zepsucia klasy politycznej. W najbardziej praktycznym aspekcie Prawo elektryczne musi równoważyć dwie potrzeby: pobudzać innowacyjność technologiczną oraz biznesową elektroprosumeryzmu i równocześnie hamować jej negatywne skutki (rozpad więzi społecznych oraz „wybijały” indywidualizm będący w gruncie rzeczy indywidualnym lękiem. Mianowicie, lękiem o utratę własnej pozycji wywołanym indywidualną pychą, która potrzebuje pilnie zrównoważenia w indywidualnej pokorze

¹ Tytułowe Prawo elektryczne jest w artykule tym, które w przełomowy sposób redukuje ustawowy zakres przepisów administracyjnych reformy DURE, i całej transformacji TETIP. Ale aby to osiągnąć legislatorzy muszą wyjść naprzeciw prostocie elektroprosumeryzmu, czyli zrozumieć jego istotę. Tylko takie prawo jest zdolne (w pętli sprzężenia zwrotnego) pobudzać i potem stale wzmacniać innowacyjność technologiczną i biznesową oraz społeczną odpowiedzialność transformacji energetycznej napędzanej mechanizmami rynkowymi, a nie polityką energetyczną. Czyli zagwarantować to, co jest współczesnej Polsce najbardziej potrzebne.

obudzonej w szczególności przez odpowiedzialność za własną sytuacją w obszarze zaspakajania swoich potrzeb energetycznych.

5. Jedynie poprzez prace rozwojowe (w przestrzeni społecznej, w tym w segmencie NGO) prowadzące do wytworzenia wspólnej (zunifikowanej) przestrzeni pojęciowej, wspólnego języka można obecnie dojść do zrozumienia prostoty praktyki realizacyjnej transformacji TETIP. To zrozumienie jest osiągalne po unifikacji² pierwotnej złożoności koncepcji transformacyjnej. W tym miejscu dochodzi się do trzeciego wyzwania związanego z ustawą Prawo elektryczne, wyzwania ze sfery poznawczej, ale także behawioralnej (psychologicznej). Jest nim to, czemu na ogół nie poświęca się uwagi w dyskusji o transformacji energetycznej. Mianowicie, jest to potrzeba rozróżnienia koncepcji (która dopiero po unifikacji jest prosta), i samej transformacji (czyli dokonującego się procesu napędzanego siłami rynkowymi). To rozróżnienie jest etapem w przywracaniu (budowaniu) nowego porządku (na pewno nie „ostatecznego”), po upadku starego (na pewno nie wyłącznie „destrukcyjnego”). Koncepcję muszą tworzyć myśliciele (samotnie), profesorowie (w Akademii, w uczelniach), jest to natomiast zajęcie całkowicie już nieodpowiednie dla popenergetyki. Za to dla popenergetyki przychodzi dobry czas do włączenia się w budowanie rynków elektroprosumeryzmu (wiadomo, że nie wszyscy popenergetycy o tym marzą). Zadaniem Prawa elektrycznego jest stworzenie środowiska prawnego sprzyjającego wyzwoleniu się społeczeństwa ze starego porządku i budowanie nowego.

6. O ile z koncepcją transformacji TETIP wiąże się jej pierwotna teoretyczna złożoność, a sama transformacja, czyli realizacja, krok po kroku, przez każdego elektroprosumenta, i pretendenta do rynków elektroprosumeryzmu indywidualnie (jednak na rzecz ogólnego efektu rynkowego) staje się po unifikacji koncepcji prosta, to trzeba jednak zauważyć, że unifikacja nie jedno ma imię. Imię charakterystyczne dla artykułu, mówi, że jest to przede wszystkim zmiana punktu odniesienia, zmiana „wehikulu” transformacyjnego do którego elektroprosumenci i pretendenci wsiadają. Jeśli za punkt odniesienia przyjąć teraźniejszość (punkt początkowy A transformacji), a wehikulem jest energetyka WEK-PK – z podmiotami zasiedzającymi na rynkach końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych i z ustawą Prawo energetyczne – to złożoność zadania do wykonania przez Polskę (osiągnięcie neutralności klimatycznej w horyzoncie 2050) jest niewyobrażalna, obezwładniająca. Jeśli natomiast punktem odniesienia jest neutralność klimatyczna (punkt końcowy B transformacji), a wehikulem jest elektroprosumeryzm z Prawem elektrycznym oraz z elektroprosumentami i pretendentami jako pasażerami, to zadanie jest proste, w pełni realizowalne, bardzo mocno ugruntowane na podstawach teoretycznych.

7. Wydłużenie łańcucha unifikacji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu o dodatkowe ogniwo w postaci Prawa elektrycznego ma, w kontekście zarysowanym w punktach 1 do 5, jeszcze jedną bardzo ważną przyczynę. Otóż deklaracje (obecne

² Jasne, że pojęcie unifikacji transformacji energetycznej wykorzystywane na platformie PPTE2050 nawiązuje do unifikacji fizyki. I chociaż jest to tylko nawiązane w sensie symbolicznym, a nie ścisłym, to jest niezwykle użyteczne w dyskusji, która wymaga ciągle poszerzania horyzontów, i zwiększania spójności ich społecznej percepcji.

w polskiej przestrzeni publicznej) w połowie 2021 r. pozwalają pozornie mieć nadzieję, że zdecydowana większość społeczeństwa i przynajmniej połowa klasy politycznej, a nawet polityczno-korporacyjny establishment energetyczny zaczynają dostrzegać potrzebę transformacji energetycznej. Głębsza analiza haseł, za pomocą których ta potrzeba jest artykułowana w przestrzeni publicznej, nie pozostawia jednak wątpliwości. Są to hasła „zapamiętane”, ale niestety daleko nieprzemyślane. Są one rutynowo przejmowane ze strefy euro-atlantycznej i zinstytucjonalizowanego świata (czyli z obszaru o bez porównania wyższym poziomie elit politycznych i kapitału społecznego oraz świadomości oświeceniowych wartości).

8. Przejmowaniu haseł nie towarzyszy w Polsce niestety ich zrozumienie (głębsza refleksja). Gorzej, chociaż hasła są przejmowane bez zrozumienia, to z drugiej strony realnie (praktycznie) służą nowemu urzędzaniu się społeczeństwa w mnożących się bez liku narodowych grupach interesów. I jeszcze gorzej, służą metodycznej politycznej dezinformacji, celowemu zwiększaniu przestrzeni błędów poznawczych transformacji energetycznej. Przestrzeni służącej zwłaszcza do socjalnego osadzenia społeczeństwa w nowym Polskim Ładzie. Temu służy też dokonująca się (równoległe z promocją Polskiego Ładu) erupcja psucia Prawa energetycznego za pomocą kolejnych jego nowelizacji wychodzących naprzeciw popenergetyce. Nowelizacji zabezpieczających interesy skorporatyzowanych (branżowych) odbiorców energii elektrycznej, a także grup odbiorców o dużej sile politycznej.

9. W rezultacie w nieprawdopodobnej dynamice ukształtowało się nowe pokolenie młodych energeticusów. To młode pokolenie (energeticusów w zarządach, radach nadzorczych, zespołach doradców, wszyscy ulokowani w państwowych w gruncie rzeczy, chociaż formalnie giełdowych, grupach energetycznych) dołączyło do starych energeticusów. Nowi od wiedzy stronią, za to ochoczo przejęli złe nawyki starych. Takie jak to, że energetyka jest wyjątkowa, i że ci co zasiadają w gabinetach i decydują o miliardach złotych zawsze mają rację. Młodzi energeticusi nie zauważyli, bo politycy dotychczas nie chcieli aby zauważyli, że „narracja” starych energeticusów o monopolu naturalnym, bezpieczeństwie energetycznym, efekcie skali, „odrębnej” ekonomii energetyki jest współcześnie tylko eskapizmem, sentymentalnym powrotem do przeszłości. Ale dla młodych energeticusów (noworyszów) narracja ta z pewnością powiązana, chociaż bez zrozumienia, z hasłami takimi jak np. Europejski Zielony Ład, (Europejski) Plan Odbudowy i Odporności (i innymi) stanowi niestety ciągle ryzyko ich skuteczności w walce o polityczne znaczenie, o przywileje.

10. Dla tych, którzy muszą mierzyć się z życiem takim jakim ono jest (na przykład dla mieszkańców obszarów wiejskich), i którzy z tego powodu wsiadają (jako pretendenci) pierwsi do wehikułu zwanego elektroprosumeryzmem, narracja młodych energeticusów (ze środowisk korporacyjnych) stopniowo staje się na szczęście już nie do przyjęcia, bo lepiej zaczynają rozumieć otaczający świat. Chociaż po swojemu. Na pewno bardziej racjonalnie. W szczególności nie jest to myślenie dychotomiczne: wartości oświeceniowe (liberalizm) vs konserwatyzm (nacjonalistyczny). Poza tym społeczności obszarów wiejskich szybciej niż

było to w niedawnej jeszcze przeszłości zaczynają rozpoznawać osuwanie się całej klasy politycznej w przestrzeń generowania problemów oraz niezdolności do ich rozwiązywania. I szybciej są zdolne rozpoznać własny interes polegający na tym, że obiektywnie pierwsi mogą zrealizować swoją transformację energetyczną, która skompensuje im wygaszaną unijną Wspólną Politykę Rolną. A z drugiej strony uchroni od ponoszenia kosztów wygaszania energetyki WEK-PK (czyli kosztów jej „sprawiedliwej” transformacji), a także od kosztów subsydiowania skrośnego na rzecz korporatyzowanych (mających wpływy politycznie) grup odbiorców energii elektrycznej.

11. Psucie ustawy Prawo energetyczne przez polityków i grupy interesów w ciągu ostatnich dwóch dekad spowodowało, że nie nadaje się ona do wykorzystania inaczej jak tylko w trybie schodzącym. W rezultacie w 2021 r. ustawie tej trzeba nadać status ustawy (schodzącej) służącej wygaszeniu w ciągu trzech dekad całej elektroenergetyki WEK-PK (i więcej – całej energetyki WEK-PK). Status ustawy schodzącej jest potrzebny po to, aby uniemożliwić jej nowelizacje wychodzące na obszar rozwojowy, mianowicie budowy elektroprosumeryzmu, za pomocą starych narzędzi: politycznej polityki energetycznej, korporacjonizmu i biznesowego efektu skali, technologicznego (technicznego) efektu skali, a także nic już nieznaczącego w praktyce (realnie) bezpieczeństwa energetycznego.

12. Tu pojawia się wielki problem unifikacji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu oraz polskich celów politycznych w postaci Polskiego Ładu oraz Krajowego Planu Odbudowy. W szczególności nie ma w połowie 2021 r. nawet najmniejszych podstaw na racjonalność planu uchwalenia w kolejnych miesiącach – bez gruntownych (praktycznie bez żadnych) prac rozwojowych – 150 racjonalnych ustaw wdrażających Polski Ład, którego politycznym kręgosłupem powinna być transformacja energetyczna mieszcząca się w ramach programowych Europejskiego Zielonego Ładu i neutralności klimatycznej 2050. To oznacza, że będą to ustawy do politycznej dystrybucji funduszy programu KPO (jeśli Polska uzyska do nich pełny dostęp). Inaczej, ustawy pełniące w rzeczywistości rolę dekretów ustanawianych w imieniu systemu polityczno-partyjnego, z naruszeniem Konstytucji RP i Traktatu o Unii Europejskiej (w nowożytnej historii system rządzenia przez Biuro Polityczne Partii zapoczątkował Lenin w 1919 r.).

Historyczne środowisko ustawy Prawo elektryczne

13. Jeśli ustawa Prawo elektryczne jest potrzebna po to, aby zmienić (w trybie przełomowym) ustrój prawny w obszarze, który nazywamy energetyką WEK-PK, to oznacza to, że trzeba ją współcześnie rozpatrywać w Polsce jako szósty etap ustrojowych zmian prawnych w tym obszarze. Taka perspektywa jest niezbędną do wyzwolenia się z trybu naśladowczego tworzenia regulacji prawnych, ukierunkowanych na „obsługę” coraz liczniejszych polityczno-korporacyjnych grup interesów.

14. Pierwszym etapem, otwierającym drogę do pierwotnej elektryfikacji Polski po odzyskaniu niepodległości w 1918 r. była ustawa elektryczna przyjęta przez Sejm Ustawodawczy w 1922 r. [1]. Była to ustawa, jedna z pierwszych i najnowocześniejszych

w Europie. Wprowadzała fundamentalne pojęcie zakładu elektrycznego. W okresie do II wojny światowej powstało około 3 tys. takich zakładów [7]. Były to wyspowe zakłady z elektrowniami o mocy do 100 MW. Największą moc (100 MW) osiągnęły przemysłowe elektrownie Chorzów i Łaziska (elektrownie „elektroprosumenckie”, chociaż tak się wówczas nie nazywały). Ponad 170 zakładów elektrycznych miało elektrownie powyżej 1 MW. Około 400 zakładów miało elektrownie 0,1 do 1 MW. Około 450 zakładów samorządowych (komunalnych) miało elektrownie do 0,1 MW. Prywatni właściciele mieli prawie 2 tys. elektrowni do 0,1 MW. Ustawa elektryczna z 1922 r. przyznawała właściwemu ministrowi prawo nadawania uprawnień rządowych na prowadzenie zakładu elektrycznego. Przy tym ustawa umożliwiała wykup zakładu elektrycznego na rzecz państwa, przy silnej ochronie własności prywatnej. Umożliwiała także ewentualne przeniesienie przez ministra prawa własności na jednostkę samorządową lub na związek takich jednostek.

15. Drugim etapem było niemieckie prawo okupacyjne. Było ono zróżnicowane na zachodnich obszarach Polski, wcielonych do III Rzeszy Niemieckiej, oraz w Generalnej Gubernii. Na zachodnich obszarach okupant uchylił polską ustawę elektryczną z 1922 r. i wprowadził (za pomocą zarządzenia z 1940 r.) ustawodawstwo niemieckie. Mianowicie była to ustawa o popieraniu gospodarki energetycznej z 1935 r. (ta, podobnie jak polska ustawa elektryczna była jedną z najnowocześniejszych w Europie). Na obszarze Generalnej Gubernii w mocy pozostały przepisy ustawy elektrycznej z 1922 r. Jednak w jednym i drugim wypadku na mocy zarządzeń i dekretów gospodarka energetyczna została podporządkowana niemieckim celom wojennym. Służyły temu w szczególności dwa rodzaje przepisów regulujące funkcjonowanie dwóch urzędów: państwowego dyspozytora mocy (odpowiedzialnego za bieżące dostawy energii elektrycznej) oraz inspektora generalnego ds. gospodarki wodnej i energetycznej (odpowiedzialnego za planowanie gospodarki energetycznej, w szczególności za inwestycje potrzebne dla celów wojennych).

16. Trzecim etapem, który nastąpił po wyzwoleniu Polski spod okupacji niemieckiej, była ustawa nacjonalizacyjna z 1946 r. Na mocy tej ustawy władztwo nad przedsiębiorstwami energetycznymi (zakładami elektrycznymi) – sprawowane w imieniu państwa – należało do właściwego ministra. Przejęcie odbywało się bez wynagrodzenia dla właścicieli, jeśli były/byli nimi: Rzesza Niemiecka i Wolne Miasto Gdańsk oraz ich obywatele i podmioty prawne. Polscy obywatele i polskie podmioty prawne miały formalnie prawo do odszkodowania, jednak bardzo ograniczone w praktyce.

17. Czwartym etapem była ustawa o gospodarce paliwowo-energetycznej z 1962 r. oraz ustawa o gospodarce energetycznej z 1984 r. (ta ostatnia wraz z czternastoma ustawami/regulacjami powiązanych, w tym jedną ustawą w „randze” Prawa, którą było Prawo atomowe z 1986 r.). Te dwie ustawy (o gospodarce paliwowo-energetycznej oraz o gospodarce energetycznej) stanowią ważny etap kształtowania się doktryny prawnej elektroenergetyki w Polsce, wspólnej dla całej strefy ustroju komunistycznego (socjalistycznego). Mianowicie doktryny o niezbędności „kompleksowej” ustawy elektrycznej/energetycznej. W dominującym stopniu uwarunkowanej takimi pojęciami jak:

polityka energetyczna, monopol naturalny, bezpieczeństwo energetyczne. Trzeba przy tym podkreślić, że podobna doktryna kształtowała się w tym okresie (równolegle) w korporacyjnej elektroenergetyce strefy euro-atlantycznej, zwłaszcza po fali nacjonalizacji elektroenergetyki po II wojnie światowej, która objęła w szczególności Francję, Wielką Brytanię i Włochy i była podporządkowana programowi odbudowy powojennej i odporności (w tym kontekście okazuje się, że współczesny unijny Plan Odbudowy i Odporności nie jest niczym nowym, może być tylko gorzej z jego realizacją).

18. Piątym etapem było Prawo energetyczne z 1997 r. Prawo to powstawało z jednej strony w środowisku doktryny ukształtowanej w Polsce w etapie czwartym, ale z drugiej strony w środowisku brytyjskiej reformy elektroenergetyki (najbardziej rynkowej na świecie, bazującej na zasadzie TPA, obejmującej w Wielkiej Brytanii stopniowo – w okresie 1990-2001 wszystkie poziomy napięciowe systemu elektroenergetycznego, realizowanej na podstawie ustawy elektrycznej z 1989 r.). Polskie Prawo energetyczne z 1997 r. powstawało także (w pewnym zakresie) w środowisku amerykańskiej reformy elektroenergetyki realizowanej na podstawie ustawy energetycznej z 1992 r. (wprowadzającej zasadę TPA na poziomie sieci przesyłowych będących w gestii amerykańskiego prawa federalnego). Ponadto ważne jest, że polskie Prawo energetyczne z 1997 r. było kształtowane przez koncepcję pierwszej ustrojowej reformy elektroenergetyki i jej realizację w latach 1990-1995 (do czasu przełączenia KSE ze Wschodu na Zachód). Była to zatem sekwencja odwrotna względem amerykańskiej [2], i zwłaszcza brytyjskiej [3], gdzie reformy były realizowane za pomocą wcześniej uchwalonych ustaw.

19. Krytyczna analiza pięciu etapów (zasygnalizowanych, na podstawie [1], w punktach 14 do 18) otwiera drogę na platformie PPTE2050 do kontynuacji prac rozwojowych na rzecz ustawy Prawo elektryczne w szerszym zakresie. Raporty [5] do [8] są w artykule wskazane jako charakterystyczne w kontekście pierwotnego zaangażowania się platformy w tematykę. Raport [5] wiąże ustawę Prawo elektryczne z koncepcją TETIP (w tym, w aspekcie jej podstaw fundamentalnych). Raport [6] eksponuje znaczenie ustawy w kontekście zasady współużytkowania zasobów KSE. Raport [8] wiąże ustawę z reformą DURE. Wszystkie trzy raporty są tylko punktem wyjścia do głębszej (obecnie trudno rozsądzić jak głębokiej) unifikacji Prawa elektrycznego z transformacją TETIP. Już na starcie tej unifikacji widać pożytek z nią związany. Bez koncepcji TETIP nie byłoby możliwe wyjście na nową doktrynę prawną ustawy Prawo elektryczne (zapoczątkowanie jej konsolidacji). Z kolei pierwsza próba skonsolidowania w artykule spisu rozdziałów oraz słownika ustawy doprowadziła już do modyfikacji słownika transformacji TETIP [6], tworzonego w trybie procesowym.

Sens ustawy Prawo elektryczne zderzającej się w połowie 2021 r. ze stu kilkudziesięcioma ustawami Polskiego Ładu

20. Ustawa Prawo elektryczne jest obecna w Biuletynie PPTE2050 od pierwszego jego numeru (maj 2020) [5], zawsze w kontekście transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Gwałtowne przyspieszenie kryzysu w elektroenergetyce w drugiej połowie 2020 r. wywołało

szereg inicjatyw oddolnych po stronie samorządów. Wyrazistych przykładów inicjatyw ukierunkowanych na transformację TETIP do elektroprosumeryzmu, widocznych na platformie PPTE2050, dostarczają Subregion Wałbrzyski (650 tys. mieszkańców) oraz Warszawa. Jest zrozumiałe, że rola samorządów, pociągająca za sobą istotną alokację władztwa (z poziomu państwowego na samorządowy), a także przebudowę struktury odpowiedzialności za realizację zasady pomocniczości musi w Prawie elektrycznym znaleźć odzworowanie.

21. Z kolei początek 2021 r. przyniósł burzliwą dyskusję na temat Krajowego Planu Odbudowy, która w połowa 2021 r. została przekierowana na partyjno-rządową promocję Polskiego Ładu i zapowiedź poświęconych mu ponad 150 ustaw. Jest jasne, że taka erupcja ustaw nie tworzy prawa, może być natomiast jedynie nową formą dekretów służących do zarządzania partyjno-oligarchicznymi interesami. Na razie z partyjno-rządowej promocji wyłania się Polski Ład całkowicie nieadekwatny zarówno do unijnego Planu Odbudowy i Odporności jak i do transformacji TETIP. Za to z polityką PEP2040, elektroenergetyką WEK-OZE(iEJ) z dominacją programów sprawiedliwej transformacji dla energetyki WEK-PK, z erupcją systemów wsparcia zamiast programów rozwoju realizowanych w warunkach konkurencji. W takim kontekście Prawo elektryczne, jeśli jego projekt zostanie opracowany, będzie miało potencjał weryfikacji rzeczywistych celów Polskiego Ładu, w szczególności poziomu dominacji jego funkcji „dystrybuujących” (funduszy unijnych).

22. Dwie Komisje Senatu RP – mianowicie Komisja Nadzwyczajna do spraw Klimatu oraz Komisja Infrastruktury – zorganizowały 24 czerwca 2021 r. Konferencję nt. *Kierunki wyjścia z pułapki energetycznej w jakiej znalazła się Polska oraz pobudzenie gospodarki w kierunku Zielonego Ładu*. W czasie Konferencji podjęta została kierunkowa decyzja o utworzeniu Zespołu Senackiego ds. projektu Prawa elektrycznego. Tym samym otwiera się perspektywa pobudzenia oddolnego (masowego) zaangażowania na rzecz transformacji TETIP2050 do elektroprosumeryzmu.

23. Senacka inicjatywa ma wielkie znaczenie dla ukierunkowania i intensyfikacji dalszych prac rozwojowych nad Prawem elektrycznym prowadzonych na platformie PPTE2050. W szczególności inicjatywa ta zwiększa szanse na skuteczniejszą realizację misji platformy PPTE2050. Misji, której istotą jest realizacja przez Polskę – ponad podziałami – oddolnej transformacji TETIP2050 do elektroprosumeryzmu, traktowanej w kategoriach zadania cywilizacyjnego.

24. W takiej perspektywie ustawa Prawo elektryczne staje się szansą na pobudzenie w przestrzeni publicznej dyskusji na temat przyszłości Polski, dwóch opcji. Pierwsza, to: „rządzimy się po polsku, żyjemy jak na Zachodzie” (to Polski Ład według rządu: socjalny, na koszt UE). Druga, to: „bierzemy odpowiedzialność za siebie, korzystamy z wolności i zmieniamy UE, w tym co złe, a obecna nadmierna biurokratyzacja jest zła”.

PRAWO ELEKTRYCZNE

25. Słownik ustawy ma podstawę w koncepcji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Słownictwo koncepcji jest rozbudowane, wielowątkowe, mające z natury rzeczy cechy przełomowości. Na tę przełomowość składa się między innymi transformacja polityki energetycznej w doktrynę elektroprosumencką. Ta ostatnia (doktryna elektroprosumencka) skutkuje bezpośrednio potrzebą przełomowej zmiany doktryny prawnej. Konsolidacja doktryny prawnej Prawa elektrycznego w artykule jest zaledwie dotknięta (zasygnalizowana), w zakresie wynikającym z przeniesienia na ten obszar praktycznego doświadczenia autora na dwóch ścieżkach. Pierwszej związanej z uczestnictwem w pracach nad Prawem energetycznym (w tym nad kompletem rozporządzeń do tej ustawy). Drugiej z kolei z zaangażowaniem badawczym na rzecz konsolidacji koncepcji transformacji TETIP. To „dotknięcie” musi mieć ciąg dalszy. Ale w artykule występują już efekty charakterystyczne ogólnie dla działań (badań) prowadzonych w pętach sprzężeń zwrotnych.

26. Mianowicie, Słownik (punkty 27 do 37) uwzględnia niezbędną zmianę doktryny prawnej Prawa elektrycznego wynikającą z koncepcji TETIP. Przy tym w artykule Słownik jest zredukowany do kanonicznej postaci (będącej punktem wyjścia do stworzenia jego pełnej wersji, już poza artykułem). Kanoniczna postać słownika obejmuje jedenaście pojęć (i ich definicje, ściślej zakresy podmiotowo-przedmiotowe tych definicji, nad końcowymi wersjami definicji trzeba jeszcze pracować). Postać kanoniczna wyraźnie pokazuje już efekt sprzężenia zwrotnego, mianowicie sygnalizuje modyfikację słownictwa transformacji TETIP. Albo inaczej: poprzez tę modyfikację pokazuje wynik unifikacji koncepcji TETIP po jej rozszerzeniu o Prawo elektryczne (wynik w postaci zmiany słownictwa koncepcji).

Kanoniczna postać słownika ustawy Prawo elektryczne

27. Koszt elektroekologiczny (KEE). Jest to miara wyczerpywania się globalnych nieodnawialnych bogactw naturalnych (nie tylko paliw) na rynkach elektroprosumeryzmu. Koszt KEE zastępuje w naturalny sposób koszt termoeologiczny (ang. Thermal Ecological Costs – TEC) w energetyce paliw kopalnych. Istota kosztu KEE i TEC jest w świetle podstaw fundamentalnych transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu ta sama. Z drugiej strony niepodważalne miejsce kosztu KEE w kanonicznej wersji słownika ustawy Prawo elektryczne wynika z jego wielkiego potencjału objaśniania prostoty elektroprosumeryzmu oraz jako zapory przed błędami poznawczymi transformacji TETIP i działaniami grup interesów mającymi na celu jej blokowanie.

28. Elektroprosument. Jest to odbiorca energii elektrycznej (w ustawie Prawo energetyczne) korzystający z zasady ZWZ-KSE indywidualnie lub w ramach (za pośrednictwem) elektroprosumenckiej platformy handlowej bądź systemu(WSE). Podmiot prawny (odbiorca energii elektrycznej, zarówno 1-węzłowy jak i n-węzłowy) uzyskuje na

podstawie własnego wniosku status elektroprosumenta na początku swojej trajektorii transformacyjnej (stan A). Nabycie statusu potwierdza wpis do rejestru UREP. Wpis do rejestru UREP określa termin wygaśnięcia gwarancji zasady ZWZ-KSE.

29. Samorząd realizujący transformację energetyczną JST do elektroprosumeryzmu.

Jest to samorząd realizujący taką transformację w trybie wniosku złożonego (na podstawie ustawy o samorządzie gminnym) do urzędu UREP, w zakresie określonym uchwałą rady gminy. Wniosek określa indywidualny horyzont realizacji transformacji, nie późniejszy niż 2050. Do wniosku dołączony jest certyfikat transformacji elektroprosumenckiej wystawiony przez certyfikatora CTEP. Gmina uzyskuje na podstawie wniosku wpis do rejestru URPE, i uzyskuje status gminy realizującej transformację do elektroprosumeryzmu. Gmina ma prawo współtworzyć z innymi gminami związek gmin na rzecz transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu jeśli koszt elektroekologiczny tej transformacji jest niższy od sumy indywidualnych kosztów elektroekologicznych gmin członkowskich realizujących transformację energetyczną do elektroprosumeryzmu indywidualnie.

30. Certyfikator transformacji elektroprosumenckiej (CTEP). Jest to podmiot posiadający koncesję właściwego urzędu państwowego (innego niż UREP) w zakresie weryfikacji transformacji elektroprosumenckiej elektroprosumenta, systemu(WSE), jednostki JST w kontekście kosztu elektroekologicznego i/lub kompatybilności elektromagnetycznej instalacji elektroprosumenckiej, systemu(WSE), transformacji JST. Certyfikator CTEP posiada wpis w rejestrze UREP.

31. Inżynier transformacji elektroprosumenckiej (ITEP). Jest to podmiot posiadający koncesję UREP (jest wykazany w rejestrze UREP) działający na elektroprosumenckich (konkurencyjnych w środowisku umów cywilno-prawnych) rynkach usług dla elektroprosumentów oraz dla jednostek JST w zakresie kompleksowego wsparcia obejmującego pasywizację budownictwa, elektryfikację ciepłownictwa, elektryfikację transportu i reelektryfikację OZE. Inżynier ITEP może reprezentować elektroprosumenta oraz jednostkę JST we właściwych urzędach państwowych (UREP, innych), a także względem operatora OSD na rynku schodzącym energii elektrycznej.

32. Elektroprosumencka platforma handlowa (EPH). Platforma należąca do przedsiębiorstwa handlowego będącego inżynierem ITEP umożliwiającą pierwszy etap transformacji do elektroprosumeryzmu całkowicie biernego odbiorcy energii elektrycznej oraz odbiorcy ze źródłem (źródłami) energii elektrycznej funkcjonującym na schodzącym rynku energii elektrycznej, nie wymagający od odbiorcy sieciowego terminala dostępowego (STD) i nie wymagający jego uczestnictwa w systemie(WSE). Platforma EPH jest poligonem budowy kompetencji (możliwych do kształtowania za pomocą technik DSM/DSR, akumulatorów elektrycznych, agregatów prądotwórczych) potrzebnych na masową skalę systemom(WSE), szczególnie w zakresie budowy ich rynków technicznych.

33. Wirtualny system elektryczny (WSE). Jest to system skonsolidowany w trybie wykorzystania zasady ZWZ-KSE w obszarze sieciowym segmentu operatorskiego OSD na poziomie napięciowym nN, SN, 110 kV. Struktura podmiotowa systemu(WSE) obejmuje elektroprosumentów oraz operatora OWSE lub jednostkę JST. System(WSE) jest „pierwotną” jednostką elektroprosumenckiego (pierwszego) rynku wschodzącego energii elektrycznej realizującą (w tendencji) transformację wyspową polegającą na samo-autonomizacji względem KSE lub współuczestniczącą w transformacji hybrydowej z wykorzystaniem dostępu do (europejskiego) JREE i/lub rynku offshore w obszarze systemowym operatora OSP. System WSE konsolidowany na poziomach napięciowych nN, SN, 110 kV korzysta z zasady ZWZ-KSE w trybie posiadanej przez operatora OWSE koncesji urzędu UREP i regulacji realizowanej przez urząd UREP na pierwszym elektroprosumenckim rynku wschodzącym energii elektrycznej. Jednostka JST realizuje autonomizację sieciową na poziomie napięciowym nN, SN, 110 kV w swoich granicach w trybie regulacji administracyjnych określonych przez koncesję UREP.

34. Operator wirtualnego systemu elektrycznego (OWSE). Jest to operator rynku technicznego (regulacyjno-bilansującego) systemu(WSE). Jest on zarazem „pierwotnym” operatorem rynku technicznego w obszarze sieciowym segmentu operatorskiego OSD na rynku schodzącym energii elektrycznej, a jednocześnie „pierwotnym” operatorem (pierwszego) elektroprosumenckiego rynku wschodzącego energii elektrycznej (działającego w obszarze sieciowym segmentu operatorskiego OSD). Operator OWSE oraz elektroprosumenci konsolidują system(WSE) w trybie umów cywilno-prawnych uprawniających operatora OWSE do handlu usługami technicznymi na osłonie kontrolnej między systemem(WSE) na rynku(ach) wschodzącym(ch) oraz rynkiem schodzącym energii elektrycznej.

35. Zasada współużytkowania zasobów KSE (ZWZ-KSE). Zasada określająca warunki dostępu elektroprosumentów, systemów(WSE) oraz jednostek JST do zasobów KSE wraz z realizowanym przez UREP systemem gwarancji dostępu oraz procedurami określania opłat za ten dostęp. Zasada wprowadza – w sposób przełomowy – rozdział odpowiedzialności w obszarze nazywanym w Prawie energetycznym bezpieczeństwem energetycznym. Mianowicie, zgodnie z zasadą operatorzy sieciowi ponoszą odpowiedzialność za bezpieczeństwo techniczne KSE. Elektroprosumenci korzystają natomiast z konkurencji na wschodzących rynkach elektroprosumeryzmu i decydują o adekwatności rynkowej (jakości) własnego zaopatrzenia w energię elektryczną.

36. Urząd Rozwoju Elektroprosumeryzmu (UREP). Jest to urząd realizujący regulację w zakresie stosowania zasady ZWZ-KSE na oddolnym wschodzącym rynku energii elektrycznej, która jest regulacją nadrzędną względem regulacji realizowanej przez URE na schodzącym rynku energii elektrycznej. Regulacja obejmuje certyfikację i stosowanie dobrych praktyk przez przedsiębiorców elektroprosumerystów (certyfikatora CTEP, Inżyniera ITEP, innych), a ponadto w zakresie wykorzystania kosztu elektroekologicznego do

rynkowego zarządzania trajektoriami transformacyjnymi elektroprosumentów, systemów(WSE) oraz jednostek JST.

37. Rada Odporności Elektroprosumeryzmu (ROEP). Jest to organ powołany przez Sejm RP na kadencję pięcioletnią, mający zdolność formułowania wiążących zaleceń w zakresie kształtowania strategicznych krajowych wskaźników odporności makroekonomicznej elektroprosumeryzmu, w tym najważniejszego w postaci krajowej trajektorii referencyjnej transformacji do elektroprosumeryzmu w horyzoncie 2050. Rada ROE jest zobowiązana w szczególności do rocznych sprawozdań w Sejmie RP zawierających analizę odchyleń krajowej trajektorii transformacyjnej od trajektorii referencyjnej i wiążące zalecenia dla rządu w zakresie ich korygowania.

Wybrane rozszerzenia do słownika

38. Koszt KEE (p. 27) jest naturalną konsekwencją wygaszenia (za pomocą transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu) energetyki paliw kopalnych, czyli też dwóch dominujących przemian „fazowych” tej energetyki: spalania w kotłach (oraz reakcji jądrowych w reaktorach jądrowych) i procesów cieplnych w urządzeniach/maszynach energetycznych, będących głównymi „ogniwami” łańcucha kosztów TEC (wzrostu entropii energetycznej i strat egzergii), czyli miarą wyczerpywania się nieodnawialnych bogactw naturalnych. To, że koszt TEC nie stał się siłą napędową transformacji energetycznej, a stała się taką siłą polityka klimatyczna (globalna) i cele polityczne polityki klimatyczno-energetycznej (w Unii Europejskiej) stanowi bezpośrednią przesłankę nadania kosztowi KEE statusu najważniejszej kategorii Prawa elektrycznego jako praktycznej miary do oceny fundamentalnej efektywności elektroprosumeryzmu i najważniejszej praktycznej wskazówki unifikacji jego opisu.

38.1. W elektroprosumeryzmie wyczerpywanie się nieodnawialnych bogactw naturalnych wiąże się z produkcją energii elektrycznej bezpośrednio w źródłach odnawialnych (słonecznych, wiatrowych, wodnych), czyli bez ponoszenia strat w procesach spalania i cieplnych, i użytkowaniem jej (energii elektrycznej) do zaspokajania wszystkich potrzeb energetycznych, w tym potrzeb wszystkich elektrotechnologii realizowanych w środowisku cyfrowym. To ostatnie rozszerzenie – obejmujące użytkowanie energii – ma w kontekście kosztu KEE wielkie znaczenie. Albo inaczej: koszt KEE wyznacza – jako jedna z technik weryfikacyjnych tripletu paradygmatycznego – nową przestrzeń unifikacji elektroprosumeryzmu, obejmującą w jego opisie dodatkowy segment (w stosunku do listy segmentów stosowanej do połowy 2021 r. obejmującej: pasywizację budownictwa, elektryfikację ciepłownictwa, elektryfikację transportu i reelektryfikację OZE), mianowicie „użytkowanie energii elektrycznej i elektrotechnologie w środowisku cyfrowym i gospodarki GOZ” (segment lokujący się przed reelektryfikacją OZE, obejmujący całą energetykę przemysłową, w szczególności przemysł 4.0). Rozszerzona lista segmentów tworzy perspektywę skutecznie blokującą (na poziomie wiedzy) błąd poznawczy transformacji energetycznej realizowanej na świecie w trybie celów politycznych, który owocuje najwyższym

priorytetem reelektryfikacji OZE – w każdym razie w strefie OECD, czyli w świecie w pełni zelektryfikowanym w modelu energetyki WEK-PK.

38. 2. Według definicji J. Szarguta koszt TEC [9-11] jest skumulowanym zużyciem energii bogactw nieodnawialnych obciążającym wszystkie etapy procesów wytwórczych, od pozyskania surowców do produktu finalnego. Na każdym z etapów łańcucha procesów produkcyjnych należy uwzględnić zużycie nośników energii i materiałów, nakłady związane z transportem, wytwarzanie produktów ubocznych oraz straty związane z odprowadzaniem zanieczyszczeń do środowiska naturalnego (w świecie „oficjalnej” ekonomii jest to przedmiot teorii kosztów zewnętrznych). Ta definicja, stworzona (przez termodynamików) w środowisku energetyki WEK-PK, dla potrzeb jej metodyki (jednak praktycznie nie zaakceptowana przez energetyczny establishment), daje się bezpośrednio przenieść na grunt elektroprosumeryzmu. Mianowicie, daje się przetworzyć w koszt elektroekologiczny, o wielkim potencjale siły sprawczej w rozległym obszarze praktycznego kształtowania uniwersalizmu elektroprosumenckiego (odzwierciedlającego się najmocniej w ludnościowej skalowalności elektroprosumeryzmu).

38. 3. Dotychczasowe doświadczenia UE w zakresie realizacji celu polityki klimatyczno-energetycznej (neutralność klimatyczna w horyzoncie 2050) pokazują nieobecność w niej, a co najmniej wielki deficyt, podstaw fundamentalnych, stabilizujących decyzje polityczne dotyczące kolejnych ram programowych. Było to widoczne już w wypadku pierwszych (2020) ram programowych (cele 3x20). Proces uzgadniania celów w ramach 2030 w drastyczny sposób potwierdził tę hipotezę. Stopniowe podnoszenie celu redukcyjnego CO₂ z poziomu wyjściowego 40% aż do poziomu 55% – dla bazy 1990 – jest pierwszym potwierdzeniem. Sposób („dokładność”) zdefiniowania dwóch kolejnych celów – zapewnienie udziału źródeł odnawialnych co najmniej na poziomie 32% i poprawa efektywności energetycznej co najmniej o 32,5% – jest drugim potwierdzeniem. Erupcja marketingowych programów takich jak Europejski Zielony Ład, Plan Odbudowy i Odporności i inne oraz dramatyczne próby koordynacji tych programów z celami polityki klimatyczno-energetycznej w ramach programowych 2030, to trzecie potwierdzenie.

38. 4. Koszt elektroekologiczny (1) jako suma pięciu składników powiązanych z pięcioma segmentami (obszarami) elektroprosumeryzmu jest dobrym fundamentalnym stabilizatorem programów politycznych segmentu energetycznego polityki klimatyczno-energetycznej:

$$KEE(EP) = \sum_{i=1}^5 KEE(EP)_i \quad (1)$$

gdzie poszczególne wartości indeksu „i” porządkują ranking składników bilansu kosztu elektroekologicznego elektroprosumeryzmu pod względem uzysku energii w następujący sposób: 1 – pasywizacja budownictwa, 2 – elektryfikacja ciepłownictwa, 3 – elektryfikacja transportu, 4 – użytkowanie energii elektrycznej

i elektrotechnologie w środowisku cyfrowym i gospodarki GOZ, 5 – reelektryfikacja OZE.

38. 5. Nierówność (2) stanowi z kolei dobre ogólne kryterium – na etapie kształtowania koncepcji transformacji TETIP i w procesie zarządzania jej trajektorią – budowania rynków wschodzących elektroprosumeryzmu i wygaszania paliw kopalnych:

$$KEE(EP)_k < TEC(WEK-PK)_k \quad (2)$$

gdzie dolne indeksy „*k*” (po obydwu stronach nierówności) oznaczają koszty krańcowe (elektroekologiczne, termoeekologiczne).

38. 6. Prawa strona nierówności (2) nie wyłącza inwestycji w energetyce WEK-PK oraz wykorzystania paliw kopalnych w trybie arbitralnych decyzji politycznych (unijna taksonomia) jak również arbitralnych cen uprawnień do emisji CO₂. Jednak nierówność (2) eliminuje je (najpierw inwestycje, a następnie wykorzystanie paliw w istniejących źródłach) w trybie rynkowym (w środowisku ekonomii produktywności krańcowej i krańcowego popytu). Porządek budowy rynków elektroprosumeryzmu, zarówno na trajektoriach mikroekonomicznych jak i makroekonomicznych – elektroprosumenckich (indywidualnych) oraz samorządowych (jednostki JST) i krajowej – zapewnia ranking kosztów elektroekologicznych (3):

$$KEE(EP)_{ku} < KEE(EP)_{kw} < KEE(EP)_{ks} \quad (3)$$

gdzie dolne indeksy oznaczają koszty elektroekologiczne (uwzględniające w każdym wypadku koszty utylizacji): „*ku*” – koszt użytkowania energii elektrycznej (wraz z kosztem jej elektroprosumenckiego magazynowania; „*kw*” – koszt wytwarzania energii elektrycznej (z uwzględnieniem technologii multienergetycznych); „*ks*” – koszt sieci elektrycznej na rynkach energii elektrycznej.

38. 7. Analiza egzergetyczna i metodyka wyznaczania kosztu termoeekologicznego w całościowym ujęciu systemowym, obejmującym bogaty zestaw wyników reprezentatywnych analiz autorskich i literaturowych jest przedmiotem monografii [10]. Są to analizy specjalistyczne, właściwe dla metodyki termodynamiki technicznej, dalekie od intuicyjnego powiązania z narastającą powszechną praktyką rynków elektroprosumeryzmu, które będą „przetwarzać” (na trajektorii współistnienia trwającej trzy dekady, czyli na trajektorii TETIP do elektroprosumeryzmu) koszt termoeekologiczny w koszt elektroekologiczny.

38. 8. Odwołanie się do trajektorii TETIP w kontekście kosztów termoeekologicznego i elektroekologicznego ma podstawowe znaczenie dla uproszczenia metody szacowania wskaźników drugiego z kosztów, i zwiększenia intuicyjnego zrozumienia praktycznego znaczenia tego kosztu. Dlatego, bo działa ten sam mechanizm zmiany trybu transformacji energetycznej z naśladowczego na przełomowy. Mianowicie, istotą transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu jest to, że zmienia ona „przekształcanie” energetyki WEK-PK w nową „energetykę OZE” (przekształcanie dokonujące się w trybie „naśladowczym”: jest energetyka, i po upływie trzech dekad też będzie

energetyka) w „wygaszanie” energetyki WEK-PK(iEJ) – inwestycji praktycznie już w stanie początkowym A, a wykorzystania paliw w istniejących źródłach w stanie końcowym B – i w budowanie elektroprosumeryzmu (całkowicie nowych rynków w trybie „przełomowym”). Elektroprosumeryzmu, w którym w stanie B nie wykorzystuje się paliw kopalnych, czyli bardzo efektywnie skraca się łańcuchy przemian fazowych (nie ma spalania ani reakcji jądrowych, drastycznie ogranicza się procesy cieplne). Zatem koszt termoeologiczny, którego rozbudowana metoda była tworzona dla potrzeb energetyki WEK-PK(iEJ) staje się na trajektorii transformacyjnej A→B kategorią schodzącą, a wschodzącą jest koszt elektroekologiczny, który ma bez porównania prostszą strukturę pojęciową.

38. 9. W efekcie przejście w tryb transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu pozwala uprościć w radykalny sposób metodę wyznaczania wskaźników kosztu elektroekologicznego na trajektorii A→B. I to bez istotnej utraty adekwatności oszacowań dla potrzeb praktycznych. Jedynie za cenę rezygnacji ze ścisłości metodologicznej obecnej w [10], ukierunkowanej na energetykę WEK-PK(iEJ), której w stanie B nie będzie. Zatem kluczowe znaczenie ma takie uproszczenie metodyki wyznaczania kosztu elektroekologicznego, które zapewni jego „zaimplementowanie” w ustawie Prawo elektryczne (wschodzącej) w postaci właściwych regulacji rynkowych i mechanizmów odpornościowych (w tym systemów podatkowych), a w mniejszym stopniu w postaci badań optymalizacyjnych, celów politycznych i totalnego systemu regulacji ex ante (domena regulacji schodzącego Prawa energetycznego). W takiej perspektywie ważne jest sześć propozycji/hipotez/uwag cząstkowych.

38. 10. Pierwsza (propozycja), to zastąpienie „dokładnej” (uniwersalnej) metodyki wyznaczania wskaźnika kosztu termoeologicznego dla wszystkich gałęzi gospodarki narodowej, z uwzględnieniem przepływów gałęziowych oraz eksportu/importu na osłonie krajowej znacznie prostszymi metodami wyznaczania wskaźników (ich heurystyk) dla poszczególnych składników bilansu kosztu elektroekologicznego, $i = 1$ do 5, bilans (1).

38. 11. Druga (hipoteza) odnosi się do ograniczenia w koszcie elektroekologicznym (rozpatrywanym w perspektywie regulacji ustawy Prawo elektryczne) kosztów szkodliwych produktów odpadowych do jednego z nich, mianowicie emisji CO₂. Takie rozwiązanie w koncepcji TETIP do elektroprosumeryzmu wynika z bezwzględnej potrzeby koordynacji jej dwóch porządków prawnych i porządku prawnego głównego nurtu unijnej polityki klimatyczno-energetycznej. W tej ostatniej emisje CO₂ mają specjalne znaczenie ze względu na ich bezpośrednie powiązanie ze zmianami klimatycznymi, i ze względu na ich „urynkowienie” (na jednolitym europejskim rynku konkurencyjnym wszystkich usług i towarów). Poza emisjami CO₂ jest bardzo długa lista szkodliwych produktów odpadowych wykorzystania paliw kopalnych (pyły PM_{2,5} i PM₁₀, dwutlenek siarki SO₂, tlenki azotu NO_x, ewentualnie rtęć oraz wiele innych; odrębną sprawą jest wypalone paliwo jądrowe, będące praktycznie zawsze przedmiotem odrębnego Prawa atomowego). Rozwiązania na rzecz likwidacji ich skutków jest w unijnej polityce przedmiotem Konkluzji BAT (dyrektywa IPPC); w Polsce Konkluzje BAT są przenoszone na grunt polityki energetycznej i ustawy Prawo energetyczne. W wypadku tych produktów nie działają bezpośrednie mechanizmy rynkowe, a ich

skutki (koszty) przenoszą się na rynki końcowe energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych za pośrednictwem wymagań projektowych (etap inwestycji) oraz eksploatacyjnych. Z kolei rynkowa wycena emisji CO₂ w UE, mająca u podstaw cel polityczny w postaci neutralności klimatycznej 2050, ma dominujący praktyczny wpływ na wygaszanie energetyki WEK-PK. Jednocześnie istnieje jednak skutek „uboczny” tego wygaszania. Jest to przede wszystkim dynamika rozwoju wschodzących rynków elektroprosumeryzmu. W kontekście Prawa elektrycznego najważniejsza jest dynamika wschodzących rynków energii elektrycznej, ale również architektura („kształt”) tych rynków. Dynamika jest powiązana przede wszystkim z mechanizmami rynkowymi w postaci kosztów krańcowych energii elektrycznej na rynku schodzącym energii elektrycznej, które są determinowane kosztami uprawnień do emisji CO₂ (pp.38.13); zatem na obecnym etapie jest racjonalne powiązanie kosztu elektroekologicznego z emisją CO₂. Z kolei architektura jest determinowana systemem podatkowym na rynkach wschodzących elektroprosumeryzmu (pp. 38.14); w tym wypadku decydujący jest koszt elektroekologiczny źródeł odnawialnych, sieci oraz użytkowania energii elektrycznej (w tym elektrotechnologii). Znowu, koszt ten na trajektorii TETIP (wygaszania paliw kopalnych) jest zdeterminowany przez koszt uprawnień do emisji CO₂.

38. 12. Trzecia (uwaga) wiąże się z podstawowymi danymi wykorzystywanymi do szacowania emisji CO₂. W metodologii prezentowanej w [10] do obliczeń emisji CO₂ stosuje się szczegółowe modelowanie struktur technologicznych źródeł energii elektrycznej, ciepła (ogólnie byłoby to także szczegółowe modelowanie instalacji technologicznych paliw transportowych). Jednak w głównym nurcie potrzeb związanych z transformacją TETIP – zarówno na poziomie makroekonomicznym jak i mikroekonomicznym – najważniejsze są roczne emisje CO₂. A te bardzo łatwo i bardzo wiarygodnie można wyznaczyć na podstawie zużycia paliw. Dane o zużyciu paliw na ogół są najłatwiej dostępne i najbardziej wiarygodne, bo paliwa są przedmiotem obrotu towarowego, szczególnie wrażliwego (ze względu na podatki). Zatem na całej trajektorii TETIP (kiedy nie ma już inwestycji w energetykę WEK-PK, realizowane są jedynie procesy eksploatacji) obliczenia emisji CO₂ są bardzo proste, i to w obydwu segmentach: ETS (wielkie źródła emisyjne) i non-ETS (źródła rozproszone, zwłaszcza na rynkach końcowych ciepła i transportu).

38. 13. Czwarta (hipoteza) jest związana z równością (równowagą) kosztów krańcowych długookresowych i krótkookresowych na osłonie konkurencji między rynkami energii elektrycznej: wschodzącym(i) elektroprosumenckim(i) i schodzącym elektroenergetyki krajowej WEK-PK oraz „stabilizującym” rynkiem europejskim JREE. Otóż, ten bardzo trudny teoretyczny problem optymalizacyjny elektroenergetyki krajowej WEK-PK, nigdy skutecznie nie rozwiązany, jest współcześnie rozwiązywany na poziomie globalnym przez „samo” życie, mianowicie przez praktykę rynkową, w świecie dynamicznych zmian społecznych (i rozwoju technologicznego oraz środowiskowych ograniczeń przyrodniczo-klimatycznych). Koncepcja TETIP do elektroprosumeryzmu (z ustawą Prawo elektryczne) jest „cesarskim” ciecieniem potrzebnym w Polsce ze względu na bardzo trudny poród „nowego”, zastępującego w energetyce „stare”). Istota tego ciecienia polega na skonfrontowaniu rynkowym kosztów

eksploatacyjnych (zmiennych) na rynku WEK-PK z „uzmiennionymi” kosztami CAPEX + OPEX na rynkach (w osłonach) elektroprosumenckich. To skonfrontowanie z kolei prowadzi do kluczowej roli opłat za uprawnienia do emisji CO₂ w kształtowaniu się krańcowego popytu z rynków końcowych energetyki WEK-PK i krańcowej produktywności rynków elektroprosumenckich (pp. 38.15).

38. 14. Piąta (hipoteza) jest związana z podatkami. W klasycznej metodzie kosztu termoeologicznego [10, 11] proponuje się jego (kosztu szkodliwych produktów odpadowych) przetworzenie w podatek termoeologiczny. Jednak ta propozycja intuicyjnie poprawna ogólnie w perspektywie makroekonomicznej oraz zasadna i prosta do wdrożenia w przeszłości w energetyce WEK-PK(iEJ) rozwijającej się w trybie naśladowczym (a jednak niewdrożona) utraciła swoją racjonalność, kiedy energetyka ta weszła w tryb schodzący, a rynki elektroprosumeryzmu zaczęły się rozwijać w trybie wschodzącym. W nowej sytuacji racjonalnym rozwiązaniem są ulgi podatkowe, stosowane w miejsce praktycznie bezpośredniego wsparcia rozwoju rynków elektroprosumenckich za pomocą takich mechanizmów jak certyfikaty, aukcje, ceny stałe oraz innych. W szczególności dlatego, że ulgi podatkowe otrzymuje się za efekt zrealizowany, a bezpośrednie wsparcie jest kupowaniem „kota w worku”. Trzeba przy tym brać pod uwagę, że polska awersja do transformacji energetyki w trybie innowacji przełomowej bierze się z ogromnej nadpodaży zarówno sprzedawców jak i kupców kotów w workach i wielkiego deficytu pretendentów-innowatorów. Ponadto trzeba brać też pod uwagę, że ulgi podatkowe na rynkach elektroprosumeryzmu wzmacniają zdrowe systemy podatkowe. W szczególności redukują zakres stosowania zasady pomocniczości na jednym biegunie, a na drugim wzmacniają klasę średnią zdolną finansować własny rozwój zapewniający jej niezbędną zdolność konkurencyjną w przestrzeni globalnej. Jest to bardzo ważne w świetle Polskiego Ładu, który jest zbudowany na arbitralnym, politycznym systemie podatkowym, eliminującym szansę wykorzystania transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu na zwiększenie produktywności klasy średniej i ograniczenie socjalnych postaw społecznych.

38. 15. Szósta (uwaga) wiąże się z przeniesieniem akcentu w zarządzaniu transformacją energetyczną z metod optymalizacyjnych w obszar mechanizmów rynkowych: krańcowych cen popytu i krańcowych kosztów podaży. W tym kontekście ceny uprawnień do emisji CO₂ oprócz efektu zasygnalizowanego na zakończenie pp. 38.13 odgrywają ważną rolę w skonfrontowaniu rynków elektroprosumenckich (transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu) z transformacją elektroenergetyki WEK-PK do elektroenergetyki WEK-OZE(iEJ). W szczególności, ceny uprawnień do emisji CO₂ upraszczają procedury weryfikacji nierówności (3) na całej trajektorii (A→B) transformacji TETIP: koszt elektroekologiczny (łatwy do jednoznacznego szacowania) zapewnia stabilną równowagę wszystkich trzech składników nierówności (3). Ponadto umożliwia ciągłą weryfikację rankingu składników bilansu (1) kosztu elektroekologicznego elektroprosumeryzmu pod względem uzysku egzergii.

39. Elektroprosument (p. 28) ma niekwestionowaną przyszłość, którą potwierdza już niezliczona liczba przyczyn. Większość z nich wiąże się z uznaniem (respektowaniem) przełomowego charakteru transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu.

39. 1. Bo po co zajmować się węglem, ropą, gazem i energią elektryczną, jeśli wystarczy zająć się tylko tą ostatnią? W jaki sposób nauczyć młode pokolenie tego, co jest dla niego absolutnie hermetyczną dziedziną, i w dodatku jest mu całkowicie obce, jeśli demokratycznego elektroprosumeryzmu nauczy się w mig, bo jest to jego naturalne (cyfrowe) środowisko? W jaki sposób przedłużyć żywot ekonomii energetyki WEK-PK, jeśli zawodowi ekonomiści na jednym biegunie zawsze twierdzili, że nie podlega ona wymaganiom metodologicznym ich dyscypliny naukowej, a na drugim biegunie jest ona (ekonomia energetyki WEK-PK) całkowicie nie do przyjęcia w perspektywie ekonomii behawioralnej stanowiącej środowisko decyzyjne współczesnego świata? Jak odwrócić lokalnie (w indywidualnej osłonie elektroprosumenckiej, w osłonie JST, w osłonie krajowej na rynku JREE) globalny trend na trajektorii w jej najbardziej dynamicznej fazie? Podobne pytania można mnożyć.

39. 2. Jednak ważne jest jeszcze inne pytanie: jak skutecznie zneutralizować (między innymi za pomocą ustawy Prawo elektryczne) niebezpieczeństwo związane z gwałtownym przeistaczaniem się niedawnych wyznawców energetyki WEK-PK i proroków katastrofy świata bez energetyki paliw kopalnych w zwolenników (apostołów) energetyki WEK-OZE i jeszcze ogólniej – energetyki dotowanej OZE, im wyżej tym lepszej). Tu dochodzi do potrzeby wprowadzenia do przepisów ustawy Prawo elektryczne zabezpieczeń. Jednak nie chodzi o przepisy eliminujące „apostołów” z udziału w transformacji, bo brakłoby zasobów ludzkich do jej przeprowadzenia. Chodzi o zmianę doktryny prawnej ustawy Prawo elektryczne w sposób gwarantujący dynamiczne (w ciągu kolejnych trzech dekad) zarządzanie trajektorią TETIP weryfikowaną dynamicznie technikami tripletu paradygmatycznego wykorzystującymi do tego celu koszt elektroekologiczny i nierówności (2) oraz (3).

39. 3. Rynkowym środowiskiem funkcjonowania elektroprosumenta na całej trajektorii TETIP są wszystkie rynki elektroprosumeryzmu: sieciowe rynki energii elektrycznej określone przez zależność od KSE (od jego zasobów) i pozasieciowe (konkurencyjne rynki urządzeń oraz rynki usług). Przedmiotem ustawy Prawo elektryczne są tylko wschodzące sieciowe rynki energii elektrycznej. Naturalnym (w kontekście osłon węzłowych) środowiskiem sieciowym elektroprosumenta są sieci dystrybucyjne KSE: nN, SN, 110 kV. Rynek elektroprosumencki korzystający z tych zasobów jest rynkiem wschodzącym podstawowym (w ustawie „rynek wschodzący”). Rynek podstawowy ma, jeśli to jest niezbędne, dostęp do (istniejącego) rynku JREE z przepływami dwukierunkowymi na połączeniach transgranicznych oraz do wschodzącego rynku dosyłowego morskiej energetyki wiatrowej (w ustawie „rynek wschodzący MEW”).

40. Samorządy (p. 29) uczestniczące w transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu są niezbędne (ich uczestnictwo w tej transformacji jest nieuchronne). Dlatego, bo już nigdy nikt nie wygra wyborów samorządowych, ani na obszarach wiejskich ani w wielkich miastach (metropoliach), bez zmiernienia się z pytaniami dotyczącymi transformacji energetycznej (w bardzo wielu wymiarach) i skonfrontowania się z jednej strony z dołami (zarówno w postaci frakcji socjalnej społeczeństwa jak i elektroprosumenckiej klasy średniej), a z drugiej z galopującym kryzysem polityki rządowo-korporacyjnej w tym obszarze. Przy tym procesy społeczne weszły w fazę, w której nie ma prostych odpowiedzi dotyczących roli

gmin (ale także powiatów i województw) w procesie transformacji energetycznej oprócz jednej. Tej, że rola ta musi być nieporównanie większa niż jest, i że samorządy same muszą ją zbudować równoważąc cztery główne uwarunkowania: odgórny Polski Ład, oddolną socjalną pop-energetykę, sektor MMSP w roli pretendenta do rynków elektroprosumeryzmu oraz własną koncepcję wykorzystania transformacji TETIP jako siłę napędową rozwoju lokalnego (jednostki JST). Będąca wizytówką współczesnego człowieka chęć wpływania na bieg spraw w bezpośrednim swoim otoczeniu stała się już naturalnym środowiskiem równoważenia wskazanych uwarunkowań. W tym procesie pretendenci do władz samorządowych muszą skutecznie obnażyć Polski Ład, poradzić sobie z zawodowymi destruktorami każdego trudnego porządku, „giętkimi” zwolennikami, „uzależnionymi” (od wsparcia). Elektroprosumentom i pretendantom do rynków elektroprosumeryzmu muszą pokazać strategię lokalnego rozwoju wykorzystując w tym celu własną koncepcję elektroprosumeryzmu. Prawo elektryczne (uchwalona ustawa, albo projekt – inicjatywa ustawodawcza – o szerokim zasięgu społecznym) powinno im ułatwić stworzenie tej koncepcji.

41. Certyfikator CTEP (p. 30), Inżynier ITEP (p. 31), Platforma EPH (p. 32), Operator OWSE (p. 33), System WSE (p. 34) stanowią fundamentalną infrastrukturę wschodzącego elektroprosumenckiego rynku energii elektrycznej konkurującego ze schodzącym rynkiem energii elektrycznej należącym na mocy koncesji URE do podmiotów zasiedziały elektroenergetyki WEK-PK, dysponujących zasobami KSE. Jest to minimalna infrastruktura potrzebna pretendantom do efektywnego kształtowania rynku wschodzącego w środowisku dwóch granicznych uwarunkowań, w dużym stopniu sprzecznych ze sobą. Pierwszym z nich jest potrzeby konkurowania pretendentów z podmiotami zasiedziały (potrzeba zastąpienia obecnego rynku schodzącego rynkami wschodzącymi). Drugim jest konieczności współpracy między nimi (w tym wypadku na rzecz bezpieczeństwa transformacji TETIP). Poprawne funkcjonowanie tej infrastruktury jest warunkiem pobudzenia transformacji TETIP w skrajnie skomplikowanych uwarunkowaniach społeczno-politycznych połowy 2021 r.

41.1. **Certyfikator CTEP** jest potrzebny aby na indywidualnych trajektoriach transformacyjnych elektroprosumentów, ale także na trajektoriach systemów(WSE) i jednostek JST nie dopuszczać do naruszania zasad (2) i (3), p. 38. W pierwszym etapie potrzebny jest przede wszystkim, aby elektroprosumentom i pretendantom gwarantować korzyści. Ale nie w formie dotacji. Poprzez realizację mechanizmu przymusu prawnego: w zakresie wymagań fundamentalnych i ograniczania rynkowego ryzyka elektroprosumenckiego.

41.2. **Inżynier ITEP** jest potrzebny, aby (indywidualny) elektroprosument nie stał się zakładnikiem elektroprosumeryzmu (i mógł wykorzystać w potrzebnym mu zakresie społeczny podział pracy/kompetencji). Jednocześnie jest potrzebny, aby w trybie rynkowym (dynamicznym) zbudować rynek techniczny na rynku wschodzącym w przestrzeni sieciowej operatora OSD na indywidualnych trajektoriach transformacyjnych elektroprosumentów oraz, przede wszystkim, na indywidualnych trajektoriach transformacyjnych jednostek JST.

41.3. **Platforma EPH**, nie posiadająca w swojej strukturze zasobów rynku technicznego (kompetencji oraz infrastruktury technicznej), jest potrzebna jako

rozwiązanie startowe (na ogół takie: „okrojone”, pilotażowe, demonstracyjne) w pierwszej fazie ograniczeń (kompetencyjnych, infrastrukturalnych) charakterystycznych dla rynku wschodzącego energii elektrycznej.

41.4. **Operator OWSE**, jest potrzebny do wytworzenia niezależnego rynku technicznego na rynku wschodzącym (w obszarze sieciowym operatorów OSD). Takiego rynku obecnie nie ma (obszar sieciowy operatorów OSD korzysta z rynku technicznego operatora OSP).

41.5. **System WSE** integrujący wydzieloną część elektroprosumenckiego rynku wschodzącego energii elektrycznej jest potrzebny głównie do administrowania wykorzystania (w obrębie systemu i na jego rzecz) zasady ZWZ-KSE przez operatora OWSE w zakresie właściwym dla operatora OSD wynikającym z jego prawa własnościowego do sieci oraz w zakresie właściwym dla operatora OSP wynikającym z jego odpowiedzialności za system regulacji częstotliwościowej (tylko do czasu autonomizacji systemu WSE względem KSE).

42. Zasada ZWZ-KSE (p. 35) jest potrzebna po to, aby wywołać masowe pobudzenie pretendentów do budowania rynków elektroprosumeryzmu (jednak nie w trybie wszechogarniających destrukcyjnych systemów wsparcia, a w trybie zdrowej konkurencji). Ta zasada jest potrzebna głównie z dwóch powodów. Po pierwsze, aby zintensyfikować w radykalny sposób wykorzystanie istniejących sieci, szczególnie dystrybucyjnych, za pomocą wielu mechanizmów rynkowych oraz rozwiązań technologicznych. Szacowanie wagi tego wykorzystania na poziomie makroekonomicznym (krajowym) wymaga bezwzględnie perspektywy kosztu elektroekologicznego, a w tej perspektywie wykorzystanie nie przekracza 5%. Wykorzystanie poszczególnych (całych, ale rozpatrywanych indywidualnie) linii nN i SN jednostronnie zasilanych nie przekracza kilkunastu procent. Ale znacznie jeszcze ważniejsze znaczenie zasady ZWZ-KSE wynika z jej potencjału jako siły sprawczej alokacji wytwarzania energii w wielkich blokach przyłączonych w dominującej części do sieci przesyłowej (około 70 bloków węglowych w kilkunastu elektrowniach) na poziom elektroprosumencki (około 7 mln elektroprosumetów będących podmiotami prawnymi, posiadających źródła OZE w około 11-13 mln instalacji w osłonach węzłowych). Czyli alokacji odmieniającej całkowicie system finansowania inwestycji wytwórczych (jak również sieciowych) w KSE.

43. Urząd UREP (p. 36) jest potrzebny przede wszystkim do zbudowania praktyki regulacyjnej na elektroprosumenckim rynku wschodzącym energii elektrycznej. Praktyki obejmującej na tym rynku stosowanie zasady ZWZ-KSE, oraz realizację regulacji w odniesieniu do systemu(WSE), operatora WSE, certyfikatora CTEP oraz inżyniera ITEP. Ponadto jest potrzebny do realizacji dwóch dalszych ważnych zadań.

43.1. Do kokreacji (w początkowej fazie elektroprosumenckiego rynku wschodzącego) nowej doktryny regulacyjnej. Doktryna regulacyjna jest doktryną niższego rzędu względem doktryny elektroprosumenckiej i równorzędną względem doktryny prawnej Prawa elektrycznego oraz doktryny makroekonomicznego zarządzania bezpieczeństwem i odpornością przez radę ROEP.

43.2. Do ustawowej realizacji obowiązków informacyjnych. W tym zakresie jest potrzebny całkowicie nowy standard informacji ukierunkowanej na potrzeby szeroko

rozumianych pretendentów do rynków elektroprosumeryzmu (samych elektroprosumentów, pretendentów-innowatorów z sektora MMSP oraz do samorządów). Ponadto ukierunkowanej na potrzeby rady ROEP powołanej do ochrony bezpieczeństwa energetycznego na rynkach końcowych energetyki WEK-PK i odporności na rynkach elektroprosumeryzmu.

44. Rada ROEP (p. 37) jest potrzebna do kokreacji i stosowania nowej doktryny makroekonomicznego zarządzania bezpieczeństwem i odpornością. W ramach programowych 2030 przedmiotem doktryny jest przede wszystkim makroekonomiczne bezpieczeństwo energetyczne na rynku schodzącym energii elektrycznej. Natomiast w ramach programowych 2050 przedmiotem tym jest przede wszystkim odporność makroekonomiczna elektroprosumeryzmu (w całości), i mikroekonomiczna elektroprosumencka (w kontekście współczesnego bezpieczeństwa energetycznego) w szczególności.

44.1. Koncepcję ilościowego modelu odporności elektroprosumeryzmu $O(EP)$ w symboliczny sposób można zapisać w postaci sumy składników (funkcjonałów losowych, mniej dokładnie funkcji losowych, albo w największym uproszczeniu zmiennych losowych):

$$O(EP) = \sum_{i=1}^3 O(EP)_i + BE(SRK_{WEK-PK}) \quad (4)$$

gdzie poszczególne wartości indeksu „i” oznaczają rynki energii elektrycznej: 1 – rynek wschodzący na zasobach nN-KSE, SN-KSE oraz WN-KSE; 2 – rynek wschodzący MEW (offshore); 3 – europejski JREE. Składnik $BE(SRK_{WEK-PK})$ – oznacza składową odporności w postaci bezpieczeństwa energetycznego pochodzącego ze schodzących rynków końcowych energetyki WEK-PK.

44.2. Do zbudowania miary ilościowej tak zdefiniowanej odporności (określenia jej składowych) w warunkach działania konkurencji nadają się dwie mierzalne wielkości, stosunkowo wiarygodne. Są to [4]: wskaźnik odporności (obejmujący substytucyjność) technologii na warunki kryzysowe (strajki, terroryzm – w tym terroryzm polityczny państw niedemokratycznych, awarie – obejmujące także blackouty) oraz osiągalny, na danym etapie, czas (zdolność) odpowiedzi technologii na sygnały rynkowe (zmiany cen, zmiany podatków), zależny głównie od skali technologii (i nakładów inwestycyjnych) oraz od jej dojrzałości (rozwojowej).

44.3. Doktryna makroekonomicznego zarządzania bezpieczeństwem i odpornością jest doktryną niższego rzędu względem doktryny elektroprosumenckiej i równorzędną względem doktryny prawnej Prawa elektrycznego oraz doktryny regulacyjnej rynku wschodzącego energii elektrycznej.

Strukturyzacja przedmiotu ustawy (spis rozdziałów), ramy programowe, uzasadnienie, ocena skutków

45. Jako bazę – dla potrzeb obecnej, ciągle początkowej, fazy prac nad ustawą Prawo elektryczne – przyjmuje się strukturyzację prac rozwojowych oraz spis rozdziałów ustawy

w postaci bardzo eklektycznej tab. 2. Tabela stanowi kontynuację tab. 1, i jest zredagowana w podobnej konwencji. Celem tych dwóch tabel jest unifikacja transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu jako praktyki dokonującej się „tu i teraz”, ale respektująca perspektywę makroekonomiczną (krajową, unijną oraz globalną) i horyzont 2050. Rozległy zakres przedmiotowy i podmiotowy pokazuje, że unifikacja transformacji, to zbliżenie (a raczej zbliżanie, mimo wszystkich ograniczeń) wielu różnych światów (silosowych/zasiedziały i pretendentów). Z punktu widzenia prac rozwojowych nad ustawą Prawo elektryczne istnieje potrzeba skoncentrowania się na analizie czterech „zbiorów”: podmiotów zasiedziały (energetyków) na silosowych rynkach końcowych energetyki WEK-PK oraz podmiotów „zasiedziały” w silosowym Prawie energetycznym i, z drugiej strony, pretendentów do ryków elektroprosumeryzmu oraz pretendentów do ukształtowania nowej doktryny Prawa elektrycznego.

46. Uwzględniając kondycję tych czterech zbiorów w połowie 2021 r. stawia się hipotezę, że w Polsce przyszłość ma zbliżenie dwóch zbiorów pretendentów (tu akurat nie ma różnicy między Polską i resztą świata). Kontrola ryzyka całej transformacji TETIP wymaga z kolei autokontroli ryzyka własnego każdego ze zbiorów, bo żaden nie jest wolny od takiego ryzyka (świat jest w lepszej sytuacji, bo dużą część tego problemu już rozwiązał). Wartości dodanej trzeba natomiast szukać w koalicji mądrości (wiedzy) podmiotów zasiedziały i w zdolnościach (odpowiedzialności) pretendentów; niestety, w tej sprawie przepisy ustawy Prawo elektryczne trzeba konstruować w sposób chroniący transformację energetyczną przed polskim genotypem spychającym ją (transformację) w przestrzeń gry o wartości ujemnej.

47. Mapa unifikacyjna prac rozwojowych (tab. 2) na progu konsolidowania ustawy Prawo elektryczne ma za podstawę hipotezę, że wszystkie podmioty przestrzeni konsolidacyjnej (nie tylko podmioty zasiedziały, ale także pretendenci) znajdują się w sytuacji przełomowej na poziomie świata (wyższym niż poziom transformacji TETIP). Mianowicie, każdy podmiot musi zredukować swoje potrzeby (niepohamowaną chęć ekspansji), co zagwarantuje mu kontrolę ryzyka związanego z zależnością od innych podmiotów uczestniczących w grze o to, aby nie być pominiętymi. A to zbliża cztery zbiory (p. 45) do istoty transformacji TETIP. Żaden z tych zbiorów nie zagwarantuje sobie kontroli własnego ryzyka bez samoograniczenia. W połowie 2021 r. dotyczy to przede wszystkim polityków i popenergetyki (roszczeniowców i influencerów) – jedna i druga grupa, a obydwie stroną od wiedzy, uczestniczy w transformacji energetycznej już tylko (głównie, powszechnie) poprzez wypowiedanie się (bez ponoszenia odpowiedzialności).

48. Pretendenci też muszą się jednak ograniczyć. Wszak przełomowość transformacji TETIP nie polega na ekspansji. Polega na redefinicji potrzeb energetycznych zgodnej z tripletem paradygmatycznym, czyli potrzeb respektujących ograniczenia, których domaga się koszt elektroekologiczny (p. 38). W praktyce zaś polega na redukcji popytu energetycznego do poziomu powiązanego z „wytrzymałością” słabych ogniów (słabych w terminach kosztu elektroekologicznego) w łańcuchu zaspakajania potrzeb energetycznych. Ogniów wymagających ochrony za pomocą redukcji rozpasanego konsumpcjonizmu, czyli za

pomocą redukcji ekspansjonistycznego rozwoju, nawet kosztem zredukowania potrzeb (które często nie wynikają już z deficytu, a tylko z pożądanego).

49. Imperatyw zrównoważenia dotyka wszystkich. Elektroprosumeryzm stanowi bowiem zwierciadło, w którym odbija się historia wznoszenia się człowieka, konsolidowania społeczeństw (na zasadzie wzajemnej użyteczności jednostek) i budowania państw (ich ustrojów politycznych i odpowiedzialności polityków). W najgorszej sytuacji są obecnie politycy, którzy muszą się wydobyć z kompetencyjnej pustki (odbierającej zawsze, w szczególności współcześnie, prawo do rządzenia) i pokazać, że są zdolni do odpowiedzialności za transformację TETIP. Mimo, że narusza ona interesy (pragnienia) podmiotów zasiedziały na rynkach końcowych energetyki WEK-PK oraz interesariuszy powiązanych z podmiotami zasiedzianymi (wszystkich, którzy nie zwiększają wartości dodanej elektroprosumeryzmu, a przeciwnie – realizują grę o wartości ujemnej).

50. W takiej sytuacji dla polityków szczebla państwowego istotną szansą na poprawę ich sytuacji jest ustąpienie miejsca elektroprosumetom, pretendantom-innowatorom (przedsiębiorcom sektora MMSP) oraz samorządom. Po to, aby mogli przystąpić do budowania rynków elektroprosumeryzmu. Samorządy muszą znaleźć przy tym sposób na zaktywizowanie lokalnych społeczności, które podejmą grę o sumie dodatniej. Czyli wytworzą wartość dodaną zdolną ich samych zmotywować, a dodatkowo pozwalającą skompensować straty generowane przez destruktorów (jeśli nie da się im zapobiec). Ponadto, musi to być wartość dodana, która umożliwi pokrycie kosztów zasady pomocniczości w odniesieniu do 10% społeczności (szacunkowo), którą tworzą odbiorcy „wrażliwi” (na obecnym rynku końcowym energii elektrycznej). Politycy szczebla państwowego i samorządowego, zdolni przystąpić do gry o sumie dodatniej muszą uznać na obydwu poziomach ustrojowych – państwowym i lokalnym – użyteczność profesorów, z wyłączeniem postprofesorów (profesorów bezetosowych).

**Tab. 2. Mapa prac rozwojowych na rzecz unifikacji
Prawa elektrycznego z transformacją TETIP do elektroprosumeryzmu jako praktyki**

spis rozdziałów ustawy	
Rozdz. 1.	Przepisy (ogólne)
Rozdz. 2.	Doktryna elektroprosumencka
Rozdz. 3.	Elektroprosumencki rynek energii elektrycznej
Rozdz. 4.	Rada odporności elektroprosumeryzmu
Rozdz. 5.	Urząd rozwoju elektroprosumeryzmu
Rozdz. 6.	Przedsiębiorstwo elektroprosumenckie. Koncesje
Rozdz. 7.	Zasada współużytkowania zasobów KSE
Rozdz. 8.	Operator wirtualnego systemu elektrycznego
Rozdz. 9.	Eksploatacja instalacji elektroprosumenckich
Rozdz. 10.	Gospodarka obiegu zamkniętego i surowcowa

ramy programowe (działania)
1. Ramy programowe transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu na oddolnej,

fundamentalnej, ścieżce elektroprosumeryzmu – ścieżka budowy kompetencji społecznych w obszarze właściwym dla kanonicznej wersji słownika ustawy Prawo elektryczne, punkty 27-37). Działania realizowane w bieżącym trybie samokształcenia, w społecznie aranżowanej przestrzeni edukacyjnej

2. Ustawa w sprawie zasady współużytkowania zasobów KSE – uchwalenie ustawy: 2022/2023
3. Druga ustrojowa reforma elektroenergetyki (DURE) – przeprowadzenie reformy: 2022/2023-2025/2027
4. Ustawa Prawo elektryczne – uchwalenie ustawy: 2025/2027
5. Trajektorja transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu – sukcesywna transformacja mikroekonomiczna elektroprosumencka (elektroprosumentów 1- i n-węzłowych, obszarów wiejskich, poczynając od sołectw poniżej 1000 mieszkańców autonomizowanych na poziomie sieci nN do miast z liczbą mieszkańców do 500 tys. autonomizowanych na poziomie sieci 110 kV) w okresie 2035-2045, odpowiednio, oraz transformacja korytarza infrastrukturalno-urbanistycznego „kotwica”, łącznie z krytyczną infrastrukturą transportową (autostradami, magistralami kolejowymi i transkontynentalnym transportem lotniczym) do neutralności klimatycznej w horyzoncie 2050

uzasadnienie

- Cz. I.** Interaktywna obecność Prawa elektrycznego w transformacji TETIP
- Cz. II.** Elektroprosumeryzm a usługi publiczne
- Cz. III.** Doktryna prawna ustawy
- Cz. IV.** Potencjalna rola orzecznictwa sądowego w elektroprosumeryzmie
- Cz. V.** Właściwości Prawa elektrycznego

ocena skutków

1. Transformacja pięciu segmentów gospodarki: budownictwo (technologie pasytywizacyjne; ciepłownictwa (elektryfikacja); transport (elektryfikacja); użytkowanie energii (cyfryzacja segmentu AGD, elektrotechnologie przemysłowe, przemysł 4.0, GOZ); źródła OZE (reelektryfikacja)
2. Transformacja obszarów wiejskich (łącznie 60% ludności) w horyzoncie 2030-2040 z autonomizacją względem KSE na osłonach sieciowych: nN – sołectwa poniżej 1000 mieszkańców (40 tys. sołectw, 12 mln mieszkańców); nN-SN – gminy wiejskie i miejsko-wiejskie, łącznie z miastami do 50 tys. mieszkańców, bez sołectw poniżej 1000 mieszkańców (7 mln mieszkańców); nN-SN-110 kV – miasta 50 do 500 tys. mieszkańców (18 mln mieszkańców). Unifikacja transformacji TETIP oraz WPR. Horyzont neutralności klimatycznej (i wygaszenia WPR): 2030-2045
3. Korytarz infrastrukturalno-urbanistyczny „kotwica” z dostępem do (europejskiego) rynku JREE i wschodzącego rynku MEW obejmujący aglomeracje z miastami 0,5-1 mln mieszkańców (Wrocław, Kraków, Łódź, Poznań, Trójmiasto) oraz Warszawą i GZM (Górnośląsko-Zagłębiowska Metropolia) Horyzont neutralności klimatycznej: 2050

Rozszerzenia do wybranych rozdziałów ustawy

51. Doktryna elektroprosumencka w ustawie Prawo elektryczne zastępuje politykę energetyczną w ustawie Prawo energetyczne. W wymiarze praktycznym jest to alokacja rządowej odpowiedzialności makroekonomicznej między ustawami z jednoczesną fundamentalną zmianą charakteru tej odpowiedzialności. Cztery praktyczne aspekty doktryny mają (wywoławczo) postać.

51.1. W horyzoncie 2030, traktowanym w kontekście globalnych procesów społeczno-gospodarczych, nastąpi wyłączenie polskiej energetyki (wszystkich obecnych sektorów energetycznych) ze sfery specjalnych wpływów politycznych, w szczególności ze sfery działań na rzecz stosowania ustaw „specjalnych” (zawierających regulacje wynikające ze „specyfiki” energetyki) oraz na rzecz odstępstw (w postaci derogacji) od unijnych regulacji antymonopolowych i dotyczących pomocy publicznej (naruszającej konkurencję); to oznacza, że energetyka będzie funkcjonować na podstawie regulacji obowiązujących na otwartych rynkach, silnie konkurencyjnych.

51.2. Horyzont 2027, traktowany w kontekście końca unijnego okresu budżetowego (dedykowanego w bardzo istotnym stopniu przebudowie energetyki), jest granicznym horyzontem wygaszania nowych systemów ulg dla wielkoskalowej energetyki korporacyjnej (WEK) i wsparcia inwestycyjnego dla odnawialnych źródeł energii (OZE); ulgi przyznane przed 2027 r. będą, zgodnie z prawem, respektowane przez kolejne rządy ponad podziałami politycznymi.

51.3. Elektroprosumenci, inwestorzy (pretendenci) z obszaru MMSP oraz samorządy są głównymi gwarantami rynkowych mechanizmów kształtowania bezpieczeństwa energetycznego. W szczególności inwestorzy, jako pretendenci do rynków elektroprosumeryzmu, są gwarancją pobudzenia przełomowej innowacyjności technologicznej („twardej”) i organizacyjnej („miękkiej”). Elektroprosumenci sami dla siebie są gwarancją adekwatności rynkowej pokrycia własnego zapotrzebowania na energię elektryczną (co pod względem technicznym jest już możliwe z uwagi na szokowy rozwój nowych technologii (energetycznych i wokół-energetycznych), stanowiących innowacje przełomowe. Ekonomiczną optymalizację pokrycia zapotrzebowania zapewnia natomiast konkurencja na rynkach elektroprosumeryzmu.

51.4. Elektroprosumeryzm traktuje się w szerokim sensie nie tylko jako siłę napędową transformacji TETIP, ale również jako siłę sprawczą pożądanego – w dokonujących się zmianach cywilizacyjnych – równoważenia trzech wymiarów ogólnorozwojowych: społecznego (ile władzy polityków, a ile upodmiotowienia społeczeństwa?), gospodarczego (ile ekonomii klasycznej, a ile behawioralnej?) i środowiskowego (ile podboju, a ile ochrony przyrody i spowolnienia zmian klimatycznych?). Czyli transformację TETIP do elektroprosumeryzmu traktuje się jako czynnik przebudowy cywilizacyjnej odwracającej kierunek oddziaływań. Z oddziaływań „góra (makroekonomia) → dół (mikroekonomia)” na odwrotne.

52. Elektroprosumencki rynek energii elektrycznej jako praktyka ma charakter dynamiczny. Jedynie jego stan A (początkowy) jest zdeterminowany (znany w kategoriach metody indukcyjnej). I niezmiennie są fundamentalne podstawy (triplet paradygmatyczny), które tworzą przesłanki indukcyjne do określenia heurystyk stanu B w trybie dedukcyjnym. Korzystając z kanonicznej postaci słownika ustawy Prawo elektryczne dominujące właściwości elektroprosumenckiego rynku energii elektrycznej w perspektywie stanów A i B da się uporządkować w następujący sposób.

52.1. Pierwszą właściwością jest partycypacja elektroprosumencka. W tym elektroprosumenckie kompetencje (know how) plus własny kapitał (i dostęp do produktów bankowych) oraz własne zasoby OZE. Partycypacja elektroprosumencka oznacza zamianę kosztu energii (usług energetycznych) na elektroprosumenckie nakłady inwestycyjne. Ta z kolei pociąga za sobą całkowitą przebudowę struktury kosztów zaspakajania potrzeb energetycznych w całej gospodarce, w tym bardzo istotną przebudowę struktury podatków.

52.2. Hipoteza. Trajektoria A→B elektroprosumenckiego rynku energii elektrycznej jest funkcją (krzywą) wklęsłą. Ta właściwość wymaga specjalnej uwagi w projektowaniu regulacji prawa elektrycznego. Brak kontroli nad nią grozi pułapką. Mianowicie, grozi regulacjami wprowadzającymi ryzyko kształtowania monotonicznego wzrostu (sieciowego) rynku wschodzącego energii elektrycznej, osłabiającego jego substytucję efektywniejszymi (zwłaszcza w kontekście kosztu elektroekologicznego) rynkami pozasieciowymi elektroprosumeryzmu, mianowicie urzędów i usług.

52.3. Startową siłą napędową elektroprosumenckiego wschodzącego rynku energii elektrycznej jest eliminacja, za pomocą ustawy Prawo elektryczne, dwóch dotkliwych błędów rynku końcowego energii elektrycznej elektroenergetyki WEK-PK stanowiących wynik systemowego odstąpienia (2000 r.) od linii programowej pierwszej ustrojowej reformy elektroenergetyki.

52.4. Pierwsza z eliminacji wiąże się z systemem taryfowym dla segmentu ludnościowego. W 2000 r. urząd URE odstąpił od planowanego w ramach pierwszej ustrojowej reformy elektroenergetyki uwolnienia tego segmentu od subsydiowania taryfy G. W rezultacie „socjalistyczna” patologia funkcjonuje ponad dwie dekady i ma się dobrze. W tym sensie, że taryfa G „piętrowo” komplikowana prowadzi do jej unifikacji (w skali kraju) i blokuje potencjał wzrostu efektywności wykorzystania energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe do poziomu charakterystycznego dla gospodarki socjalistycznej i dla elektroenergetyki WEK-PK. Odblokowanie tego potencjału – wiążące się z eliminacją bardzo istotnego segmentu subsydiowania skrośnego, cen transferowych – osiąga się w ustawie Prawo elektryczne poprzez nadanie statusu elektroprosumenta spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, deweloperom, jednostkom JST zarządzającym zasobami mieszkaniowymi. Elektroprosumenta mającego prawo (opcjonalne) włączenia usługi dostawy energii elektrycznej do katalogu integralnych właściwości mieszkania (rozliczania kosztu energii elektrycznej podobnie jak dostawy wody czy odbioru odpadów), a z drugiej strony do wystawiania operatorowi OSD faktury za użytkowanie elektroprosumenckiej instalacji wewnętrznej (elektrycznej instalacji budynkowej, osiedlowej, innej w elektroprosumenckiej osłonie kontrolnej) w wypadku właścicieli mieszkań pozostających przy dostawcy na rynku schodzącym energii elektrycznej.

52.5. Druga z eliminacji (dotyczących istniejącej patologii) wiąże się ogólnie z systemem alokacji opłat za uprawnienia do emisji CO₂, w szczególności w ramach net meteringu. System rozliczeń opłat za uprawnienia do emisji CO₂ jest, podobnie jak taryfa G, przykładem nieracjonalnej, już nie tylko w kontekście podstaw fundamentalnych ale również politycznym, subsydiowania skrośnego za pomocą „solidarnościowej” alokacji kosztów uprawnień do emisji CO₂ między elektroenergetykę WEK-PK (wytwórców) oraz elektroprosumentów (ze źródłami OZE). Taki system jest nie tylko nieracjonalny ekonomicznie, ale głęboko nieetyczny, naruszenie nierówności (2), p. 38: im więcej zła spowodujesz (im więcej CO₂ wyemitujesz) tym większą korzyść osiągniesz, bo opóźnisz rozwój rynku elektroprosumenckiego. Rozwiązanie, które przynosi ustawa Prawo elektryczne, polega na konkurencji (możliwej dzięki zasadzie ZWZ-KSE) rynków: schodzącego

(obciążonego pełnymi kosztami uprawnień do emisji CO₂) i wschodzącego (pozbawionego wsparcia).

52.6. W drugiej połowie obecnej dekady i w pierwszej połowie następnej ciągnącą siłą napędową wyzwania społecznej innowacyjności technologicznej i organizacyjnej będzie zasada ZWZ-KSE (p. 42) umożliwiająca szybki rozwój wschodzącego rynku energii elektrycznej. W połowie następnej dekady nastąpi (to jest hipoteza) wysycenie (oznaczające maksimum rynku). Kolejno, siłą ciągnącą społeczną innowacyjność staną się pretendenci do pozasieciovych rynków elektroprosumeryzmu: urządzeń oraz usług.

52.7. Aby zminimalizować ryzyko niesprawdzenia się hipotezy (pp. 52.6) ustawa Prawo elektryczne minimalizuje zbiór koncesjonowanych przedsiębiorstw na elektroprosumenckim rynku energii elektrycznej. Koncesje wydaje (i prowadzi ich rejestr) urząd UREP. System regulacji realizowany przez UREP jest systemem ex post (antymonopolowym, biegunowo różnym od kosztowego systemu ex ante stosowanego przez URE na schodzącym rynku energii elektrycznej).

53. Eksploatacja instalacji elektroprosumenckich. Ten obszar w maksymalnym stopniu jest skonsolidowany (zunifikowany) z ogólnymi przepisami eksploatacji urządzeń elektrycznych. Jest to zasada, która generalnie (z wyjątkowymi tylko odstępstwami, na przykład takimi jak w wypadku sieciowego terminala dostępowego) odnosi się do instalacji nN. W wypadku terminala – jako urządzenia wysokospecjalistycznego będący interfejsem między instalacją elektroprosumencką i KSE – urząd UREP wprowadza dodatkowe (poza systemem właściwym dla ustawy BHP) wymaganie certyfikacji przez właściwy (wskazany) urząd (nie może to być certyfikacja za pomocą operatorskich kodeksów sieciowych). W wypadku sieci SN i 110 kV, a zwłaszcza sieci przesyłowych NN, udział urządzeń wysokospecjalistycznych szybko rośnie. W tym obszarze obowiązuje jednak porządek prawny ustawy Prawo energetyczne, w którym dominuje certyfikacja kodeksowa (będąca właściwością operatorskich kodeksów sieciowych). Ten system jest przedmiotem rynkowej alokacji na elektroprosumencki rynek energii elektrycznej (w obszar ustawy Prawo elektryczne) sukcesywnie, w miarę rozwoju systemów(WSE), a szczególnie w procesie ich autonomizacji względem KSE.

54. Gospodarka obiegu zamkniętego (GOZ) i surowcowa jest przedmiotem ustawy Prawo elektryczne w części wykraczającej poza „obszar” komunalnej gospodarki odpadami (ustawy o gospodarowaniu odpadami komunalnymi). Potrzeba włączenia gospodarki GOZ, w tym surowcowej, do ustawy Prawo elektryczne wynika z potencjału odpadów jako elektroprosumenckiego substratowego zasobu energetycznego umożliwiającego pokonanie największego ograniczenia wytwórczych technologii słonecznych i wiatrowych. Mianowicie, uzupełnienie ich (tych technologii) produkcji wymuszonej produkcją źródeł regulacyjno-bilansujących (źródeł biogazowych, instalacji multitechnologicznych wykorzystujących mineralizację niskotemperaturową odpadów zawierających pierwiastkowy węgiel, w tym odpady plastikowe). Ważne są trzy aspekty gospodarki GOZ, w tym surowcowej, obecne w ustawie Prawo elektryczne.

54.1. Koszt utylizacji instalacji elektroprosumenckich (obejmujących wytwarzanie i użytkowanie energii elektrycznej) stanowi składnik kosztu elektroekologicznego

wpływającego w istotny sposób na konkurencyjność elektroprosumeryzmu względem energetyki WEK-PK, ale także energetyki WEK-OZE(iEJ).

54.2. Ustawa Prawo elektryczne wprowadza elektroprosumencki obowiązek wykorzystania ekonomicznych substratowych zasobów własnych gospodarki GOZ w zakresie wykraczającym poza właściwości ustawy o gospodarowaniu odpadami komunalnymi.

54.3. Ustawa Prawo elektryczne zobowiązuje samorządy (JST i związki gmin na rzecz transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu) do wykorzystania ekonomicznych substratowych zasobów własnych odpadów będących właściwością ustawy o gospodarowaniu odpadami komunalnymi na budowę rynków elektroprosumeryzmu zgodnie z nierównością (3), p. 38.

Wybrane rozszerzenia do mapy prac rozwojowych (tab. 2, poza spisem rozdziałów)

55. Trajektorja (ramy programowe) transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu zarysowana w tab. 2 ma podstawy w heurystykach będących przedmiotem badań prowadzonych na platformie PPTE2050 [5-7]. Badania na platformie mają znaczenie pomocnicze. Ich celem jest budzenie oddolnej aktywności na rzecz pogłębiania koncepcji transformacji TETIP oraz budowanie kapitału społecznego potrzebnego transformacji. Włączenie do badań prac rozwojowych nad ustawą ma już pozytywne skutki wynikające z rygorów legislacyjnych. W szczególności rygory te doprowadziły do korekt w koncepcji – zwiększenia jej spójności, korekty nazewnictwa, zrównoważenia (lepszego wyważenia) składowych koncepcji – i doprowadziły także do lepszego zidentyfikowania jej deficytów. Tych wyników z całą pewnością nie dałoby się uzyskać w innym trybie. Oczywiście, przejście do „profesjonalnych” prac rozwojowych, z uwzględnieniem wszystkich rygorów legislacyjnych zapewniłoby kolejne pożądane przyspieszenie unifikacji koncepcji TETIP. Dwa aspekty pożądanego przyspieszenia, które akcentuje się w artykule, są następujące.

55. 1. Heurystyki transformacji TETIP wymagają badań (ulepszania) w trybie ciągłym. Na poziomie makroekonomicznym (krajowym) powinny być do czasu uchwalenia ustawy Prawo elektryczne przedmiotem zamówień rządowych, co na razie jest niemożliwe ze względu na sprzeczność z polityką energetyczną oraz Polskim Ładem. Jednak jest to ciężkie przewinienie. Rząd pozbawiając się interdyscyplinarnych badań na rzecz transformacji TETIP pozbawia się szansy konsolidacji jej koncepcji dla swoich potrzeb: operacyjnych i strategicznych. W szczególności obniża dramatycznie wiarygodność Polskiego Ładu. Tu dochodzi wręcz do fundamentalnej, w aspekcie systemów podatkowych, konfrontacji. Mianowicie, transformacja TETIP do elektroprosumeryzmu mająca podstawy fundamentalne kreuje system podatkowy kreujący dalej (w łańcuchu przyczynowo-skutkowym) rozwój spójny z doktryną ustrojową strefy euro-atlantyckiej, a w obszarze transformacji energetycznej z megatrendami. Polski Ład bazuje na „wymyślonym” politycznym systemie podatkowym służący niejasnym celom politycznym (niejasnym w części wykraczającej poza cel wyborczy, którym z natury rzeczy jest zawsze zdobycie i utrzymanie władzy).

55. 2. W ustawie Prawo elektryczne (w niniejszym artykule w jej koncepcji) heurystyki transformacji TETIP stanowią przedmiot badań realizowanych przez urząd

UREP oraz radę ROEP (siłami własnymi) i badań inspirowanych (rekomendowanych przez radę rządowi do wykonania w trybie wniosków z własnych badań). Takie rozwiązanie jest zbliżeniem do unijnej praktyki społeczno-gospodarczej (praktyki „rządowej”) i unijnego porządku prawnego na rzecz politycznego celu klimatyczno-energetycznego. Jednocześnie tworzy fundament pod „odzyskanie” przez Polskę statusu integralnego kraju członkowskiego, respektującego unijny porządek prawny i kształtującego ten porządek z uwzględnieniem swoich komparatywnych przewag w obszarze transformacji energetycznej, z odejściem od eskalowania żądań derogacyjnych.

56. Ustawa ZWZ-KSE jest punktem wyjścia do kreacji oddolnego wschodzącego rynku elektroprosumenckiego energii elektrycznej, pozasieciowych rynków urządzeń i usług oraz wschodzącego rynku MEW, w powiązaniu z europejskim rynkiem JREE na osłonie OK przecinającej połączenia transgraniczne. Jest to zarazem podstawa do reformy DURE oraz fundament współlistnienia dwóch porządków prawnych (ustaw: Prawo elektryczne i Prawo energetyczne). Stąd wynika pilny termin jej uchwalenia (2022/2023). Ustawa ZWZ-KSE jest wreszcie ustawą „pilotażową” ustawy Prawo elektryczne (podlega ona uchynieniu w trybie włączenia do ustawy Prawo elektryczne (2025/2027)).

56.1. Fundamentem zasady współużytkowania zasobów KSE jest rozdział bezpieczeństwa technicznego sieci operatorów OSP i OSD oraz adekwatności rynkowej zaopatrzenia elektroprosumentów w energię elektryczną na rynku wschodzącym na całej trajektorii transformacyjnej A→B. Efektywna realizacja zasady współużytkowania zasobów KSE wymaga restrukturyzacji sektora operatorskiego KSE zgodnej z koncepcją reformy DURE. Jest to reforma pobudzenia rozwoju oddolnego rynku wschodzącego za pomocą zasady ZWZ-KSE w trybie sanacji obecnego systemu operatorskiego KSE i restrukturyzacji podsektora wytwórczego elektroenergetyki WEK-PK. Sanację obecnego systemu operatorskiego KSE zapewnia się poprzez wydzielenie operatorów OSD ze skonsolidowanych obecnie grup wytwórczo-sieciowych i zapewnienie im całkowitej niezależności właścicielskiej. Potrzebne jest także nowe ukształtowanie modelu biznesowego operatorów OSD.

56.2. W kontekście bezpieczeństwa technicznego sieci operatorów OSP i OSD potrzebny jest rozdział funkcjonalności operatorskich (na obydwu poziomach: operatora OSP oraz operatorów OSD) na dwie funkcjonalności. Pierwsza, to funkcjonalność sieciowa (właścicielska) sprowadzająca się do zapewnienia bezpieczeństwa technicznego sieci (do zapewnienia odpowiedniej, rynkowej, kondycji technicznej sieci, i zapewnienia rynkowej dostępności do sieci. Druga to funkcjonalność systemowa (regulacyjno-bilansująca). Jest to funkcjonalność będąca właściwością rynków technicznych. Ponieważ polscy operatorzy OSD w procesie budowania nowego rynku bilansującego (formalnie funkcjonującego na rynku JREE od początku 2021 r.) pozbawili się wpływu na ten rynek w fazie jego kształtowania na rzecz operatora OSP, to w ramach reformy DURE potrzebne jest ukształtowanie – w obrębie infrastruktury sieciowej nN i infrastruktury SN operatorów OSD – drugiej funkcjonalności, mianowicie rynku technicznego, i przekazanie jej do realizacji operatorom systemów(WSE).

57. Doktryna prawna i właściwości ustawy Prawo elektryczne nie są jeszcze (w ramach prac rozwojowych, w kontekście teoretycznym) klarownie ustrukturyzowane. Z drugiej strony każda próba zmierzenia się z tym deficytem obniża ryzyko błędnych praktycznych zapisów ustawy.

57.1. Pierwszy otwarty problem (wymagający nowego namysłu), to uspoźnienie doktryny prawnej i właściwości ustawy z przełomowością koncepcji TETIP. Mianowicie, za przełomowością koncepcji TETIP musi iść przełomowość Prawa elektrycznego. Nie da się bowiem realizować przełomowej koncepcji transformacji energetycznej za pomocą naśladowczej (względem Prawa energetycznego) doktryny prawnej. Nowa doktryna musi wyjść, w całkowicie nowym wymiarze, na takie obszary jak – z jednej strony – usługi publiczne (pociągające za sobą w ustawie nowe proporcje przepisów prawa cywilnego i administracyjnego) oraz – z drugiej strony – orzecznictwo sądowe, którego ranga szokowo wzrośnie po przełomowej zmianie regulacji elektroprosumenckich rynków energii elektrycznej w kierunku regulacji proaktywnej (eksperymentalnej, minimalnej, odpornościowej).

57.2. Prawo elektryczne obejmuje zagadnienia, które są właściwością jednego z działów materialnego prawa administracyjnego, określającego prawne wymagania poszczególnych stadiów projektowania, budowy, utrzymania oraz likwidacji instalacji elektrycznych. W szerokim ujęciu obejmuje ono ogół regulacji prawnych dotyczących procesu budowlanego, począwszy od unormowań cywilnoprawnych, związanych z prawami rzeczowymi oraz obligacyjnymi, które dotyczą szeroko rozumianego dysponowania nieruchomością, przez zasady bezpieczeństwa i higieny pracy, prawo finansowe, a skończywszy na regulacji prawa publicznego obejmującej ogół procesu inwestycyjno-budowlanego zarówno rangi ustawowej, jak i wykonawczej. W wąskim ujęciu Prawo elektryczne jest wschodzącym porządkiem prawnym obejmującym współlistnienie ze schodzącym porządkiem prawnym w postaci Prawa energetycznego.

57.3. Ponieważ Prawo elektryczne minimalizuje przepisy prawa administracyjnego, to nie są dublowane w ustawie przepisy z innych ustaw (w tym z ustawy Prawo energetyczne). Zwłaszcza pod pretekstem, że ustawa Prawo elektryczne dotyczy wyjątkowego/specyficznego obszaru, że powtórzenia są konieczne ze względu na bezpieczeństwo energetyczne, monopol naturalny, efekt skali i inne podobne „argumenty”, które we współczesnej rzeczywistości są już tylko błędami poznawczymi.

57.4. Możliwość tej minimalizacji wynika z fundamentalnych właściwości elektroprosumeryzmu. Mianowicie, na elektroprosumenckich rynkach pozasięciowych urządzeń i usług dominacja umów cywilno-prawnych należy do ich natury. Umowy takie dominujące są również na elektroprosumenckim wschodzącym rynku oddolnym (wykorzystującym sieci nN, SN i 110 kV) między elektroprosumentami i operatorem(WSE), czyli operatorem rynku technicznego systemu(WSE). Umowy zawierane przez operatora(WSE) z rynku wschodzącego z operatorami sieciowymi OSD (sieci nN, SN, 110 kV) na rynku schodzącym są natomiast umowami zbliżonymi do obecnych umów zawieranych przez operatora OHT (operator handlowo techniczny) na rynku technicznym z operatorem OSP, ewentualnie OSD.

57. 5. Analizując Prawo elektryczne w kontekście potencjału jego uwolnienia od regulacji administracyjnych trzeba uwzględnić, że chociaż na początku trajektorii transformacji TETIP (sieciowy) elektroprosumencki wschodzący rynek oddolny energii elektrycznej (łącznie z zasadą ZWZ-KSE) ma krytyczne znaczenie, to na końcu trajektorii (i w modelu „dojrzałego” już elektroprosumeryzmu) rynek ten będzie jedynie rynkiem „resztkowym”, bo będzie się transformował w rynek zbliżony do obecnego rynku technicznego. Z tej właściwości trajektorii transformacji TETIP wynikają bardzo istotne przesłanki dla dobrego kształtowania Prawa elektrycznego, które powinno być „stabilne” we wszystkich ramach programowych w horyzoncie 2050.

57. 6. Odrębną sprawą są umowy na wschodzącym rynku EWM i europejskim rynku JREE. Są/będą one z natury podobne do obecnych umów – tam, w tych krajach, gdzie rynek EWM dynamicznie się już rozwija. Przy tym ze względu na szybki początkowy wzrost liczby „wielkich” elektroprosumentów (wielki przemysł, infrastruktura krytyczna, wielkie jednostki JST) również ten rynek będzie się przeobrażał w dużym stopniu w silnie konkurencyjny rynek umów cywilno-prawnych. W pracach rozwojowych nad ustawą trzeba przy tym brać pod uwagę, że segment wielkoprzemysłowy polskiej gospodarki w horyzoncie 2050 ulegnie znacznemu skurczeniu. W rezultacie rynek EWM i europejski rynek JREE razem nigdy nie będą miały w Polsce większego udziału w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną niż 25%. Architektura sieci przesyłowych ulegnie radykalnej zmianie, bo będą one potrzebne do obsługi tylko tego segmentu (a nie 100% rynku zapotrzebowania jak to jest obecnie). Dlatego potrzebna jest bardzo daleko idąca ostrożność w inwestycjach w tym segmencie sieciowym.

57. 7. Unikatowego znaczenia w kontekście doktryny prawnej ustawy Prawo elektryczne nabiera orzecznictwo sądowe. Szokowy wzrost orzecznictwa ma bezpośrednią i dominującą przyczynę w przełomowej zmianie regulacji elektroprosumenckich rynków energii elektrycznej w kierunku regulacji proaktywnej mającej na celu wyzwalanie (pobudzanie) innowacyjności technologicznej i organizacyjnej (biznesowej) pretendentów do rynków elektroprosumeryzmu).

ZAKOŃCZENIE

58. Nie da się uciec w połowie 2021 r. od skojarzeń dotyczących unifikacji polskiej transformacji energetycznej (TETIP) do elektroprosumeryzmu z ustawą Prawo elektryczne i z drugiej strony polskiego członkostwa w UE. Są to skojarzenia wielkiej wagi. Transformacja TETIP jest przepustką Polski do współuczestnictwa w realizacji celu politycznego UE, którym jest neutralność klimatyczna 2050. Ale także do współuczestnictwa w kolejnych ramach programowych (2030, 2040, 2050). Współuczestnictwa kształtującego się w trybie współtworzenia i odpowiedzialności za rozwiązania w każdym z tych ram programowych. W żadnym wypadu nie może to być członkostwo na specjalnych prawach przyznanych sobie przez Polskę w nadrzędnym trybie politycznym (zakotwiczonym w polskiej wyjątkowości). To jest pierwsze skojarzenie.

59. Drugie skojarzenie, w ślad za pierwszym, dotyczy dwóch polskich porządków prawnych w transformacji energetycznej. Mianowicie, dwa ustrojowe porządki prawne transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (Prawo elektryczne i Prawo energetyczne) trzeba bezwzględnie analizować w połowie 2021 r. w kontekście dwóch ustrojowych porządków prawnych najwyższej rangi: Konstytucji RP i Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Lekcja, która wypływa z narastającego gwałtownie konfliktu między porządkami najwyższej rangi to ta, że trzeba ten konflikt przeanalizować z uwagą i wyciągnąć wnioski. Po to, aby uniknąć błędów w projektowaniu zapisów ustawy Prawo elektryczne będących potencjalnym źródłem konfliktów z przepisami ustawy Prawo energetyczne podobnych, pod względem natury prawnej, do konfliktów polsko-unijnych. Jest to bardzo ważne ze względu na rosnącą polską destrukcję polityczną w obrębie stanowienia i wykonywania prawa.

ZAŁĄCZNIK

(Współczesna) Segmentacja podmiotowo-przedmiotowa (potencjału) elektroprosumenckiego rynku energii elektrycznej w eklektycznym języku stanów A i B transformacji TETIP

60. Prezentowana segmentacja obejmuje 3 segmenty, każdy z segmentów obejmuje z kolei 4 podsegmenty (segmentacja 3x4). Zaproponowana segmentacja ma przy tym tylko charakter wywoławczy. Wprawdzie bazuje na podatności poszczególnych segmentów i podsegmentów na transformację TETIP, ale jest też zachowawcza (jest w „niewoli” perspektywy elektroenergetyki WEK-PK, inaczej – perspektywy stanu początkowego (A) transformacji TETIP. Dlatego potrzebna jest jej krytyczna analiza, i kolejne modyfikacje.

61. Pierwszy segment (tab. 3) jest segmentem budynkowym obejmującym potencjalnie cały zbiór elektroprosumentów jednowęzłowych z instalacjami przyłączonymi w dominującej części do sieci nN(KSE)³. W podmiotowym sensie jest to w dominującej części segment ludnościowy, obejmujący domy jednorodzinne i budynki wielorodzinne wspólnot mieszkaniowych (jedno-budynkowych) oraz zabudowania gospodarstw rolnych.

61. 1. Dyskusyjne jest w takiej perspektywie włączenie do pierwszego segmentu podsegmentu EPB3. Dlatego, bo z jednej strony jest to (w sensie podmiotowym) podsegment samorządowy, a jednocześnie tworzy (w sensie przedmiotowym) potencjał dla systemów(WSE), czyli byłoby właściwe włączenie go w aspekcie stanu A transformacji TETIP do drugiego segmentu (tab. 4). Z drugiej strony jest to podsegment budynków wysokospecjalistycznych – w tym o bardzo wysokich indywidualnych wymaganiach niezawodnościowych – które wraz z szybkim rozwojem

³ W załączniku wprowadza się lokalne akronimy: nN(KSE), SN(KSE) oraz WN(KSE), ale tylko tam, gdzie wymaga tego kontekst. Oznaczają one kolejno sieci nN, SN, 110 kV współtworzące system KSE, należące do operatorów OSD. Podkreśla się, że akronimy te będą z natury rzeczy szybko zdobywały status globalnych akronimów transformacji TETIP, w której rozróżnienie sieci elektroenergetycznych KSE i sieci (instalacji) elektrycznych elektroprosumentów i systemów(WSE) w pierwszej fazie transformacji (rozpoczynającej się stanem A) będzie bardzo ważne, a w końcowej fazie (kończącej się stanem B) znacznie straci na znaczeniu, w wyniku unifikacji „sieciorowej” KSE, systemów(WSE) i elektroprosumentów, która będzie obejmować w szczególności szereg napięciowy nN, SN, WN.

rynków pozasieciowych elektroprosumeryzmu będą podlegały autonomizacji. Zatem w aspekcie stanu końcowego (B) transformacji TETIP uprawniona jest jego obecność w pierwszym segmencie.

Tab. 3. Segment 1 (elektroprosumencki budynkowy): właściciele domów jednorodzinnych, gospodarstw rolnych (dwa podsegmenty: gospodarstwa „socjalne” i małowarowe), jednobudynkowe wspólnoty mieszkaniowe, „administratorzy” budynków (w JST)

Pod-segment	Elektroprosumenci budynkowi (EPB)
EPB1	6 mln domów (w przybliżeniu 3 mln w miastach i 3 mln na obszarach wiejskich, w drugim segmencie ponad 1,5 mln „socjalnych” gospodarstw rolnych). Roczny rynek nowych domów przekazywanych do użytku – ok. 70 tys. domów
EPB2	130 tys. wspólnot mieszkaniowych (budynków mieszkalnych)
EPB3	14 tys. szkół podstawowych, 6 tys. gimnazjów, 11 tys. szkół ponadgimnazjalnych, 750 szpitali, 2,5 tys. urzędów gmin/miast (rynk popytowe związane z energetyką budynkową w tym wypadku będą kreowane przez gminy)
EPB4	115 tys. gospodarstw rolnych małowarowych (10 do 50 ha) – potencjalny rynek μ EB (mikro-elektrowni biogazowych) rolniczo-utylicacyjnych o jednostkowej mocy elektrycznej 10-50/100 kW

61.2. W segmencie ludnościowym (łącznie 12 mln gospodarstw domowych) charakterystyczna jest ekonomika behawioralna, z bardzo dużym potencjałem partycypacji elektroprosumenckiej (realizowanej z wykorzystaniem oddolnego rynku wschodzącego energii elektrycznej i dwóch pozasieciowych rynków elektroprosumeryzmu). Łączna wartość zasobów mieszkaniowych w Polsce, to około 2,8 bln PLN, roczna wartość rynku budownictwa mieszkaniowego, to około 90 mld PLN (roczna wartość całego rynku budowlanego w pierwszej połowie minionej dekady, czyli w okresie wielkich inwestycji infrastrukturalnych, drogowych i kolejowych, było to około 190 mld PLN).

61.3. Elektroprosumenci z segmentu ludnościowego podwyższają za pomocą inwestycji elektroprosumenckich wartość (cenę) swoich domów/mieszkań (doświadczenia wielu krajów pokazują, że wzrost ceny domu przewyższa znacznie nakłady inwestycyjne). Jest zrozumiałe, że inwestycje elektroprosumenckie mają długi horyzont (są to inwestycje wielopokoleniowe). Jest też bardzo ważne to, że potencjał elektroprosumenckiej (energetycznej) partycypacji w segmencie ludnościowym wynika ze struktury dochodu rozporządzalnego ludności (dochody te wynoszą w Polsce około 900 mld PLN/rok, a wydatki gospodarstw domowych na energię elektryczną, potrzeby ciepłownicze (ciepło grzewcze i do produkcji ciepłej wody użytkowej) oraz klimatyzacyjne, i wreszcie paliwa transportowe, to łącznie około 90 mld PLN/rok). Wraz z rozwojem rynków elektroprosumeryzmu dochody rozporządzalne ludności będą rosły (będzie się kształtować klasa średnia niezbędna w każdym nowoczesnym państwie).

61.4. Specjalne znaczenie w pierwszym segmencie mają gospodarstwa rolne. To znaczenie wynika, na poziomie unijnym, z konieczności przebudowy (wygaszenia) zupełnie już nieefektywnej Wspólnej Polityki Rolnej, obniżającej globalną

konkurencyjność UE (zwłaszcza w strefie euro-atlantycznej). Transformacja TETIP jest w tej sytuacji dla obszarów wiejskich historyczną szansą ich przebudowy za pomocą rynków elektroprosumeryzmu (obszary wiejskie mają wielką przewagę fundamentalną w zakresie realizacji unijnych celów politycznych: w postaci neutralności klimatycznej i celów społeczno-gospodarczych w kolejnych ramach programowych).

62. Drugi segment (tab. 4) jest segmentem potencjalnych systemów(WSE), głównie w obszarze sieci nN-SN, w ujęciu podmiotowym obejmującym spółdzielnie mieszkaniowe (przede wszystkim wielobudynkowe), osiedla deweloperskie (wielobudynkowe), oraz zasoby budynkowe samorządowe (JST). Segment 2 stanowi bazowe środowisko do kształtowania fundamentalnej koncepcji systemów(WSE) na infrastrukturze sieciowej nN(KSE) oraz nN-SN(KSE), z rozproszonym operatorstwem (rynkem technicznym). W szczególności jest to najbardziej właściwe środowisko do kreowania systemów(WSE) w obrębie sołectw, ale także w obrębie spółdzielni mieszkaniowych, osiedli deweloperskich, oraz osiedli miejskich ogólnie). Jest to także środowisko do włączenia powiatów będących potencjalnie ważnymi platformami transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu w kolejnych latach.

Tab. 4. Segment 2 (JST; spółdzielnie oraz wspólnoty mieszkaniowe i sektor deweloperski w miastach; spółdzielnie rolnicze na obszarach wiejskich) – instalacje budynkowe, systemy(WSE)

Pod-segment	Potencjalne systemy(WSE)
WSE1	4 tys. spółdzielni mieszkaniowych oraz segment deweloperski, rosnący (6,5 tys. deweloperów, 1,5 tys. inwestycji w realizacji, roczny rynek sprzedaży 20 mld PLN). Wielki potencjalny rynek popytowy na: usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego; pompy ciepła; źródła PV; zintegrowana inteligentna infrastruktura przeznaczona dla potrzeb DSR, i do rozliczeń wszystkich rodzajów energii/mediów; wielki potencjalny rynek popytowy na usługi/produkty „pakietowe” (dostawca-integrator energii elektrycznej i gazu, wody, Internetu, programów telewizyjnych) dla mieszkańców; potencjalny rynek popytowo-podażowy na usługi <i>car sharing</i> .
WSE2	(środowisko wiejskich spółdzielni elektroprosumenckich): ponad 43 tys. sołectw, a dodatkowo 13,5 tys. przyległych kolonii, przysiółków i osad – wielki potencjalny rynek μ EB (tab.1, podsegment EPB4).
WSE3	1600 gmin wiejskich i 500 gmin miejsko-wiejskich, 314 powiatów na obszarach wiejskich – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, pompy ciepła, źródła PV; wielki potencjalny rynek popytowy na rolniczo-utylicacyjne elektrownie biogazowe EB klasy 0,5÷1 MW; potencjalny rynek gminnych systemów <i>car sharing</i> .
WSE4	400 miast – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, a także rynek popytowy na pompy ciepła, ogniwa PV; w odniesieniu do zadań gminy istnieje potencjalny rynek popytowy na urządzenia/instalacje takie jak: instalacje kogeneracyjne w oczyszczalniach ścieków, przede wszystkim jednak istnieje wielki potencjalny rynek podażowo-popytowy na usługi <i>car sharing</i> (dla całego miasta).

63. Trzeci segment (tab. 5) ma najbardziej eklektyczny charakter, i jego strukturyzacja będzie podlegać na trajektorii A→B transformacji TETIP najdynamiczniejszym zmianom. W perspektywie stanu A segment ten obejmuje sektor usług z dużym udziałem elektroprosumentów wielowęzłowych, sektor MMSP, dalej wielkiego przemysłu oraz infrastruktury krytycznej.

Tab. 5. Segment 3 (elektroprosumenckie sektory usług i MMSP, infrastruktura krytyczna, wielki przemysł)

Podsegment	Elektroprosumencki segment biznesowy, inteligentna sieć energetyczna (EPISE)
AG1	Sektor usług (poza usługami publicznymi): sieci sklepów (np. Biedronka – potencjalny elektroprosument n-węzłowy, n = 3 tys. sklepów), hipermarkety (350), hotele (2 tys.), biurowce (800), inne. Zasilanie z sieci nN, SN.
AG2	Sektor MMSP. Mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa – 2,1 mln, 52 tys. i 15 tys. przedsiębiorstw, odpowiednio. Zasilanie z sieci nN, SN.
AG3	Infrastruktura krytyczna (kolej – 2,5% krajowego zużycia energii elektrycznej, autostrady). Zasilane z sieci 110 kV oraz SN – zasilanie wspomagane za pomocą układów dosyłowych offshore.
AG4	Wielki przemysł (górnictwo, hutnictwo, przemysł chemiczny, część przemysłu maszynowego, część przemysłu budowlanego). Odbiorcy zasilani z sieci 110 kV (370 GPZ-ów. Zasilanie wspomagane za pomocą układów dosyłowych offshore.

63. 1. Mikroprzedsiębiorstwa (przedsiębiorcy funkcjonujący w formule działalności gospodarczej) są w perspektywie elektroprosumenckiej częścią segmentu pierwszego. Nieuchronnie będzie następować unifikacja statusu mikroprzedsiębiorstwa wpisującego się w środowisko domu jednorodzinnego a nawet mieszkania w budownictwie wielorodzinnym oraz pracownika (najemnego) wykonującego pracę w trybie on line. W tym kontekście elektroprosumeryzm tę unifikację będzie znacznie przyspieszał. I w tym kontekście sam będzie pobudzał pożądane zmiany społeczne, ale również gospodarcze (za pomocą nowych mechanizmów ekonomicznych) jak również wzmacniał megatrendy.

63. 2. Małe i średnie przedsiębiorstwa, to elektroprosumenci, na ogół jednowęzłowi przyłączeni do sieci nN(KSE) lub SN(KSE). Wielki przemysł, to elektroprosumenci przyłączeni do sieci WN(KSE), w dominującej części jednowęzłowi, ale również wielowęzłowi. Infrastruktura krytyczna, to elektroprosumenci w dominującej części (super) wielowęzłowi przyłączeni do sieci SN(KSE) i WN(KSE).

63. 3. Wielki przemysł, czyli obszar tradycyjnej energetyki przemysłowej (segment AG4), wraca do „korzeni” i staje się ważnym graczem na współczesnym rynku energii elektrycznej (szybki rozwój elektroenergetyki pod koniec XIX w. rozpoczął się właśnie od przemysłowej energetyki elektroprosumenckiej, chociaż wówczas tak się ona nie nazywała).

63. 4. Ogólnie w segmencie przemysłowym istnieje w Polsce ponad 100 wytwórców energii elektrycznej. To oni będą siłą napędową transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu na poziomie napięciowym WN(KSE). Elektroprosumenckie przemysłowe źródła wytwórcze, to obecnie źródła kogeneracyjne, głównie węglowe

(ale także na olej opałowy i gaz koksowniczy) o mocy elektrycznej w jednym przedsiębiorstwie (w jednej grupie kapitałowej) od 0,5 MW aż do 350 MW (łącznie około 1600 MW mocy zainstalowanej, 5% krajowej produkcji energii elektrycznej).

63. 5. Nową jakością w elektroprosumenckiej energetyce przemysłowej są od 2014 r. bloki gazowe *combi*. W dwóch grupach kapitałowych – KGHM i PKN Orlen – moc tych źródeł osiągnęła poziom ponad 1100 MW, a ich potencjalny udział w krajowej produkcji energii elektrycznej wynosi 6%. Segment o bardzo dużym potencjale transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (w powiązaniu z dostępem do europejskiego rynku energii elektrycznej JREE) w bieżących ramach programowych (2030).

63. 6. Inwestycje wytwórcze w elektroprosumenckiej energetyce przemysłowej są zawsze realizowane w wydłużonym łańcuchu wartości, obejmującym użytkowanie energii elektrycznej nie tylko w napędach i wykorzystaniu ciepła w procesach przemysłowych, ale również w gwałtownie rozwijających się elektrotechnologiach (i przemyśle 4.0). Jest to łańcuch obejmujący integralnie działania proefektywnościowe i pro-środowiskowe. Ze względu na kryterium kosztu elektroekologicznego kogeneracja przestaje jednak być czynnikiem przewagi konkurencyjnej. Dlatego w elektroprosumenckim łańcuchu wartości w ogóle już nie ma miejsca na kogenerację węglową (na inwestycje, ale także na produkcję w istniejących źródłach). Zakończył się też czas na wykorzystanie inwestycji w kogeneracyjne technologie gazowe jako przejściowe (do roku 2050). Przyszedł czas na własne elektroprosumenckie technologie wiatrowe, słoneczne i inne oraz na bezpośredni udział (w środowisku zasady ZWZ-KSE) w rynkach JREE i wschodzącym rynku MEW.

Potencjał startowy rozwoju elektroprosumenckiego rynku energii elektrycznej w obszarze sieciowym operatorów OSD

64. Elektroprosumencki rynek energii elektrycznej w obszarze sieciowym operatorów OSD jest najogólniej rynkiem wschodzącym konkurującym z segmentami taryfowymi G i C oraz B i A na rynku schodzącym energii elektrycznej (należącym do elektroenergetyki WEK-PK). Są to segmenty kojarzone jeszcze powszechnie, aczkolwiek błędnie, z odbiorcami na rynku schodzącym WEK-PK, przyłączonymi odpowiednio do: sieci nN(KSE) (taryfy G, C) oraz SN(KSE), taryfa B. Ta ostatnia sprawa jest jednym z bardzo wielu ważnych aspektów funkcjonowania elektroenergetyki, który w ciągu dziesięcioleci był poza jakąkolwiek krytyczną refleksją, co wynika np. z tab. 6, i musi być poddany gruntownej restrukturyzacji własnościowej i funkcjonalnej w ramach reformy DURE.

64. 1. Mianowicie, tab. 6 pokazuje, że większość odbiorców elektroenergetyki WEK (w szczególności gospodarstwa domowe w budynkach wielorodzinnych), to odbiorcy „wirtualni”. W takim sensie, że nie są oni bezpośrednio przyłączeni do sieci operatorów OSD. Z danych przedstawionych w tab. 6 wynika dodatkowo fakt wskazujący na to, że ujednolicająca siła praktyk korporacyjnych góruje nad przesłankami fundamentalnymi. Mianowicie, udział „wirtualnych” odbiorców w Innogy wynosi 0,94, a w PGE 0,44 (przeciętnie w kraju jest to 0,61). Mimo wielkiej różnicy udziałów praktyka tworzenia

taryf (nadzorowana bardzo „skrupulatnie” przez URE) w Innogy nie różni się istotnie od praktyki w PGE.

Tab. 6. Rynek schodzący (WEK) energii elektrycznej, 2020
(segment popytowy – odbiorcy przyłączeni do sieci nN-SN(KSE), większość „wirtualnych”)

OSD	Liczba, mln			Stosunek	
	odbiorców „umownych”		rzeczywistych przyłączy	2:4	3:2
	łącznie	w tym „wirtualnych”			
1	2	3	4	5	6
PGE	5,4	2,40	3,00	1,8	0,44
Tauron	5,6	3,60	2,00	2,8	0,64
Energa	3,0	2,00	1,00	3,0	0,67
Enea	2,6	1,76	0,84	3,1	0,68
Innogy	1,0	0,94	0,06*	16,6	0,94
Razem	17,6	10,7	6,90	2,6	0,61

* Jest to liczba przyłączy kablowych, o podstawowym znaczeniu. Istnieją też przyłącza napowietrzne, ale ich liczba jest znacznie mniejsza (w Warszawie nie mają one istotnego praktycznego znaczenia, poza statystycznym).

64. 2. Ta konstatacja, dotycząca prymatu praktyk (interesów) korporacyjnych nad potrzebą wyzwania pożądaną społecznie rynkowej alokacji zasobów jest znamieną. Na pewno otwiera ona bezpośrednią drogę do wirtualizacji rynku wschodzącego energii elektrycznej 1. Bo nie ma powodów, aby wirtualizację (ukrytą, naganną, realizowaną w trybie transferów finansowych, subsydiowania skróśnego) mogła stosować elektroenergetyka WEK-PK, ale nie można jej było stosować w trybie innowacji przełomowej mającej podstawę w inteligentnej infrastrukturze konkurencyjnego rynku elektroprosumenckiego (czyli rynku wschodzącego 1).

64. 3. Aspekt wydobyty w tab. 6 ma oprócz strony prawnej (wykorzystywanie przez elektroenergetykę WEK-PK bezpłatnie majątku spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych w postaci instalacji wewnętrznych nN między przyłączem sieciowym operatora OSD i licznikami odbiorców w postaci gospodarstw domowych) – także, a nawet przede wszystkim, podłoże mentalne. Chodzi w tym wypadku o sposób funkcjonowania rynków powszechnych, bardzo wielkich wartościowo i krytycznych dla funkcjonowania całej gospodarki, bardzo wrażliwych politycznie, od „zawsze” opanowanych przez bardzo silne podmioty zasiedziały na tych rynkach, od „zawsze” wytwarzające własne zasady obowiązujące na tych rynkach. I to właśnie konieczność rozległych zmian mentalnych powoduje, że rynek wschodzący energii elektrycznej 1 musi być tworzony w trybie innowacji przełomowej.

Źródła

- [1] *Historia Elektryki Polskiej. Elektroenergetyka*. Stowarzyszenie Elektryków Polskich. Profesor Lucjan Nehrebecki – Przewodniczący Komitetu Redakcyjnego. WNT, Warszawa, 1992.
- [2] Hyman L. S.: *America's Electric Utilities: Past Present and Future*. Public Utilities Reports, Inc. Fourth Edition, Arlington, 1992.
- [3] Henney A.: *A Study of the Privatisation of the Electricity Industry in England & Wales*. EEE Limited, London, 1994.
- [4] Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Pod redakcją Jana Popczyka. Monografia (autorzy: Jan Popczyk, Edward Siwy, Kurt Żmuda, Roman Korab, Henryk Kocot). Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
- [5] Popczyk J.: *Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumentyzmu 2050 – transformacja energetyki w trybie przelomowym: cz. I. Rozległe uwarunkowania i punkt oddolnego praktycznego startu, cz. II. Słownik encyklopedyczny teorii i zarys koncepcji rynku wschodzącego 1 na poziomie praktyki*. Platforma PPTE2050 (www.ppte2050.pl), 2020. Portal CIRE (www.cire.pl), 2020. Energetyka 5/2020, Biuletyn PPTE2050 nr 1/2020, cz. II, s. 216-234.
- [6] Popczyk J.: *ENERGETYKA WEK-PK: to, co było dobre dla świata przez 300 lat, i to, co się nie spełniło w ostatnich dwóch dekadach oraz odpowiedź (nowy pomysł na resztę XXI wieku, do zrealizowania w horyzoncie 2050): polska transformacja TETIP (w trybie innowacji przelomowej) do ELEKTROPROSUMERYZMU*. Platforma PPTE2050 (www.ppte2050.pl). Energetyka 1/2021, Biuletyn PPTE2050 nr 1(3)/2021, s. 43-56.
- [7] Popczyk J., *800 numerów (74 lata) „Energetyki”*. Jubileusze są po to, aby uszanować historię, otworzyć się na przemijanie i zwrócić ku przyszłości. Nie tylko odczytać ją i nazwać, ale zacząć budować. Platforma PPTE2050 (www.ppte2050.pl). „Energetyka” 2021, nr 2, s. 100-1112.
- [8] Popczyk J.: *DRUGA USTROJOWA REFORMA ELEKTROENERGETYKI*. Główny filar transformacji TETIP do elektroprosumentyzmu. Platforma PPTE2050 (www.ppte2050.pl). Energetyka 4/2021, Biuletyn Rynki Elektroprosumentyzmu 1(2)/2021, s. 340-359.
- [9] Szargut J.: *Termodynamika techniczna*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2011.
- [10] Stanek W.: *Analiza egzergetyczna w teorii i praktyce*. Monografia, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2016.
- [11] Stanek W., Ziębik A., *Koszt termoeologiczny (TEC) – miernik efektywności energetycznej i ekologicznej*. Energetyka 12/2020, s. 639-647.

Wersja alpha – 15 sierpnia 2021

Wersja beta (dodano pp. 38.7 do 38.15, 43.2, 44.1 oraz 44.2 i poz. [4] w spisie źródeł)

– 23 sierpnia 2021



UNIwersytet
PRZYRODNICZY
W POZNANIU

Biogazownia odpowiedzią na wysokie ceny i ślad węglowy

Prof. dr hab. inż. Jacek Dach

Katedra Inżynierii Biosystemów
Wydział Inżynierii Środowiska i Inżynierii Mechanicznej
Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

Żmigród, 15/12/2021

Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Wstęp

Co to jest biogazownia i jakie są podstawy procesu fe

Powstawanie biogazu jest naturalnym procesem występującym w przyrodzie.

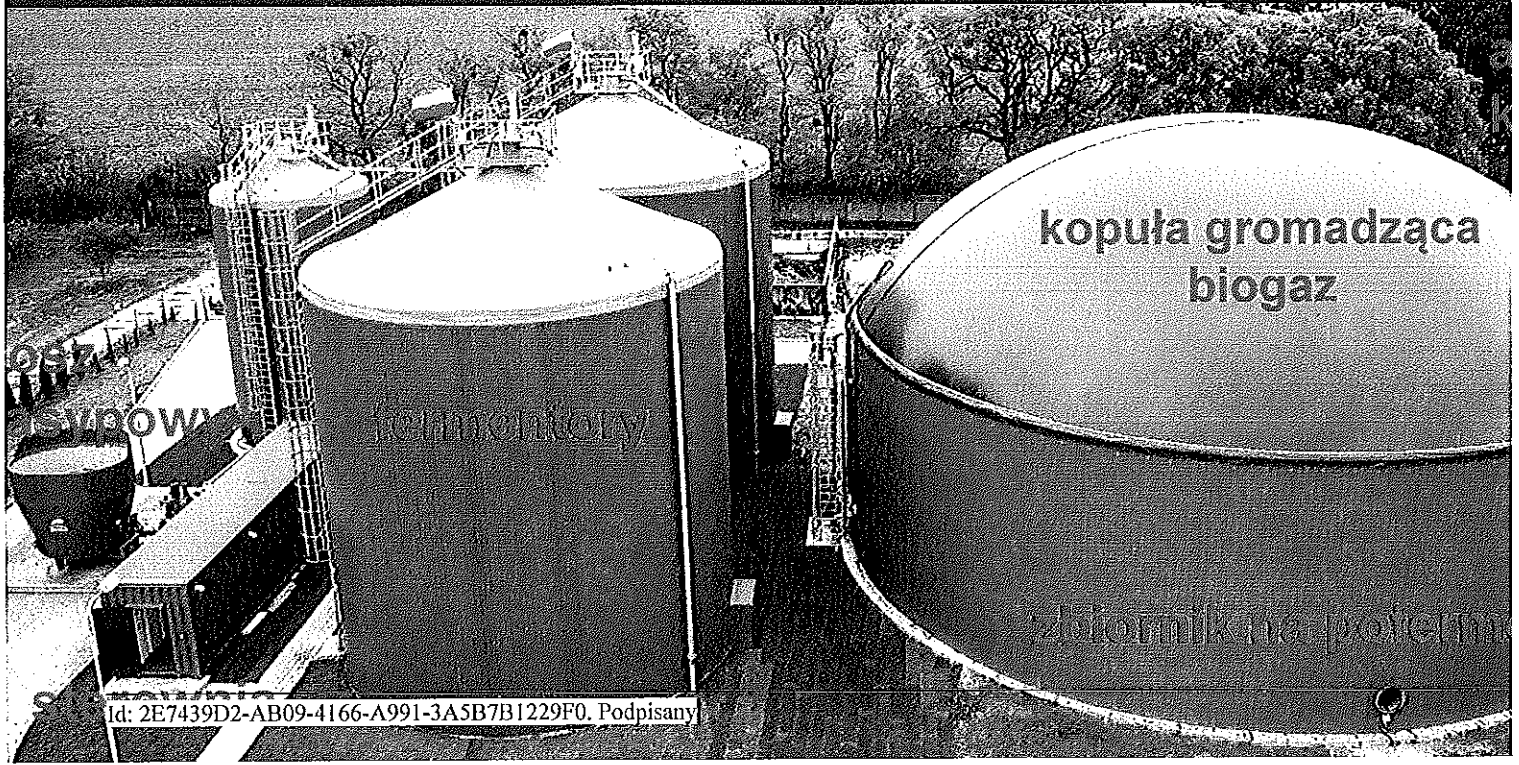
W gospodarce narodowej dużym źródłem emisji metanu jest rolnictwo, zwłaszcza hodowla zwierząt.



Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Co to jest biogazownia? Jest to instalacja, która w procesie fermentacji metanowej przetwarza najróżniejsze substancje na biogaz, w którym ok. 50-65% objętości stanowi metan. Fermentacja zachodzi w fermentorach w warunkach beztlę. gęsta pulpa fermentacyjna ma temperaturę ok. 38-42°C.

Produkowany biogaz spalany jest w agregacie kogeneracyjnym (prądnicą), efektem jest energia elektryczna i ciepło oraz nadwyżka pulpa pofermentacyjna.



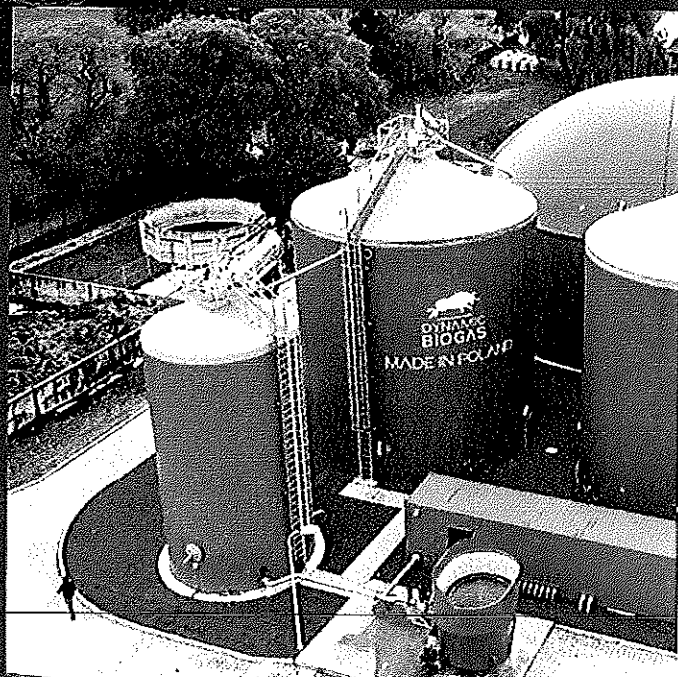
Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Rodzaje biogazowni



**BIOGAZOWNIA I GENERACJI
WYKORZYSTANIE DO ŻYWIENIA
GŁÓWNIENIE SUBSTRATÓW
KISZONKOWYCH
TYPOWO ROLNICZYCH
MOŻLIWOŚĆ NAGROMADZENIA
SUBSTRATÓW
PODATNOŚĆ NA**

**BIOGAZOWNIA III GENERACJI –
WYKORZYSTANIE DO ŻYWIENIA
SZEROKIEJ GAMY SUBSTRATÓW
WŁASNYCH, WYSOKA
ODPORNOŚĆ NA AWARIE,
MOŻLIWOŚĆ TRANSPORTOWA**



Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

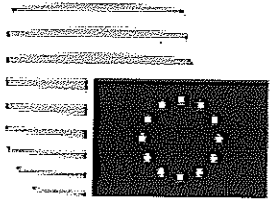
Polityki Komisji Europejskiej (Europejski Ład, Fit for 55, Strategia Metanowa itp.) m celu:

Redukcję emisji gazów cieplarnianych (GHG) do atmosfery (w tym również metanu z rolnictwa)

Zaprzestanie używania paliw kopalnych (węгля, ropy, gazu) do produkcji energii oraz w transporcie do 2050 roku (osiągnięcie neutralności klimatycznej)

Wytwarzanie energii i paliw ze źródeł odnawialnych

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z rolnictwa (zwłaszcza produkcja zwierzęca ucierpi wskutek opodatkowania z tytułu emisji GHG)



Rada Europejska
Rada Unii Europejskiej

11/12/2020: Zako
szczytu Rady Eu

Rada Europejska Rada UE Polityki Kalendarz posiedzeń

[Strona główna](#) > [Posiedzenia](#)

► Rada Europejska

Rada Europejska, 10–11 grudnia

Wyniki obrad

Unijni przywódcy osiągnęli porozumienie zażegnujące obawy wyrażone w pakiecie odbudowy i **uzgodnili cel redukcji emisji wynoszący 55%**. Przyjęli w sprawie Covid-19, bezpieczeństwa i stosunków zewnętrznych oraz spoc

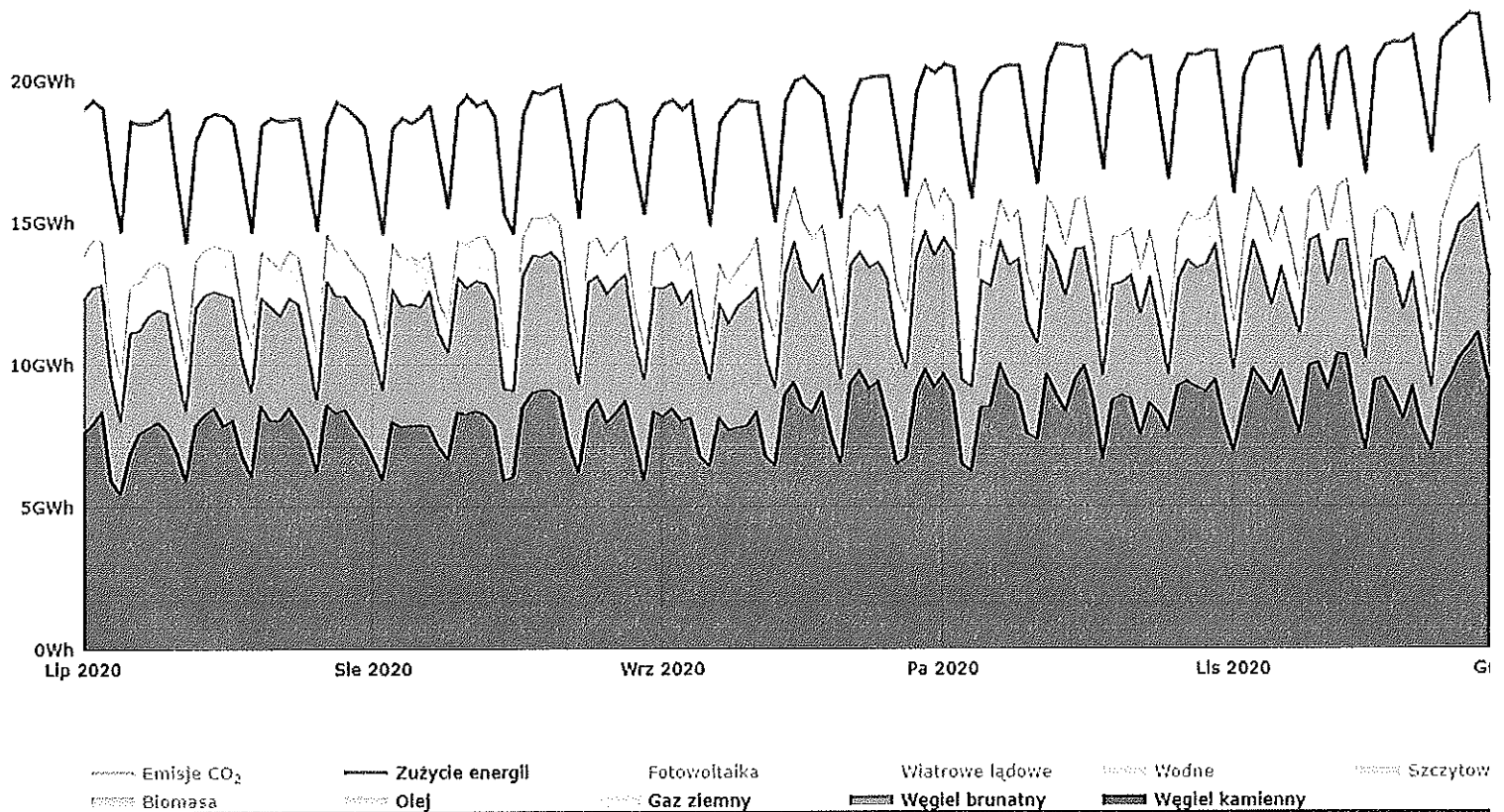
Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany
szczyt Rady Eu w 102321201ym składzie.

Zestawienie generacji energii elektrycznej w Krajowym Energetycznym za okres II półrocza 2020 roku z paliw kopalnych

Jak widać - jest oparta przede wszystkim na węglu kamiennym i brunatnym, które generują wielkie emisje CO₂.

Zakres danych | Polska | 2020-07-01 21:00 | 2020-12-31 21:00 | Pokaż | Ostatni tydzień

Dane z <http://forumetr.forum-energii.eu/>



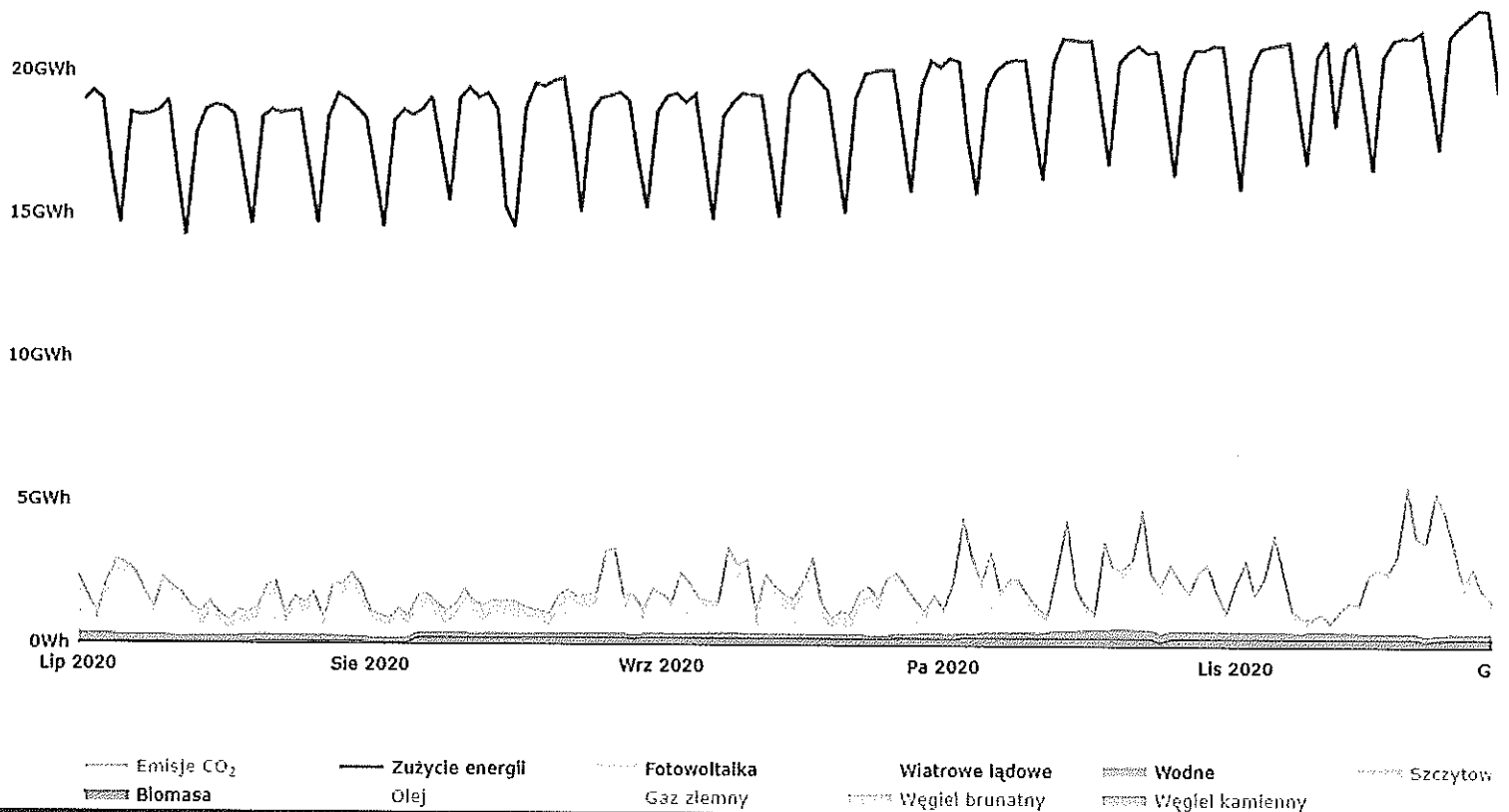
Zużycie paliw kopalnych (węgla, gazu i oleju) w produkcji energii elektrycznej w Polsce w II połowie 2020 roku

Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Udział energii wytwarzanej z OZE w KSE jest wciąż w II połowie 2020 roku nie sięgnął nawet 15%
Powoduje to, że energia elektryczna z polskiej sieci elektroenergetycznej posiada bardzo wysoki ślad węglowy.

Zakres danych: Polska, 2020-07-01 21:00 - 2020-12-31 21:00, Ostatni tydzień

Dane z <http://forumetr.forum-energii.eu/>



Nykorzystanie poszczególnych rodzajów OZE w produkcji energii elektrycznej w Polsce w II połowie 2020 roku
Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Struktura wytwarzania energii elektrycznej z nośników w II półroczu 2020 roku w Polsce

Zakres danych

Polska

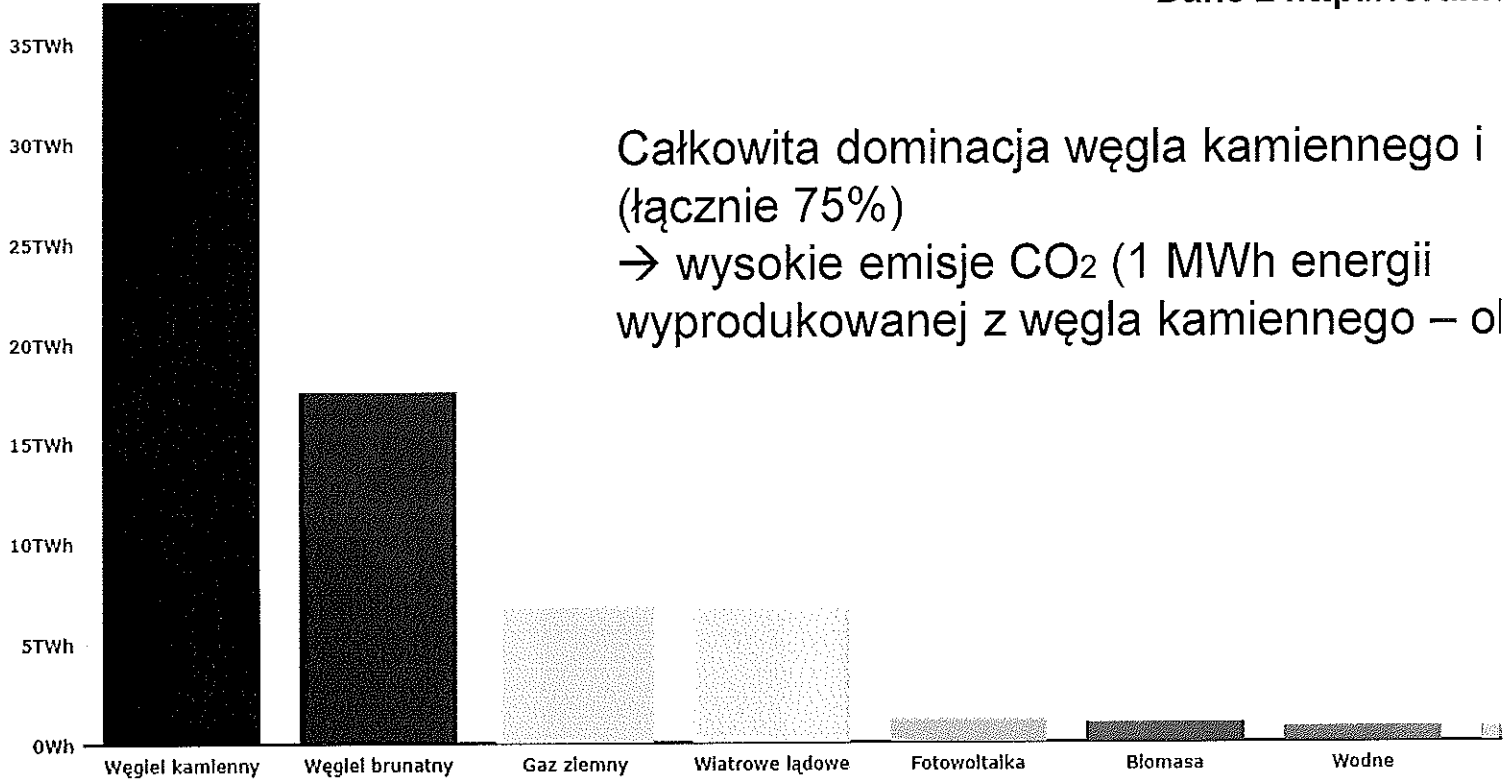
2020-07-01 21:00

→ 2020-12-31 21:00

Pokaż

Ostatni tydzień

Dane z <http://forum>



Zużycie poszczególnych rodzajów nośników energii w produkcji energii elektrycznej w Polsce w II połowie 2020 roku

Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Z uwagi na zużycie paliw kopalnych średnia emisja CO₂ przy produkcji energii elektrycznej jest w Polsce najwyższa w UE (0,77 Mg/MWh CO₂/kWh). W praktyce oznacza to, że każdy polski produkt wyprodukowany z użyciem energii elektrycznej z sieci będzie miał wysoki ślad węglowy.

Zakres danych

Wszystkie kraje

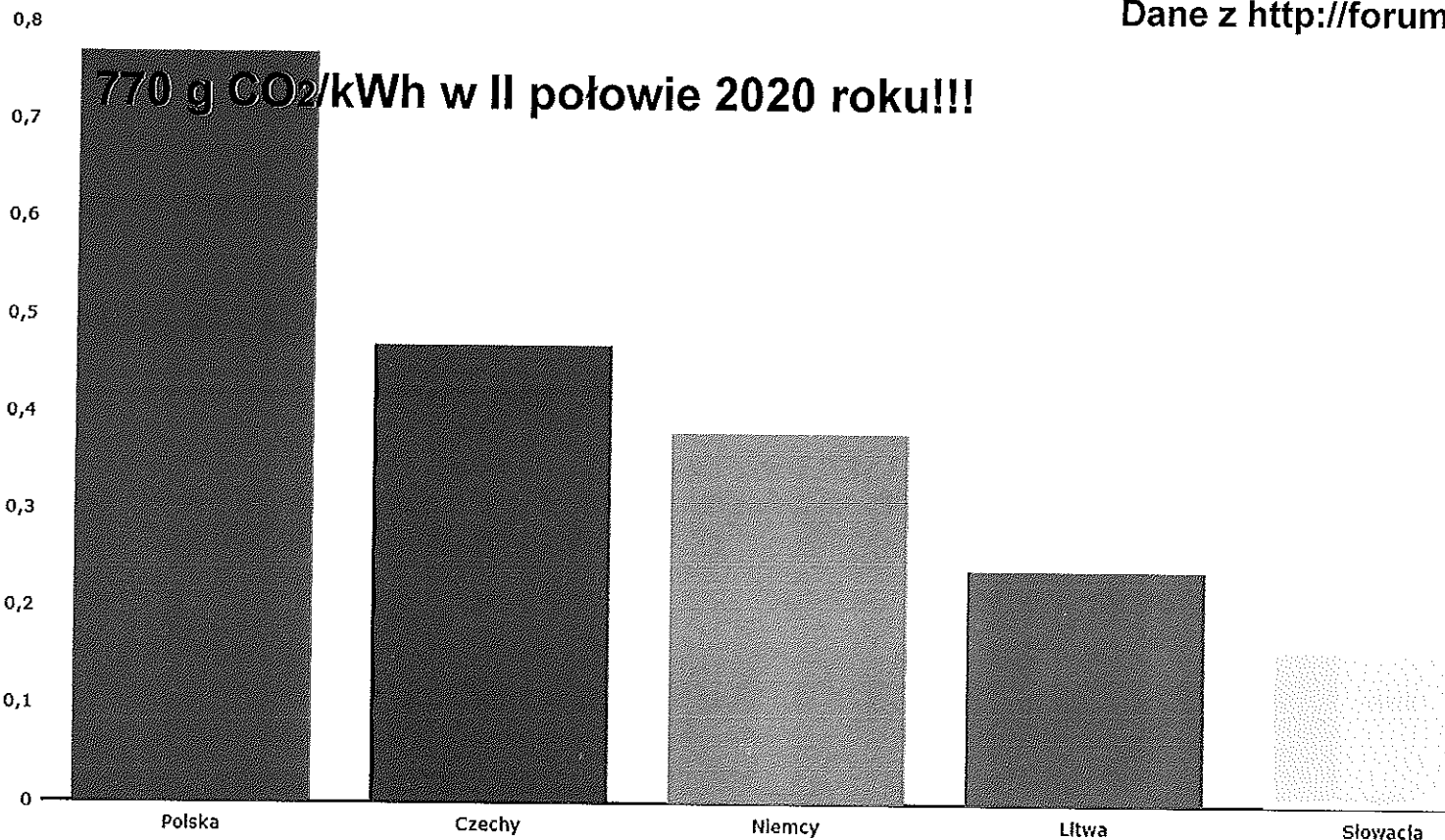
2020-07-01 21:00

2020-12-31 21:00

Pokaż

Ostatni tydzień

Dane z <http://forum>



Wskaźnik emisji CO₂ wg krajów dla 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej

emisja CO₂ wg krajów:

Na 1MWh

Całkowitą

Wskaźnik emisji CO₂ wg krajów UE dla 1 MWh wyprodukowanej energii

Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0, Podpisany

Konsekwencje?

Przy wzrastających cenach za emisję CO₂ → drastyczny wzrost energii elektryczną

BIZNES ALERT



ENERGETYKA

INFRASTRUKTURA

BEZPIECZEŃSTWO

ŚRODOWISKO

ALERT

AUTOR



Michał
Perzyński



7 stycznia 2021, 13:00

Ceny uprawnień do emisji CO₂ rekordowy poziom

4 stycznia ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w UE osiągnęły rekordowy poziom **34,25 euro za tonę**, gdy rozpoczęła się czwarta faza handlu unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji

Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Konsekwencje?

Przy wzrastających cenach za emisję CO₂ → drastyczny wzrost energii elektrycznej → katastrofa dla gospodarki nastawionej zwłaszcza sektory jak rolno-spożywczy, meblarski, części samochodowych itp..)

Przewidywana przez KE cena uprawnień w 2030 roku:

Konsekwencje?

Przy wzrastających cenach za emisję CO₂ → drastyczny wzrost energii elektryczną → katastrofa dla gospodarki nastawionej zwłaszcza sektory jak rolno-spożywczy, meblarski, części samochodowych itp..)

Przewidywana przez KE cena uprawnień w 2030 roku:

Tylko u nas

BUSINESS INSIDER > FINANSE

Emitowanie CO₂ najdroższe w historii. Czy może stanąć? Raczej nie ma to liczyć

15 lutego 2021, 16:24. | 2 min czytania

Udostępnij artykuł



Według ośrodka analitycznego BloombergNEF, który zajmuje się badaniami i energetyczną, najbardziej agresywne z rozważanych posunięć mogłyby podnieść cenę uprawnień do 2024 r. nawet do 80 euro za tonę. Mimo to specjaliści ośrodka przyznają, że jest mało prawdopodobny.

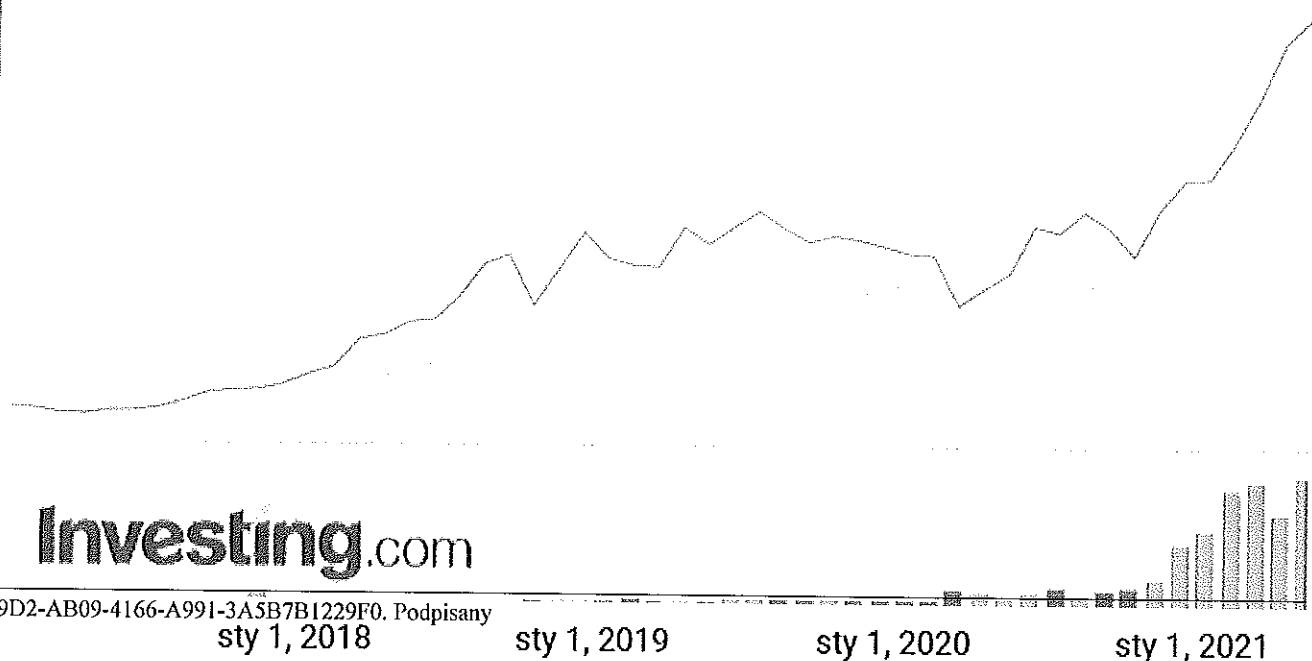
Konsekwencje?

Przy wzrastających cenach za emisję CO₂ → drastyczny wzrost energii elektrycznej → katastrofa dla gospodarki nastawionej zwłaszcza sektory jak rolno-spożywczy, meblarski, części samochodowych itp..)

Przewidywana przez KE cena uprawnień w 2030 roku:

Kontrakty terminowe na emisję CO₂ ↑ 83,24 +3,04 (+3,79%)

Stan na 13/12/2021



Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany
sty 1, 2018

sty 1, 2019

sty 1, 2020

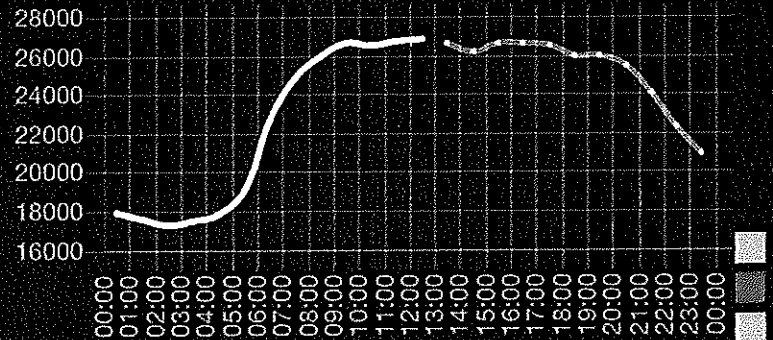
sty 1, 2021

Konsekwencje?

Przy wzrastających cenach za emisję CO₂ → drastyczny wzrost energii elektrycznej → katastrofa dla gospodarki nastawionej zwłaszcza sektory jak rolno-spożywczy, meblarski, części samochodowych itp..)

ZAPOTRZEBOWANIE MOCY KSE

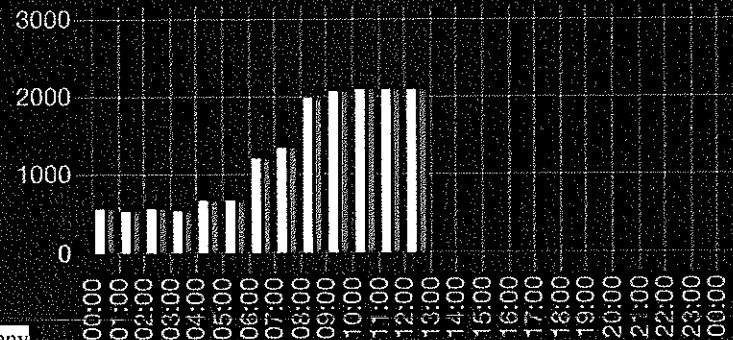
w dniu: 13-12-2021



Ostatnia aktualizacja: 13-12-2021 13:25:04

CENY I NIEZBILANSOWANIE NA RB

w dniu: 13-12-2021



[id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany]

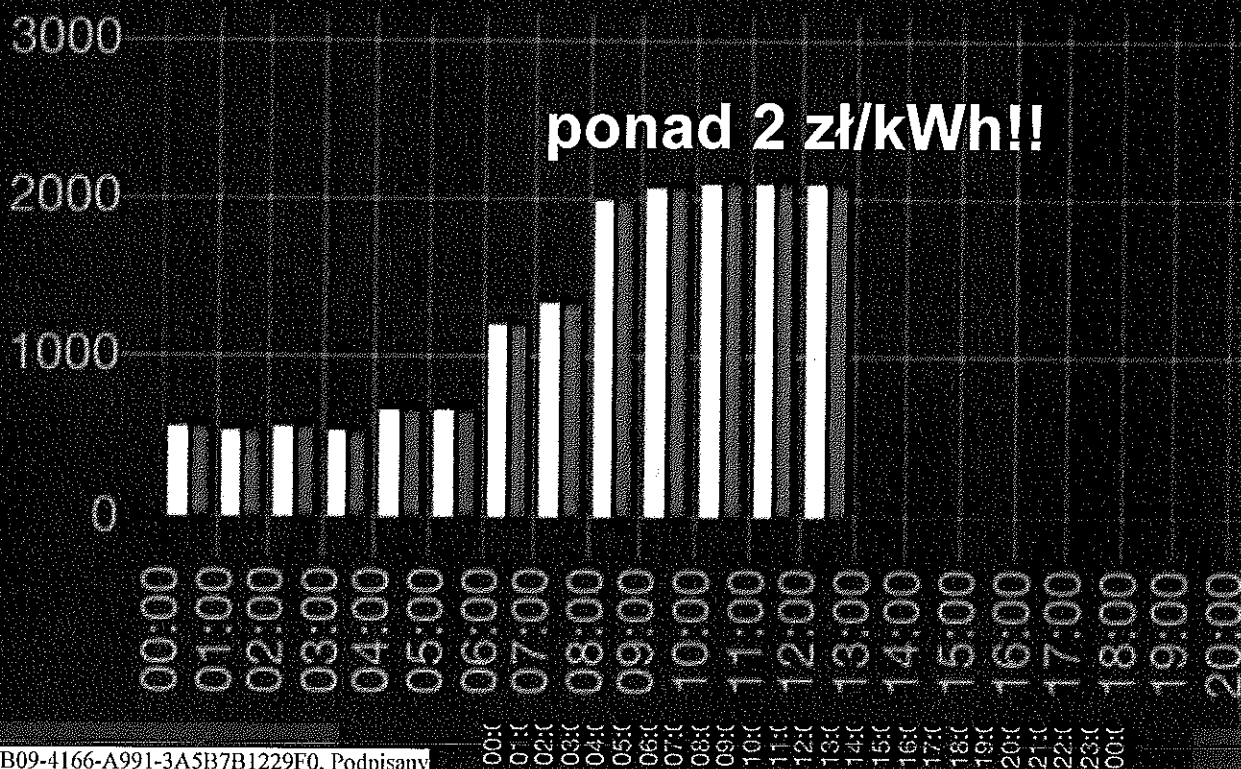
Konsekwencje?

Przy wzrastających cenach za emisję CO₂ → drastyczny wzrost energii elektrycznej → katastrofa dla gospodarki nastawionej zwłaszcza sektory jak rolno-spożywczy, meblarski, części samochodowych itp..)

ZAPOTRZEBOWANIE MOCY KSE

CENY I NIEZBILANSOWANIE NA

w dniu: 13-12-2021



Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany

Reasumując:

1. Polską gospodarke (nie tylko energetykę, ale i rolnictwo) c
bieżącej dekadzie prawdziwe trzęsienie ziemi związane z wdr
europejskich polityk (Zielony Ład, Strategia Metanowa, Neutr
Klimatyczna itp.).

Reasumując:

1. Polską gospodarkę (nie tylko energetykę, ale i rolnictwo) czeka w najbliższej dekadzie prawdziwe trzęsienie ziemi związane z wdrażaniem europejskich polityk (Zielony Ład, Strategia Metanowa, Neutralność Klimatyczna itp.).

2. Biogazownie będą kluczowe w redukcji śladu węglowego w sektorze rolno-spożywczym oraz ważne dla zmniejszenia emisji i stabilizacji sieci elektroenergetycznej w procesie odchodzenia od wykorzystania węgla jako głównego surowca do produkcji energii elektrycznej.

Reasumując:

1. Polską gospodarkę (nie tylko energetykę, ale i rolnictwo) czeka w najbliższej dekadzie prawdziwe trzęsienie ziemi związane z wdrażaniem europejskich polityk (Zielony Ład, Strategia Metanowa, Neutralność Klimatyczna itp.).

2. Biogazownie będą kluczowe w redukcji śladu węglowego w sektorze rolno-spożywczym oraz ważne dla zmniejszenia emisji i stabilizacji sieci elektroenergetycznej w procesie odchodzenia od wykorzystania węgla jako głównego surowca do produkcji energii elektrycznej.

3. Należy zmienić spojrzenie na odpady organiczne – nie jest to problematyczny materiał, ale zawierający w sobie dużo energii (chemicznej) wartościowy substrat do biogazowni.

Reasumując:

- 1. Polską gospodarkę (nie tylko energetykę, ale i rolnictwo) czeka w najbliższej dekadzie prawdziwe trzęsienie ziemi związane z wdrażaniem europejskich polityk (Zielony Ład, Strategia Metanowa, Neutralność Klimatyczna itp.).**
- 2. Biogazownie będą kluczowe w redukcji śladu węglowego w sektorze rolno-spożywczym oraz ważne dla zmniejszenia emisji i stabilizacji sieci elektroenergetycznej w procesie odchodzenia od wykorzystania węgla jako głównego surowca do produkcji energii elektrycznej.**
- 3. Należy zmienić spojrzenie na odpady organiczne – nie jest to problematyczny materiał, ale zawierający w sobie dużo energii (chemicznej) wartościowy substrat do biogazowni.**
- 4. Poferment z biogazowni: niedoceniany, ale doskonały, pełny makro i mikroelementami w formie chelatów naturalnych.**

Dziękuję za uwagę
Prof. dr hab. inż. Jacek Dach,
Katedra Inżynierii Biosystemów,
Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

e-mail: jacek.dach@up.poznan.pl



Id: 2E7439D2-AB09-4166-A991-3A5B7B1229F0. Podpisany



sieć gazowa —
sieć elektryczna —

PRZEWODNICZĄCY
RADY MIĘDZYGOSIARSKIEJ
w Żmigrodzkiej
[Signature]
mgr inż. Jan Cząłkowski