Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 r.

Instytut Energii Odnawialnej

Opracowanie zlecone w ramach prac nad „Strategią Energetyczną Dolnego Śląska – kierunkami wsparcia sektora energetycznego"

Wrocław 2020

INSTYTUT ROZWOJU TERYTORIALNEGO

STRATEGIA ENERGETYCZNA DOLNEGO ŚLĄSKA

DOLNY ŚLĄSK

ANALIZA TRENDÓW CEN ENERGII WRAZ Z PROGNOZĄ DO 2030 ROKU

Raport przygotowany na zlecenie Instytutu Rozwoju Terytorialnego

Autorzy:
Grzegorz Wiśniewski (koordynator raportu)
Michał Jędra
Tomasz Kowalak
Paweł Tokarczyk
Dorota Gręda

Współpraca:
Ryszard Ciula
Klaudia Kania
Katarzyna Michałowska-Knap

Warszawa, 30/11/2020

EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej
Mokotowska 4/6 00-641 Warszawa
http://www.ieo.pl

Spis treści

Streszczenie ... 4

1. Założenia do scenariuszy kosztów energii elektrycznej i ciepła ... 6

1.1.2 Koszty nośników energii ... 6

1.1.3 Koszty emisji CO_2 ... 6

1.2 Energia elektryczna- metodyka tworzenia scenariuszy kosztów ... 7

1.2.1 Budowa modelu ... 7

1.2.2 Założenia finansowe i eksploatacyjne do modelu prognostycznego ... 8

1.3 Taryfy na energię elektryczna – założenia do tworzenia scenariuszy kosztów energii dla odbiorców końcowych ... 8

1.3.1 Grupy taryfowe dla odbiorców energii ... 9

1.3.2 Struktura rachunków/faktur dla odbiorców energii elektrycznej i kluczowe pozycje kosztowe ... 9

1.3.3 Założenia dla analiz i prognoz taryf (sieciowych) na energię elektryczną ... 11

1.4 Zaopatrzenie w ciepło -podstawy kształtowania taryf i prognozowania cen ciepła ... 13

1.4.1 Specyfika kosztowania kosztów ciepła dla odbiorców ... 13

1.4.2 Podstawy kształtowania taryf na ciepło ... 13

1.4.3. Metoda prognozowania cen ciepła ... 14

2. Analiza trendów cen energii elektrycznej ... 17

2.1 Trendy energii cen energii elektrycznej – rynek hurtowy ... 17

2.1.1 Charakterystyka rynku energii elektrycznej ... 17

2.1.2 Trendy cen energii - Rynek Towarowy Terminowy ... 18

2.1.3 Trendy cen energii - Rynek Dnia Następnego ... 19

2.2 Analiza trendów taryf na energię elektryczną dla odbiorców końcowych ... 20

2.3 Analiza trendów cen ciepła w polskim ciepłownictwie systemowym ... 21

3. Prognoza cen energii elektrycznej na lata 2021-2030 ... 27

3.1 Konstrukcja scenariusza ... 27

3.1.1 Miks mocy ... 27

3.1.2 Miks energii ... 28

3.2 Wyniki prognozy ... 30

3.2.1 Nakłady inwestycyjne ... 30

3.2.2. Koszty generacji ... 31

3.2.3 Prognoza cen ... 31

4. Prognoza taryf i kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną ... 33

4.1 Szacunek cen dystrybucji energii końcowych do 2030 roku ... 33

4.2 Prognoza cen energii w poszczególnych grupach taryfowych ... 34

5. Prognoza cen ciepła 35
5.1 Konstrukcja scenariusza 35
5.1.1 Scenariusz adaptacji 35
5.1.2. Scenariusz zielonej transformacji 36
5.2 Wyniki prognozy 38
6. Niepewności prognoz cen energii elektrycznej i ciepła 39
7. Rekomendacje 41
Załącznik: Kluczowe wyniki prognoz cen energii 42

Streszczenie

Koszty paliw, energii elektrycznej i ciepła decydują o dochodach rozporządzanych gospodarstw domowych oraz konkurencyjności przedsiębiorstw i całej krajowej gospodarki. Każdy wzrost cen energii elektrycznej i ciepła oraz kosztów zaopatrzenia w te nośniki (koszy dystrybucji, podatki, opłaty) powoduje zaniepokojenie odbiorców. Obserwowany w ostatnich latach wzrost cen hurtowych energii w Polsce (obecnie jedne z najwyższych w Unii Europejskiej) przez pewien czas nie wpływał silnie na wysokość subsydiowanych taryf dla gospodarstw domowych. Najwięksi odbiorcy energii korzystali z ulg, a wysokie ceny energii były korzystne dla wytwórców energii. Jednak w sytuacji, gdy Polska ma najwyższe ceny hurtowe w UE, rosnący import energii uderza także w krajowy sektor wytwarzania. Z kolei przepisy o rynku energii w UE coraz bardziej ograniczają możliwości subsydiowania odbiorców.

W trudnej sytuacji znalazły się także koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, które są ograniczone systemem taryfowania kosztów dostawy ciepła. Taryfy z jednej strony chroniły odbiorców ciepła przed nadmiernymi podwyżkami, ale z drugiej strony nie pozwalały na wygenerowanie nadwyżek finansowych na niezbędne inwestycje. Teraz, konieczność pilnego dostosowania się do nowych wymagań środowiskowych związana jest z koniecznością realizacji kosztownych programów inwestycyjnych w krótkim okresie, co przełoży się na wyższe tempo wzrostu kosztów dla odbiorców ciepła.

Sektor energetyczny czeka okres przyśpieszonej transformacji i narastają obawy co do tego jak będą kształtować się ceny paliw, energii elektrycznej i ciepła w najbliższej dekadzie. Rośnie też niepewność co do skuteczności metod prognozowania cen energii (np. w oparciu o dotychczasowe trendy) w okresie olbrzymich zmian na rynku energii. Niniejszy raport „Analiza trendów cen energii wraz z prognozą do 2030 roku" ma na celu sformułowanie scenariuszy kształtowania się tych cen w nadchodzącej dekadzie.

Realizacja złożonego zadania wymagała opracowania specjalnych metodyk, technik analitycznych oraz przyjęcia założeń upraszczających. Najważniejszym generalnym założeniem jest uznanie, że Polska będzie realizowała unijne cele klimatyczne (dostosowywała polityki energetyczne i środowiskowe) i wdrażała unijne dyrektywy na rynkach energii elektrycznej i ciepła. A jednocześnie inwestorzy w nisko- lub bezemisyjne źródła energii będą korzystali z instrumentów jakie daje Europejski Zielony Ład. Realizacja zasad Zielonego Ładu jest związana ze znaczącymi nakładami inwestycyjnymi, ale nie musi oznaczać wzrostów cen energii, a wręcz przeciwnie. Obecnie przechodzenie energetyki na odnawialne źródła energii (OZE), których koszty ciągle spadają, a wydajność rośnie, obniża koszty energii dla odbiorców. Obniżka następuje w stosunku do coraz droższych scenariuszy kontynuacji inwestycji w wysokoemisyjne paliwa kopalne co znalazło potwierdzenie w niniejszym raporcie.

Na koszty energii dla odbiorców wpływa wiele czynników, ale fundamentalne znacznie ma tzw. „miks" energetyczny źródeł wytwarzających energię elektryczną i ciepło. Dodatkowo znaczenie mają także struktura inwestycji w nowe, bezemisyjne źródła oraz tempo odchodzenia od źródeł nieefektywnych i wysokoemisyjnych. Szczegółowej analizie zostały poddane „miksy" energetyczne proponowane na 2030 rok w Polityce Energetycznej Polski (PEP[1]) oraz Krajowym Planie działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK[2]). PEP'2040 oraz KPEiK'2030 nie są też w pełni zoptymalizowane pod względem możliwości obniżania (racjonalizacji) kosztów przez co nie zawsze odzwierciedlają interesy konsumentów energii.

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

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

Dlatego autorzy raportu, poza aktualizacją danych wejściowych do modeli prognostycznych wprowadzili także niezbędne korekty w zakładanych wcześniej przez rząd planach inwestycyjnych, co pozwoliło na stworzenie scenariuszy bardziej zoptymalizowanych kosztowo niż te dotychczasowe.

Wyniki analiz przeprowadzonych w ramach prac nad „Raportem" prowadzą do wniosku, że niestety w najbliższych latach będzie miał miejsce znaczący wzrost zarówno cen energii elektrycznej jak i ciepła. Wynika to przede wszystkim z braku wcześniejszych inwestycji w nowoczesne, niskoemisyjne źródła energii w poprzednich latach.

Nadchodząca dekada w Polsce to okres systematycznie rosnących kosztów zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną. Wyniki raportu wskazują na to, że w latach 2021-2030 należy liczyć się ze wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej z 317 zł/MWh do 367 zł/MWh (bez inflacji), czyli o 12%. Wzrosną także koszty dystrybucji. W ciągu dekady średnie ceny dystrybucji energii wzrosną o 9% (bez inflacji). Wzrost łącznych kosztów zaopatrzenia w energię dotyczy najbardziej małych i średnich przedsiębiorstw (MŚP), ale dotknie także dużych przemysłowych odbiorców energii oraz gospodarstwa domowe. Na wzrost cen energii dla odbiorców najbardziej wpływać będzie wzrost cen uprawnień do emisji CO_2 oraz koszty tzw. Rynku Mocy, czyli wydatków na dłuższe podtrzymywanie pracy konwencjonalnych zasobów wytwórczych (elektrowni węglowych). Wydatki te już od stycznia 2021 roku przełożą się na „opłatę mocową", która trafi jako istotna pozycja do wszystkich rachunków za prąd.

Jeszcze bardziej narażeni na wzrost cen będą odbiorcy ciepła. Do 2030 roku wzrost kosztów wytwarzania i co za tym idzie cen dostaw ciepła w ciepłowniach węglowych wyniesie co najmniej o 34% (bez inflacji). Wykonane analizy na przykładzie typowej (referencyjnej(ciepłowni wskazują, że w efekcie dalszego dostosowywania kotłów węglowych do standardów emisyjności oraz koniecznych remontów ceny ciepła wzrosną z 49 zł/GJ w roku 2021 (72 zł/GJ z kosztami przesyłu ciepła) do 66 zł/GJ w roku 2030 (85 zł/GJ z kosztami przesyłu ciepła). Dopiero od 2035 roku można byłoby oczekiwać spadku kosztów zaopatrzenia w ciepło. Wymogi środowiskowe w UE będą jednak dalej zaostrzane i trudno wyobrazić sobie, że nawet zmodernizowane ciepłownie węglowe mogłyby po 2030 roku funkcjonować na rynku i być konkurencyjne. Tylko zmiana struktury paliwowej na zeroemisyjną pozwoli na dalsze funkcjonowanie ciepłowni i tylko taka transformacja ciepłownictwa otwiera możliwości wsparcia i finansowania inwestycji ze środków publicznych.

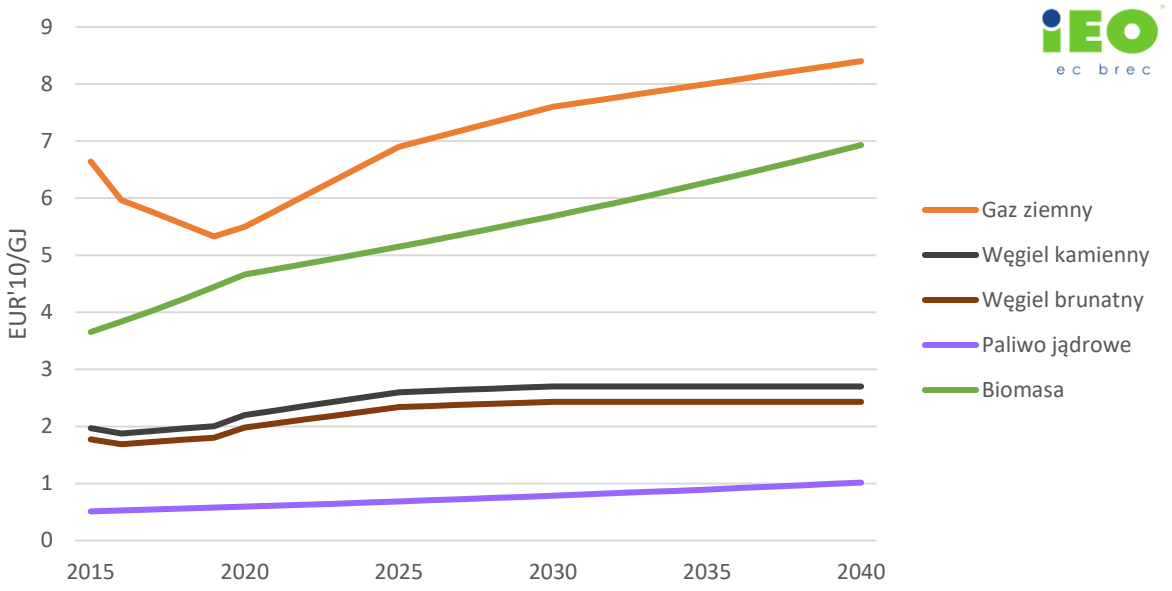
W zaistniałej sytuacji wzrostu cen energii i ciepła nastąpi jeszcze szybsza komercjalizacja najtańszych technologii energetyki odnawialnej- farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych, które będą działać na rzecz obniżania cen energii elektrycznej. Niskie ceny energii wiatrowej i słonecznej pozwolą w szczególności na wykorzystanie jej niezbilansowanych nadwyżek niezbilansowanej także w ciepłownictwie (tzw. zielone elektroogrzewnictwo).

Ponadto odbiorcy energii będą mogli się bronić przed wzrostem kosztów inwestycjami w poprawę efektywności energetycznej i ucieczką w prosumeryzm. W szczególności wzrośnie zainteresowanie inwestycjami z prosumenckie źródła fotowoltaiczne w gospodarstwach domowych, w MŚP. W dużych przedsiębiorstwach energochłonnych możliwe jest także zastosowanie modelu prosumenta biznesowego poprzez zainwestowanie w budowę najtańszego obecnie źródła energii – nowoczesnej turbiny wiatrowej (duży teren zakładów pozwala na jej lokalizację, pomimo restrykcji lokalizacyjnych).

1. Założenia do scenariuszy kosztów energii elektrycznej i ciepła

1.1.2 Koszty nośników energii

Prognozę cen nośników energii (w przeliczeniu na Euro, w cenach stałych z 2017 roku), przyjęto na podstawie danych zawartych w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu KPEiK[3] (gaz ziemny, węgiel brunatny, węgiel kamienny) z grudnia 2019 roku oraz IEO[4] (scenariusz cenowy dla paliw z biomasy).



Rysunek 1– Prognoza cen paliw na cele energetyczne (ceny stałe bez uwzględnienia inflacji)

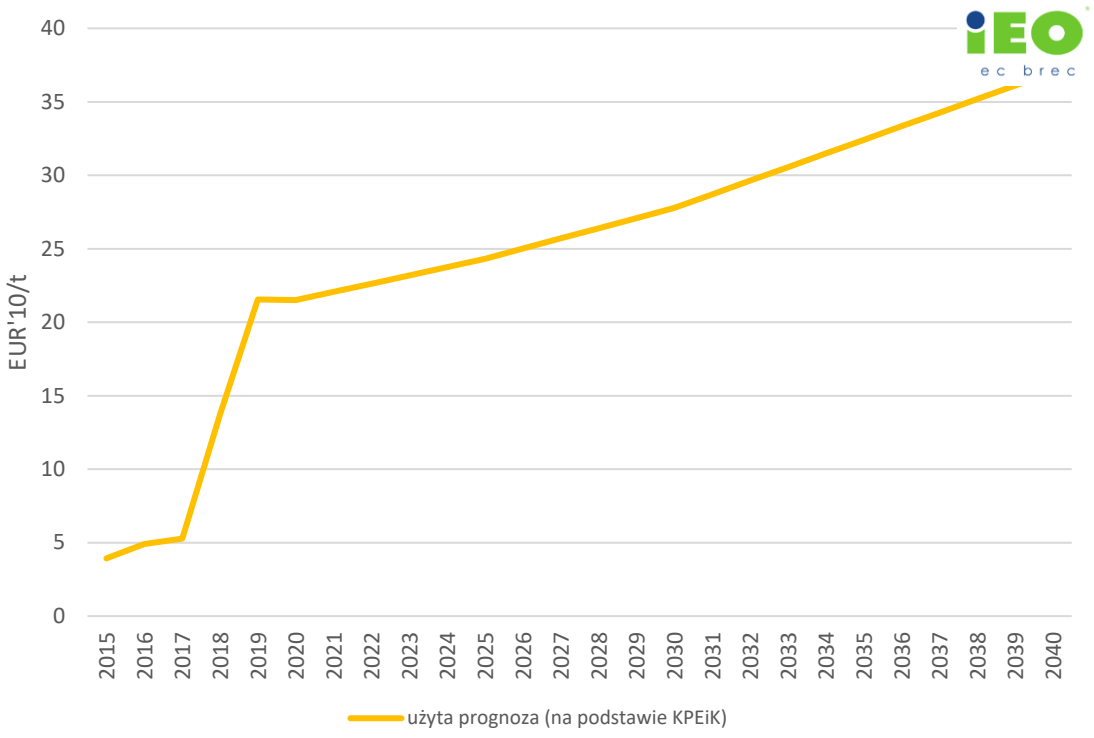
1.1.3 Koszty emisji CO_2

Emisyjność CO_2 z poszczególnych paliw została przyjęta zgodnie z opracowaniem KOBiZE[5]. Ceny uprawnień z lat 2015 – 2019, założono wprowadzając średnioważone ceny na giełdzie EEX. Aby zachować ciągłość po 2019 roku założono interpolację do 2030 roku, kiedy założenia stają się tożsame z KPEiK (Rysunek 2). Ostatnie wydarzenia związane z planowanym podwyższeniem celów emisyjnych do 2030, jak również pandemia koronawirusa spowodowała zmianę prognoz analityków sektorowych.

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

[4] Instytut Energetyki Odnawialnej, „Średniookresowa prognoza cen energii do 2040 roku", październik 2020

[5] KOBiZE, *Wskaźniki emisyjności CO2, SO2, NOx, CO i TSP dla energii elektrycznej,* grudzień 2019 https://www.kobize.pl/pl/file/wskazniki-emisyjnosci/id/143/wskazniki-emisyjnosci-dla-energii-elektrycznej-za-rok-2018-opublikowane-w-grudniu-2019-r



Rysunek 2 – Prognozy cen uprawnień do emisji CO_2

1.2 Energia elektryczna- metodyka tworzenia scenariuszy kosztów

1.2.1 Budowa modelu

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

Do podstawowych założeń służących do obliczenia kosztów generacji zalicza się:

- nakłady inwestycyjne związane z mocami wprowadzanymi do systemu,
- koszty operacyjne stałe, związane z bieżącą eksploatacją jednostek wytwórczych,
- koszty operacyjne zmienne związane ze zużyciem paliw oraz kosztami uprawnień do emisji CO_2,
- koszty kapitału oraz założenia finansowe,
- założenia techniczne i eksploatacyjne, wynikające z pracy źródeł w zbilansowanym systemie elektroenergetycznym.

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

1.2.2 Założenia finansowe i eksploatacyjne do modelu prognostycznego

Wartości średnioważonego kosztu kapitału WACC[6] (Tabela 1) dla inwestycji zróżnicowano technologicznie i przyjęto na podstawie sytuacji gospodarczo-politycznej w kraju, prowadzonej polityki energetycznej (w szczególności wysokości ryzyka regulacyjnego podnoszącego koszty kapitału dla OZE). W przeciwieństwie do UE, energetyka odnawialna w Polsce (główny obszar inwestycji do 2030 roku w energetyce) przez gwałtownie zmieniające się zasady subsydiów i sprzedaży energii oraz otwarte dotowanie paliw kopalnych (rynek mocy, kogeneracja, subsydia do węgla, odchodzenia od zasady „zanieczyszczający płaci") nadal stanowi wysokie ryzyko dla inwestorów, za wyjątkiem fotowoltaiki. W krajach członkowskich UE wskaźnik WACC dla OZE wynosi 4-6%. W związku z zakładanym przez rząd, potwierdzonym dużą aktywnością inwestorów, dynamicznym rozwojem fotowoltaiki w Polsce założono umiarkowany poziom WACC dla tej technologii na poziomie 5%. Pozostałe technologie energetyczne narażone są na wyższe ryzyko inwestycyjne, wyższe koszty finansowania (oprocentowania) dłużnego i wyższe oczekiwania co do stopy zwrotu kapitału własnego.

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

Tabela 1 - Parametry finansowe i eksploatacyjne dla poszczególnych technologii pozyskiwania energii

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

1.3 Taryfy na energię elektryczna – założenia do tworzenia scenariuszy kosztów energii dla odbiorców końcowych

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

$$WACC = k_w r_w + k_k r_k$$

k_w- udział kapitału własnego, r_w – koszt kapitału własnego

k_k – udział kredytu bankowego, r_k – koszt kredytu bankowego

1.3.1 Grupy taryfowe dla odbiorców energii

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

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

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

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

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

1.3.2 Struktura rachunków/faktur dla odbiorców energii elektrycznej i kluczowe pozycje kosztowe

Należy rozróżnić faktury/rachunki dla odbiorców nie będących odbiorcami w gospodarstwach domowych oraz odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców z umowami kompleksowymi (obejmującymi łącznie cenę energii elektrycznej oraz koszt jej dostarczenia) oraz z umowami rozdzielonymi , tj. odrębnymi umowami na zakup energii elektrycznej oraz na jej fizyczną dostawę, wg schematu w tabeli 2:

Tabela 2 – Rodzaje umów na dostawę energii elektrycznej

Rodzaj odbiorcy	Umowy kompleksowe	
Odbiorcy w gospodarstwach domowych	Z ceną energii wg taryfy	Z ceną energii negocjowaną
Odbiorcy nie będący odbiorcami w gospodarstwach domowych	Z ceną energii negocjowaną	

We wszystkich ww. przypadkach wysokość stawek składających się na koszt fizycznego dostarczenia energii elektrycznej jest określona w taryfie opracowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne i

zatwierdzonej przez Prezesa URE w trybie określonym w Rozporządzeniu[7] Ministra Energii wydanym na podstawie ustawy Prawo energetyczne.

Struktura rachunku za energię elektryczną została przedstawiona w tabeli nr 3.

Tabela 3 – Struktura składowa rachunku za energię elektryczną

	Umowy kompleksowe z ceną energii wg taryfy (grupy G)	Umowy pozostałe (łącznie)
Koszt zakupu energii	Cena energii	Cena energii
		Opłata handlowa
Koszt zakupu usługi fizycznego dostarczenia energii	Stawka sieciowa zmienna	Stawka sieciowa zmienna
	Stawka sieciowa stała	Stawka sieciowa stała
	Stawka opłaty jakościowej	Stawka opłaty jakościowej
	Stawka opłaty OZE	Stawka opłaty OZE
	Stawka opłaty kogeneracyjnej	Stawka opłaty kogeneracyjnej
	Stawka opłaty przejściowej	Stawka opłaty przejściowej
	Stawka opłaty mocowej	Stawka opłaty mocowej
	Stawka opłaty abonamentowej	Stawka opłaty abonamentowej

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

- ilości pobranej energii [zł/MWh],
- wysokości mocy umownej określonej w umowie łączącej strony [zł/MW] oraz
- czasu [zł/m-c][8].

Tabela 4 – Podział kategorii kosztów energii dla odbiorców końcowych (taryf) na zależne od wielkości zużycie energii i tzw. koszty stale

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

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

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

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

Najważniejszą pozycją kosztową dla odbiorców energii, poza ceną energii są koszty sieciowe (nazywane kosztami dystrybucji), które składają się z dwóch pozycji uzależnionych zarówno od zużycia energii jak i naliczanych niezależnie od zużycia (koszty stałe). W kalkulowaniu taryf zgodnie z przepisami określonymi w Rozporządzeniu[9] wyodrębniona stawka opłaty abonamentowej pokrywa część kosztów stanowiących podstawę kalkulowania stawki sieciowej stałej, natomiast wysokość stawki sieciowej zmiennej, wbrew jej nazwie jest efektem uwzględnienia w jej kalkulowaniu określonej części kosztów stałych. Prognozy taryf dla odbiorców końcowych, a w szczególności kosztów i opłat sieciowych można analizować zatem tylko z puntu widzenia kosztów spółek dystrybucyjnych, które podlegają w pełni taryfowaniu.

1.3.3 Założenia dla analiz i prognoz taryf (sieciowych) na energię elektryczną

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

a) konsekwencje kosztowe majątku sieciowego (na które składa się koszt amortyzacji i gwarantowany zwrot z kapitału wliczany do taryfy);
b) koszty operacyjne obsługi majątku sieciowego;
c) koszt różnic bilansowych;
d) podatki i opłaty od majątku sieciowego;
e) pozycje wchodzące w skład taryf OSD[10] na mocy prawa, ale nie stanowiące źródła pokrywania kosztów dystrybucji jako takiej (opłaty: jakościowa, OZE, kogeneracyjna, przejściowa, mocowa), będące w swej istocie bezpośrednią konsekwencja realizowanej polityki energetycznej;

Taryfa sieciowa wyznacza koszt fizycznego dostarczenia energii elektrycznej do odbiorcy końcowego. Do analizy trendów zmian taryf sieciowych istotne jest zrozumienie, które koszty przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną są pokrywane z poszczególnych stawek sieciowych. Pozwala to, w zależności od spodziewanych procesów gospodarczych przewidzieć kierunek i natężenie zmian taryf sieciowych jako całości.

Tabela 5 – Sposób pokryciu kosztów sieciowych poprzez stawki w taryfie przedsiębiorstwa sieciowego

	Agregaty kosztowe				
	Majątek sieciowy	Koszty operacyjne	Koszty różnic bilansowych	Podatki i opłaty	Narzędzia polityki energetycznej
Stawka sieciowa stała	**X**	**X**	-	**X**	-
Stawka opłaty abonamentowej	**X**	**X**	-	**X**	-
Stawka sieciowa zmienna	**X**	**X**	**X**	**X**	-
Stawka opłaty jakościowej	-	-	-	-	**X**
Stawka opłaty przejściowej	-	-	-	-	**X**

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

[10] OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego – Przedsiębiorstwo zajmujące się utrzymaniem infrastruktury sieciowej i dystrybucją energii elektrycznej

Stawka opłaty mocowej	-	-	-	-	**X**
Stawka opłaty OZE	-	-	-	-	**X**
Stawka opłaty kogeneracyjnej	-	-	-	-	**X**

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

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

Tabela 6 – Struktura udziału kosztów, w łącznym koszcie pokrywanym przez taryfy dystrybucyjne (szacunek IEO)

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

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

Koszty majątku sieciowego, podobnie jak utrzymania tego majątku, zależą bezpośrednio od prognozy zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną. Każdy z ww. „agregatów" cechuje własna dynamika zmian uwarunkowana czynnikami zewnętrznymi. W szczególności:

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

W konsekwencji, analiza trendów i scenariuszy zmian taryf sieciowych jako części składowej kosztu zaopatrzenia gospodarki w energię elektryczną powinna być zrealizowana odrębnie dla poszczególnych ramowych scenariuszy rozwoju sytuacji w całym sektorze elektroenergetycznym, w powiązaniu z prognozami zapotrzebowania na energię oraz przychodami ze sprzedaży energii. Dlatego próby prognozowania kosztów dystrybucji (jako elementu taryf) obarczone są największym błędem.

1.4 Zaopatrzenie w ciepło -podstawy kształtowania taryf i prognozowania cen ciepła

1.4.1 Specyfika kosztowania kosztów ciepła dla odbiorców

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

W niniejszej pracy dotyczącej analiz trendów cen ciepła i prognoz skoncentrowano się na ciepłownictwie systemowym, a w szczególności analizach i prognozach cen w ciepłowniach podlegających obowiązkowi koncesjonowania i taryfowania. Takim obowiązkom podlegają ciepłownie o mocy cieplnej w źródle powyżej 5 MW. Z uwagi na rynkowy charakter raportu analizie poddany zostanie sektor ciepłownictwa systemowego, który w Polsce odpowiada za ok. 24% krajowego zużycia ciepła, z czego 17% stanowią gospodarstwa domowe, 5% przemysł i budownictwo oraz 2% handel, usługi i inne.[11]

Kluczowe elementy systemów ciepłowniczych to:

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

Ciepłownie systemowe tworzą swoiste naturalne monopole ze względu na ograniczenie sieci ciepłowniczej do terenu miasta lub aglomeracji. Mając na myśli rynek ciepła, obecnie niemożliwe jest utworzenie jednolitego rynku (przykładem rynku energii elektrycznej lub gazu), na którym wystąpiłaby konkurencja między podmiotami ze względu na znacznie zróżnicowanie choćby w kosztach produkcji ciepła w zależności od umiejscowienia zakładu ciepłowniczego, wykorzystywanych paliw, dostępności paliw w danym obszarze[12]. Proces taryfowania odbywa się indywidulanie dla każdej ciepłowni i dla każdej z grup odbiorców w lokalnej (miejskiej) sieci ciepłowniczej i dlatego, w przeciwieństwie do taryf na energię elektryczną (w tymi „obszarowych" taryf dystrybucyjnych) proces kształtowania cen ciepła ma charakter lokalny. Czynniki takie jak lokalizacja, struktura sieci, odbiorców, źródeł ciepła czy wykorzystanie poszczególnych paliw mają silny wpływ na koszt wytworzenia i dostarczenia czynnika grzewczego.

1.4.2 Podstawy kształtowania taryf na ciepło

Zgodnie z art. 23.Ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE odpowiada za równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła, a do jego zakresu działań należy zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf ciepła. Taryfa jest to zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców. Taryfy na ciepło są kalkulowane przez przedsiębiorstwa w taki sposób, aby zapewniały

[11] Ciepłownictwo w Polsce. Edycja 2019, *Forum Energii, 2019.*

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

one pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału. Jednocześnie, muszą one brać pod uwagę ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Informacje, które przedsiębiorcy wnioskujący o zatwierdzenie taryfy dla ciepła są zobowiązani przedstawić Prezesowi URE[13], to m.in:

- charakterystyka działalności gospodarczej przedsiębiorstwa,
- planowana ilość sprzedaży ciepła w poszczególnych grupach taryfowych,
- wyliczenie planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła,
- uzasadnienie i udokumentowanie przyjętego poziomu poszczególnych pozycji planowanych kosztów, m.in. kosztów amortyzacji, kosztów zakupu paliw, wynagrodzeń, kosztów remontów, kosztów emisji CO_2
- wyliczenie wielkości zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność energetyczną zgodnie z modelem przedstawianym przez Prezesa URE[14].

Taryfy dla ciepła składają się z następujących elementów:

- Objaśnienia pojęć i skrótów używanych w taryfie
- Zakres działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło
- Podział odbiorców na grupy taryfowe
- Rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, w tym:
    - Ceny za zamówioną moc cieplną (zł/MW)
    - Ceny ciepła (zł/GJ)
    - Ceny nośnika ciepła (zł/m^3)
    - Stawkę opłaty stałej za usługi przesyłowe (zł/MW/rok)
    - Stawkę opłaty zmiennej (zł/GJ)
    - stawki opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej, np. opłata podana w jednostce zł/mb. przyłącza
- Zasady ustalania stawek opłat, warunki stosowania stawek opłat oraz zasady wprowadzania zmian

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

1.4.3. Metoda prognozowania cen ciepła

Lokalna specyfika systemów ciepłowniczych, ich zróżnicowanie regionalne i pod względem wielkości, różne ścieżki modernizacji systemów ciepłowniczych, zróżnicowane procesy inwestycyjne i indywidualny sposób kształtowania taryf, w szczególności w okresie gwałtownych zmian regulacyjnych (m.in. w efekcie wdrażania polityki klimatycznej UE i przepisów związanych z ograniczaniem szkodliwych emisji do atmosfery) jakie czeka polskie ciepłownictwo w latach 2021-2030, uniemożliwiają zastosowanie tej samej metody prognozowania cen ciepła jaka została zastosowana w

[13] *Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla przedsiębiorców wnioskujących o zatwierdzenie taryfy dla ciepła*. URE, październik 2020

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

przypadku prognoz cen energii elektrycznej. Nie ma prostej możliwości uwzględniania kosztów wszystkich krajowych źródeł wytwórczych ciepła i przewidywania sposobów ich indywidualnej modernizacji w celu prognozowania cen ciepła dla całego kraju.

Dlatego, w celu prognozowania cen ciepła zastosowano metodę analiz przyszłych kosztów ciepła w poddanej racjonalnym ekonomicznie procesom modernizacji i dostosowania do przepisów środowiskowych referencyjnej ciepłowni (reprezentatywnej dla kraju). Do oceny kosztów ciepła wykorzystano metodę wyznaczania uśrednionego kosztu ciepła w kolejnych latach – tzw. metodę uśrednionego kosztu ciepła (***LCOH*** – *levelised cost of heat*). Uśredniony koszt ciepła to wartość bieżąca netto kosztu jednostki ciepła w całym okresie funkcjonowania instalacji. Jest to wartość zdyskontowana wszystkich kosztów poniesionych w całkowitym czasie eksploatacji instalacji (inwestycyjnych i operacyjnych), podzielona przez całkowitą zdyskontowaną ilość ciepła wytworzonego przez instalację.[15]

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

gdzie:

$I_0 - nakład\ inwestycyjny\ [PLN]$

$S_0 - wysokość\ dotacji\ [PLN]$

$C_t\ -\ koszty\ O\&M\ [PLN/rok]$

$T - projektowany\ czas\ pracy\ instalacji\ [lata]$

$E_t - referencyjna\ wartość\ produkcji\ energii\ [GJ/rok]$

$r - stopa\ dyskonta [\%]$

Podstawowym założeniem tej metody jest konieczność przeprowadzenia inwestycji w najbliższym czasie. Konkluzje dotyczące BAT (*Best Available Techniques* – najlepszych dostępnych technologii) ogłoszone przez Komisję Europejską dotyczą dużych źródeł spalania, zaostrzające (oraz wprowadzające nowe) wymagania emisyjne, obejmują duże źródła spalania pow. 50 MW. Wejdą one w życie w 2021 roku, przy czym możliwe jest korzystanie z derogacji przez starsze jednostki do końca 2022 roku. Mniejsze jednostki (od 1 do 50 MW) są zaś objęte tzw. dyrektywą MCP[16] (*medium combustion plants* – jednostki średniego spalania). Od 2025 roku jednostki od 5 do 50 MW nie będą mogły przekraczać dopuszczalnych wielkości emisji. dla trzech rodzajów zanieczyszczeń powietrza: dwutlenku siarki (SO2), tlenków azotu (NOx) i cząstek stałych (pyłów). Spełnienie tych wymagań, poza koniecznością nabywania opraw do emisji CO2, będzie istotnym czynnikiem kształtowania cen ciepłą w okresie do 2030 roku.

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

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

Dodatkowo, Dyrektywa w sprawie promowaniu energii ze źródeł odnawialnych (tzw. Dyrektywa RED II[17]) wymusza na Państwach Członkowskich UE (a Państwa Członkowskie na przedsiębiorstwach ciepłowniczych) już od 2021 roku wymagany coroczny wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego w wysokości 1,3 pkt procentowego.

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

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

2. Analiza trendów cen energii elektrycznej

2.1 Trendy energii cen energii elektrycznej – rynek hurtowy

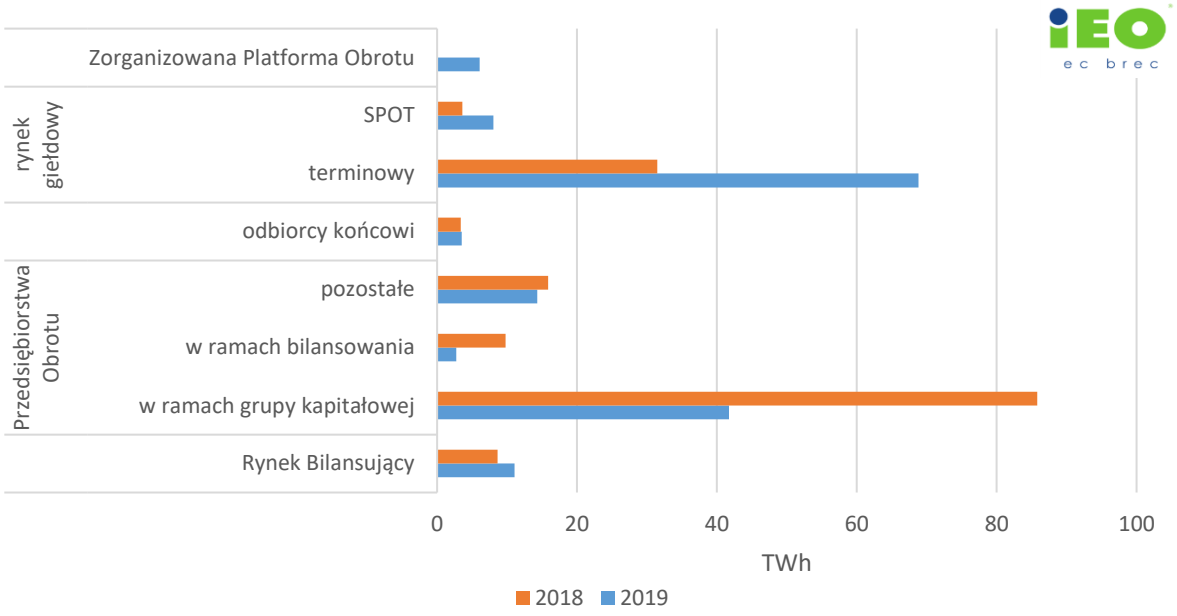
2.1.1 Charakterystyka rynku energii elektrycznej

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

Elektrownie zawodowe mają do dyspozycji najwięcej kierunków sprzedaży energii:

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

Jak podaje Agencja Rynku Energii (Rysunek 3), 50% energii wyprodukowanej przez elektrownie cieplne w 2019 zostało sprzedanej przez rynek giełdowy.



Rysunek 3 – Struktura sprzedaży energii elektrycznej wg kierunków w elektrowniach cieplnych zawodowych[18]

Oznacza to wzrost z 23% w 2018 - wynika to z wprowadzonego podwyższonego obliga giełdowego[19]. Zmiana ta nie wpłynęła znacząco na ceny energii. Mimo niepewnego losu obliga na lata przyszłe, analiza kontraktów rynku giełdowego pozwala na najbardziej wiarygodne określenie trendów cen

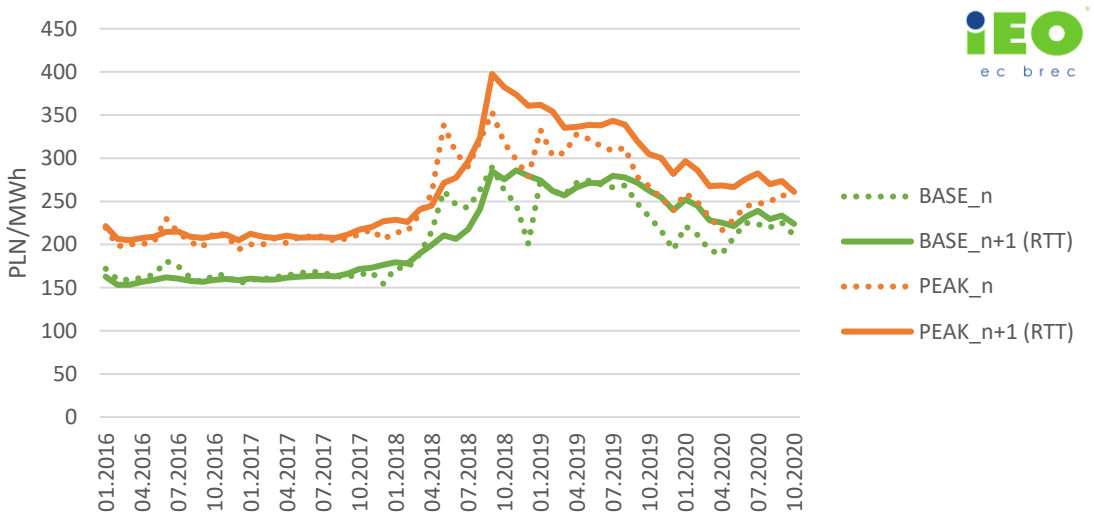
[18] ARE, Katalog Elektrowni i Elektrociepłowni Zawodowych tps://www.are.waw.pl/sklep/details.xhtml?poz=531
[19] Dz.U. 2018 poz. 2348 Ustawa z dnia 9 listopada 2018 r

hurtowych. Jedyną licencjonowaną giełdą towarową w Polsce, jest Towarowa Giełda Energii. Największymi rynkami są Rynek Towarowy Terminowy oraz Rynek Dnia Następnego.

2.1.2 Trendy cen energii - Rynek Towarowy Terminowy

Kontrakty na Rynku Terminowym zawierane są na dostawę energii na okres roku, kwartału, miesiąca lub tygodnia z wyprzedzeniem co najwyżej 3 lat. Najważniejszymi instrumentami są BASE (dostawa przez całą dobę) oraz PEAK5 (dostawa w godzinach 7:00 – 22:00). Zdecydowana większość transakcji na giełdzie dotyczy zakupu energii z dostawą w najbliższym roku kalendarzowym (n+1). Z tego powodu najlepszymi indykatorami Rynku Towarowego Terminowego są indeksy BASE_n+1 oraz PEAK5_n+1. Na tym rynku uczestniczą przede wszystkim elektrownie cieplne oraz wodne. Tylko one są w stanie przewidzieć swoją produkcję z wymaganym wyprzedzeniem (to źródła sterowalne).

Średnioważone miesięczne indeksy BASE oraz PEAK5 utrzymywały się na podobnym poziomie do końca 2017 (Rysunek 4). W 2018 zaobserwowano bardzo przyspieszony wzrost cen sięgający nawet 90% r/r. Dodatkowo, wolumen był bardzo wysoki, co oznaczało ogromną wartość obrotu na giełdzie. Załamanie przyszło w IV kwartale 2018. Od tamtej pory oba indeksy były w trendzie spadkowym, przy czym rok 2020, mimo pandemii koronawirusa przyniósł względną stabilizacją indeksów.



Rysunek 4 - Średnioważone miesięczne indeksy Rynku Terminowego Towarowego[20]

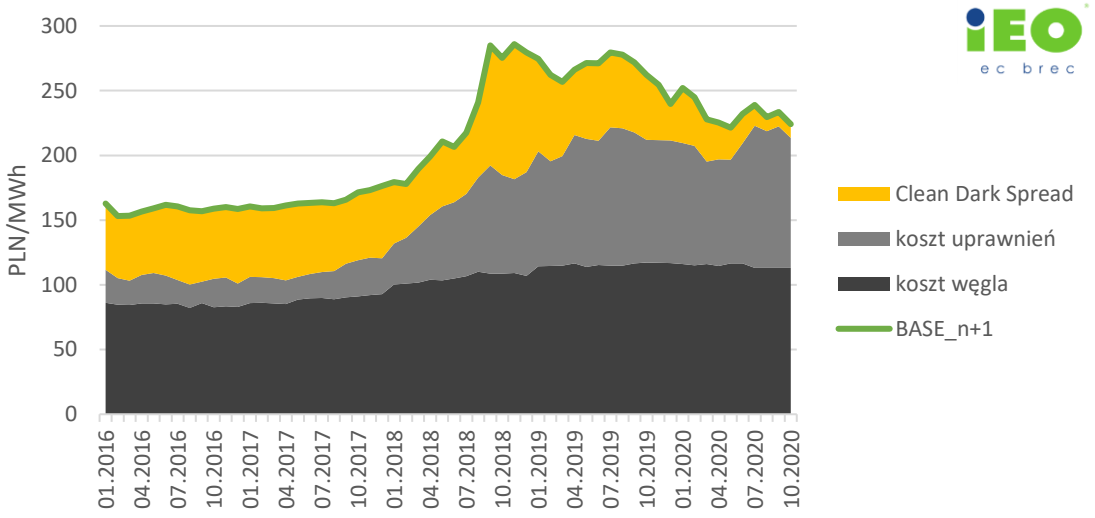
Większość wolumenu energii na Rynku Towarowym Terminowym oferują elektrownie węglowe – dlatego możliwe jest, stosując pewne założenia, oszacowanie wpływu danych czynników na wysokość indeksów (Rysunek 4**Błąd! Nieznany argument przełącznika.**). Za długoterminowym trendem wzrostowym stoi stale rosnący koszt węgla. Polskie górnictwo jest niekonkurencyjne, a drogie paliwo do elektrowni węglowych oznacza malejącą konkurencyjność energii elektrycznej z niego otrzymywanej. Drugim decydującym czynnikiem jest koszt uprawnień do emisji. Ich gwałtowny wzrost w 2018 roku napędził skok cen na Rynku Towarowym Terminowym do około 24 €/t, a stabilizacja cen uprawnień przyczyniła się do ich późniejszego spadku.

Odejmując do ceny energii koszt węgla oraz koszt uprawnień do emisji otrzymujemy tzw. C*lean Dark Spread* (CDS). Może on być interpretowany jako marża wytwórcy, z której musi opłacić koszty operacyjne oraz koszty wynikające z poniesionych lub planowanych inwestycji. Przed 2018 CDS utrzymywał się na poziomie ok. 50 PLN/MWh. W 2018 roku, po początkowym uszczupleniu do 30 PLN/MWh wzrósł do nawet 100 PLN/MWh. W roku 2019 CDS wykazał trend spadkowy, jeszcze przed

[20] TGE, dostęp 11.2020 https://tge.pl/dane-statystyczne

uderzeniem pandemii. W 2020 spadkowa tendencja nasiliła się, obniżając CDS do ok. 10 PLN/MWh. Tak niski poziom może być spowodowany końcem korelacji cen uprawnień do emisji i cen energii elektrycznej („magazynowane" uprawnienia, kupione po niższej cenie niż bieżąca), wpływami z Rynku Mocy (dodatkowy przychód pozarynkowy) oraz przejściem kupujących na pozostałe rynki (spadek popytu).

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



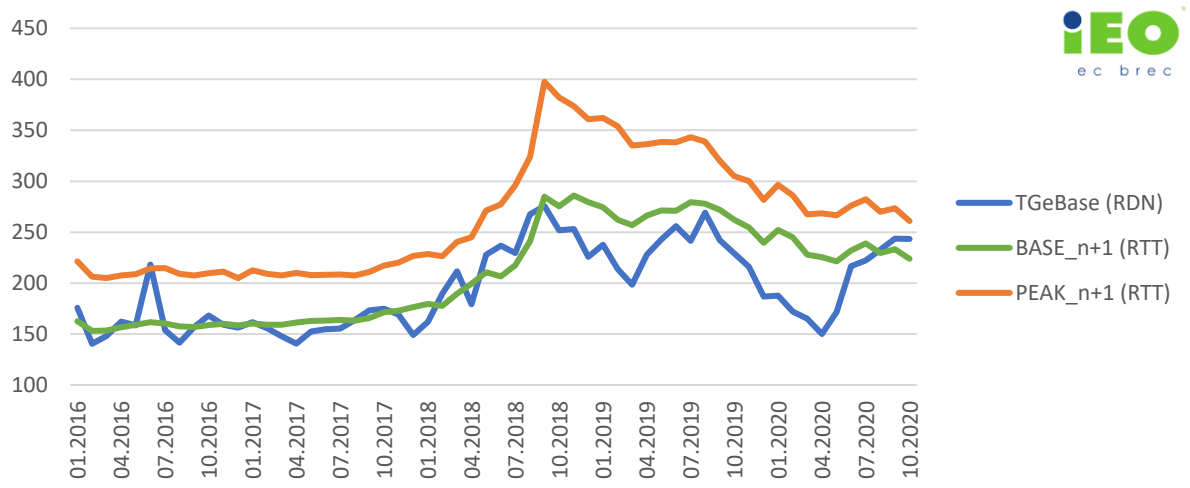
Rysunek 5 - Clean Dark Spread dla indeksu BASE_n+1[21]

2.1.3 Trendy cen energii - Rynek Dnia Następnego

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

W ostatnich latach nastąpiło względnie trwałe oderwanie trendów i wysokości cen na Rynku Dnia Następnego (TGeBase) i Rynku Terminowym (RTT) –Rysunek 6.

[21] Opracowanie własne na podstawie TGE, EEX, ARP



Rysunek 6 - Średnioważone indeksy RDN i RTT

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

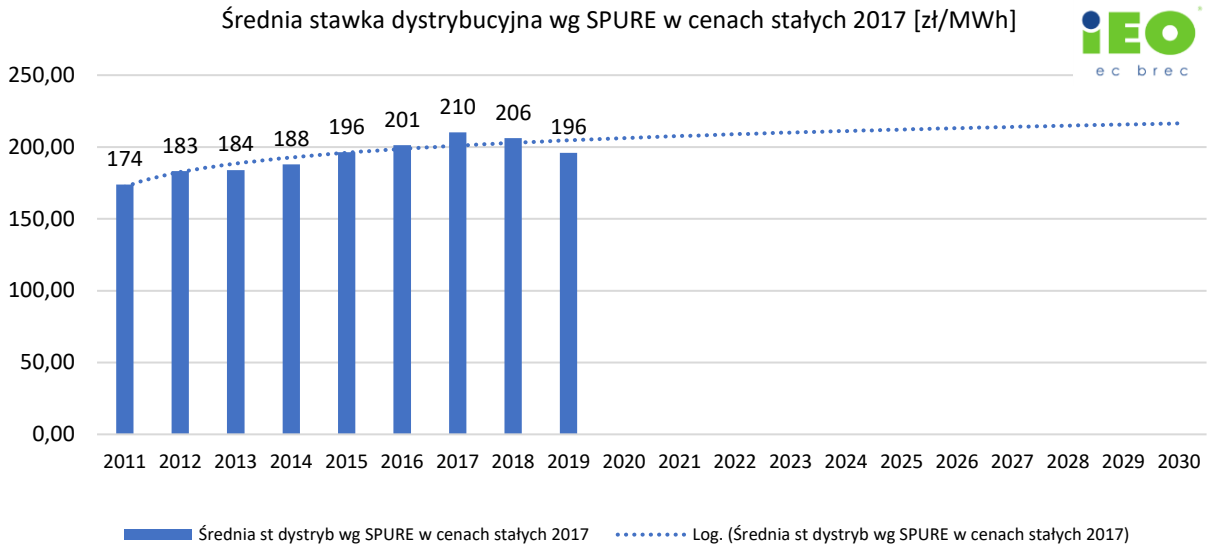
2.2 Analiza trendów taryf na energię elektryczną dla odbiorców końcowych

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

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

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

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



Rysunek 7 - Zmienność stawek dystrybucji wraz z ekstrapolacją

Pomijając 2019 rok (gdzie miało miejsce administracyjne mrożenie cen energii), widoczny jest trend wzrostowy, obrazujący wzrost kosztu jednostkowego fizycznej dostawy energii elektrycznej. Niezależnie od współbieżnych zmian ceny energii, uzasadniający pogląd, że w warunkach *ceteris paribus* oczekiwać należy utrzymania się w horyzoncie 2030 logarytmicznego trendu wzrostowego jednostkowego kosztu dostawy energii elektrycznej.

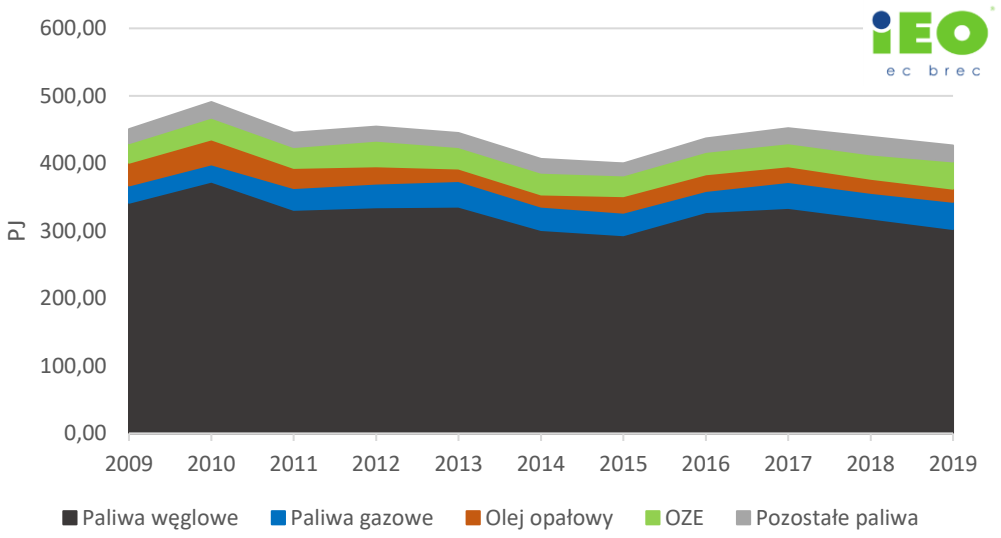
2.3 Analiza trendów cen ciepła w polskim ciepłownictwie systemowym

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

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

Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (tj. przedsiębiorstw, które posiadają koncesję na wytwarzanie, przesył oraz dystrybucję i obrót ciepłem) spadła z 509 w 2009 roku do 396 na koniec roku 2019. Co roku spadek ten wynosi ok. 8 -10 przedsiębiorstw, głównie w wyniku przekształceń organizacyjnych oraz własnościowych, w postaci wykupu lokalnych, powiatowych, samorządowych przedsiębiorstw energetyki cieplnej przez większe grupy energetyczne.

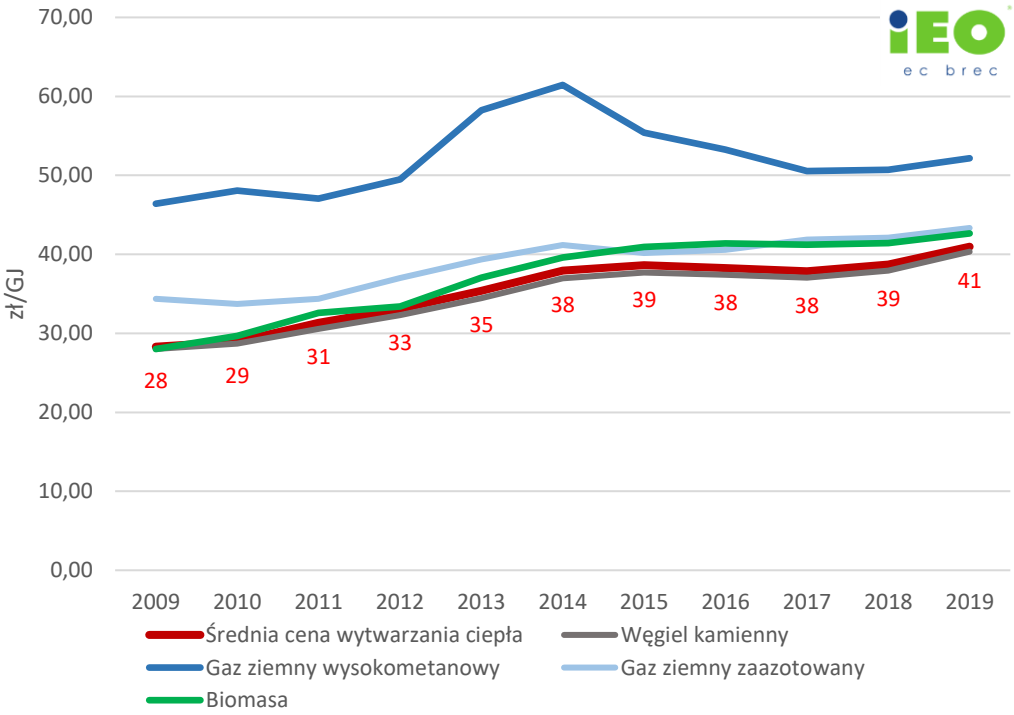
Spada również moc ciepłownicza zainstalowana w źródłach z ok. 60 tys. MW w roku 2009 do 53 tys. MW w roku 2019., przy jednocześnie praktycznie niezmiennym poziomem mocy zamówionej. Świadczyć to może o wyłączaniu względnie większych kotłów ciepłowniczych na rzecz kotłów o niższej mocy (5-10 MW) w celu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



Rysunek 8 - Zużycie paliw do produkcji ciepła w ciepłownictwie systemowym. Źródło: URE. Opracowanie: IEO.

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

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

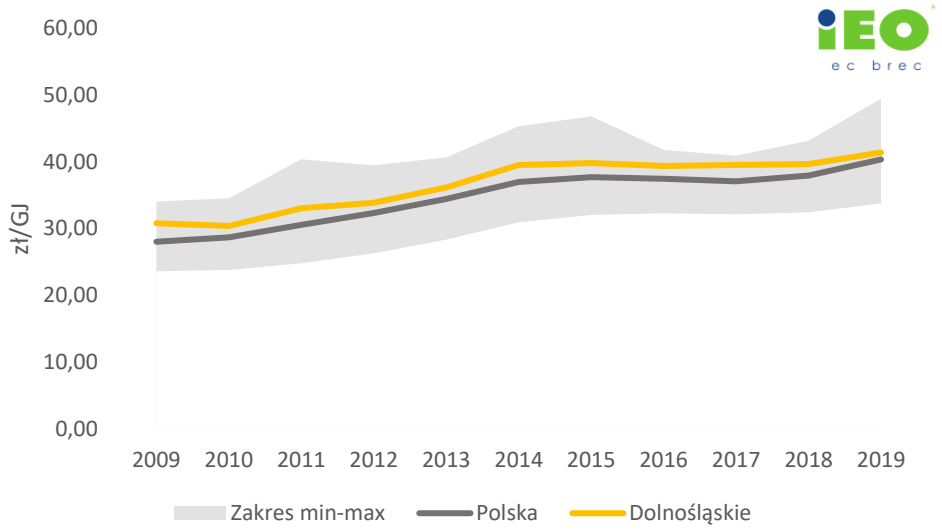


Rysunek 9 - Ceny ciepła wytworzonego z wybranych rodzajów paliw. Źródło: URE. Opracowanie: IEO

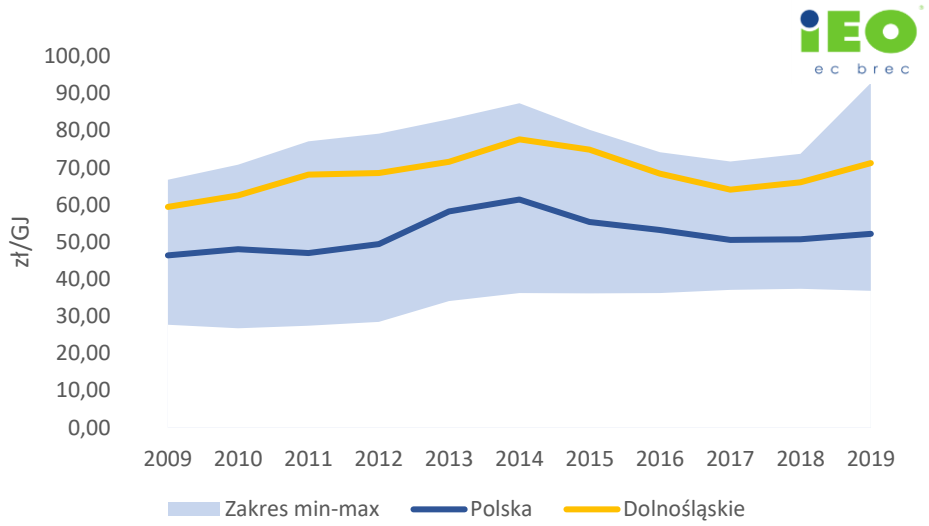
Powyższy wykres przedstawia ceny wytworzenia ciepła z poszczególnych rodzajów paliw. Są one liczone jako ilorazy sum przychodów wytwórców ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła oraz sumy wolumenu sprzedanego ciepła wytworzonego z poszczególnych rodzajów paliw. Sukcesywnie od 2009 (przy wyhamowaniu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

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

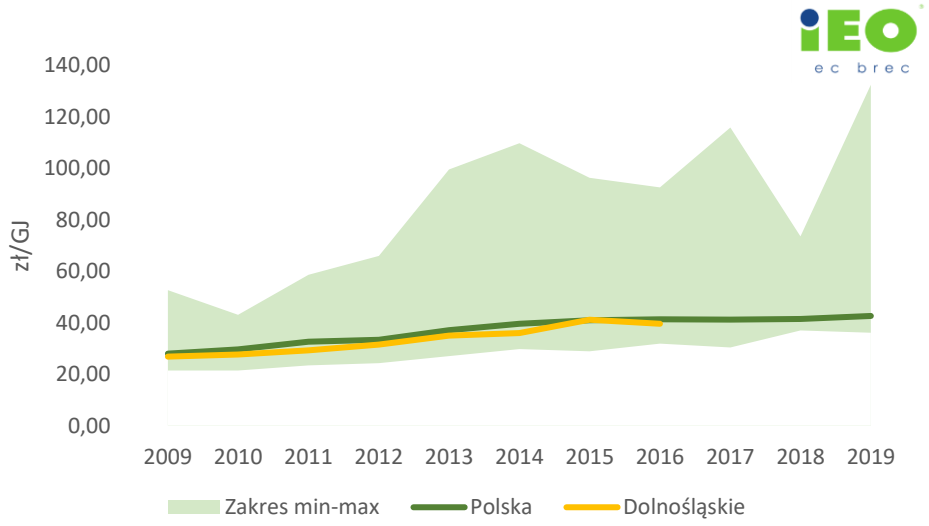
Przez ostatnie 10 lat średnia cena wytwarzania ciepła (biorąc pod uwagę wszystkie źródła energii) wzrosła w Polsce z 28,3 zł/GJ do 40,9 zł/GJ, co oznacza wzrost o 44,7%, zaś skumulowany współczynnik inflacji między tymi latami wynosi jedynie 21,02%. Powyższe ceny dotyczą jednak skali całego kraju. Na poniższych wykresach zaprezentowano trendy średnich kosztów ciepła wytwarzanego z różnych źródeł (paliw), ale na tle ich zmienności we wszystkich województwach, z wyróżnieniem województwa dolnośląskiego jako porównawczego na tle średniej krajowej.



Rysunek 10 - Zakres średnich cen ciepła wytworzonego z węgla kamiennego na tle województw. Źródło: URE. Opracowanie: IEO



Rysunek 11 - Zakres średnich cen ciepła wytworzonego z gazu ziemnego wysokometanowego na tle województw. Źródło: URE. Opracowanie: IEO



Rysunek 12 - Zakres średnich cen ciepła wytworzonego z biomasy na tle województw. Źródło: URE. Opracowanie: IEO

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

- węgla kamiennego,
- gazu ziemnego wysokometanowego,
- biomasy

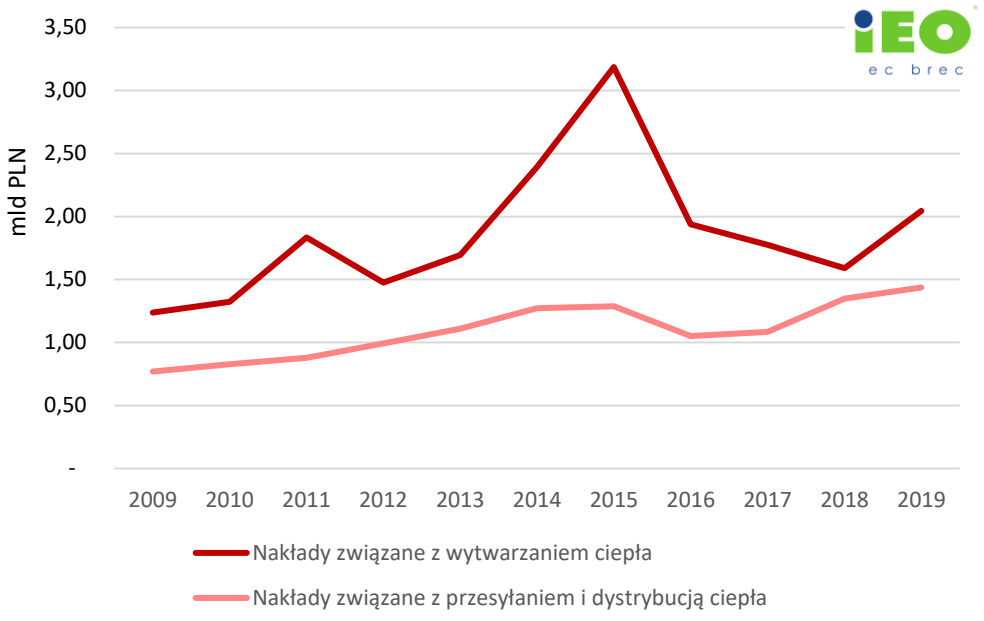
Dla węgla kamiennego średnia cena wytwarzania przy pomocy tego paliwa wpasowuje się po środku zakresu min-max dla województw. Zauważalnie niższe ceny dotyczą województwa mazowieckiego, zaś maksymalne to najczęściej województwo lubuskie. Od 2009 do 2019 nastąpił wzrost średniej ceny dla węgla od 28,02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

Sytuacja dla gazu ziemnego wysokometanowego jest nieco bardziej zróżnicowana. W przypadku uśrednionym cena ta wzrosła nieznacznie z 46,41 zł/GJ do 52,17 zł/GJ (+12%) w latach 2009-2019, jednak jest to paliwo silnie zależne od sytuacji rynkowej. Dla wysokich cen gazu, które miały miejsce w

latach 2013-2014 ceny wytwarzania ciepła z tego surowca miały swoje maksimum dla minionej dekady i średnia wynosiła ok. 61 zł/GJ. Dla gazu wysokometanowego sytuacja w różnych województwach kraju była bardziej zróżnicowana niż dla węgla kamiennego – zakres cen w roku 2019 wynosił od 36,89 zł/GJ do 92,85 zł/GJ – zatem w województwie lubelskim cena wytwarzania energii cieplnej z gazu była niemal trzykrotnie niższa niż w „najdroższym" województwie podlaskim. Województwo dolnośląskie znajduje się znacznie powyżej średniej – ceny ciepła wytwarzanego z gazu ziemnego były wyższe o ok.31% od średniej dla całego kraju.

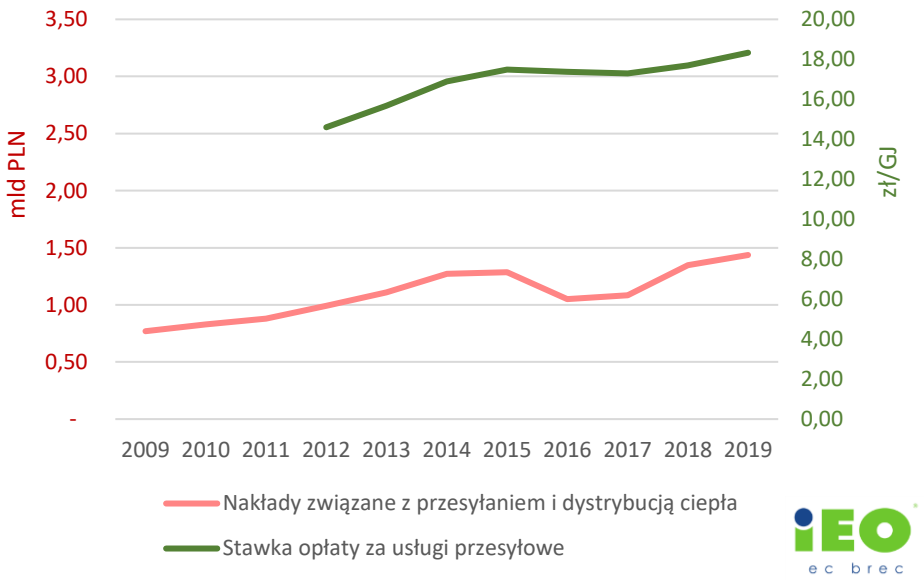
Najciekawszy przypadek dotyczy ciepła wytwarzanego z biomasy, która okazuje się paliwem wysoce ryzykownym w ciepłownictwie. Średnia cena była wysoce skorelowana z cenami węgla i nastąpił jej wzrost w podobnym wymiarze jak dla węgla kamiennego – z 28,01 zł/GJ do 42,65 zł/GJ. Cena średnia była przez całą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

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



Rysunek 13 - Porównanie nakładów inwestycyjnych w ciepłownictwie systemowym związanych z wytwarzaniem ciepła oraz związanych z przesyłaniem i dystrybucją ciepła w latach 2009-2019. Źródło: URE. Opracowanie: IEO

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



Rysunek 14 - Nakłady związane z przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz stawka za usługi przesyłowe w latach 2009-2019. Źródło: URE. Opracowanie: IEO

Średnia krajowa stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła od 14,6 zł/GJ w 2012 roku do 18,33 zł/GJ w roku 2019. Nakłady związane z przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz wartości stawki opłaty za usługi przesyłowe w latach „n+1" są silnie skorelowane, zaś współczynnik korelacji liniowej Pearsona wynosi 82% (dla porównania, w roku „n" jest to 72%). W najbliższych latach spodziewane jest utrzymanie stawki przesyłowej na podobnym poziomie (ok. 19 zł/GJ).

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

Ciepłownictwo w UE i w Polsce musi wejść w fazę niespotykanej wcześniej transformacji technologicznej idącej w kierunku szybkiego zwiększania udziałów niskoemisyjnych, a przede wszystkim zeroemisyjnych źródeł ciepła, obniżania zapotrzebowania na ciepło wraz z obniżaniem temperatury czynnika grzewczego oraz stopniowym zmniejszaniu ciepła wytwarzanego w procesach spalania paliw. Szybki i od początku 2021 roku wymagany przez dyrektywę RED II[22] wzrost udziałów ciepła z OZE nie będzie oparty wyłącznie na tych samych co dotychczas rozwiązaniach technologicznych . Ciepłownictwo będzie musiało coraz częściej sięgać po nowe technologie, także te dotychczas w Polsce niestosowane, a nawet nieznane jak elektroogrzewnictwo oparte na niezbilansowanej energii wiatrowej (okresy z ujemnymi cenami energii) z możliwością magazynowania w gorącej wodzie. Nie jest możliwe zatem prognozowanie cen ciepła w oparciu o historyczne trendy i wartości, gdyż sama struktura paliwowa musi ulec znacznej zmianie.

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

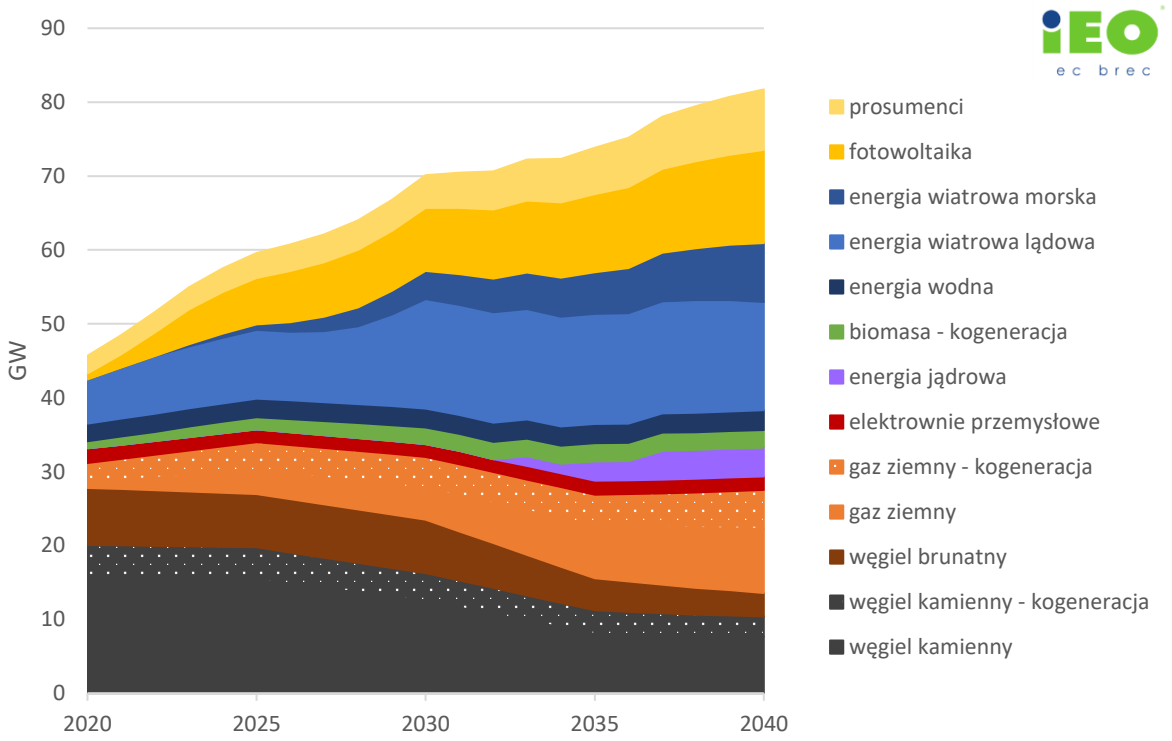
3. Prognoza cen energii elektrycznej na lata 2021-2030

3.1 Konstrukcja scenariusza

3.1.1 Miks mocy

Punktem wyjściowym prognozy jest projekt Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) z 18.12.2019. Dokument ten zawiera informacje dotyczące planowanego miksu energetycznego Polski wraz z założeniami technicznymi i eksploatacyjnymi pozwalającymi na niezależne użycie w różnych modelach prognostycznych. Użyto scenariusza na rzecz energii i klimatu (PEK)[23], który jest zgodny z formalnymi wymogami Komisji Europejskiej, a jego określenie było de facto najważniejszym elementem KPEiK.

Inkorporacja scenariusza PEK do modelu prognostycznego została poddana weryfikacji na podstawie danych historycznych z lat 2010-2020 i korektę założeń na lata 2020-2025. Korektę oparto o wyniki ostatnich aukcji na energię z OZE oraz sygnały rynkowe (zaczęte procesy deweloperskie) określone przez IEO. Wynikiem działań był autorski miks energetyczny, który – zdaniem IEO – lepiej odzwierciedla bieżącą sytuację w sektorze wytwarzania elektroenergetyki. Będzie on podstawą dalszej analizy scenariuszowej (Rysunek 15).



Rysunek 15 - Struktura mocy wytwórczych

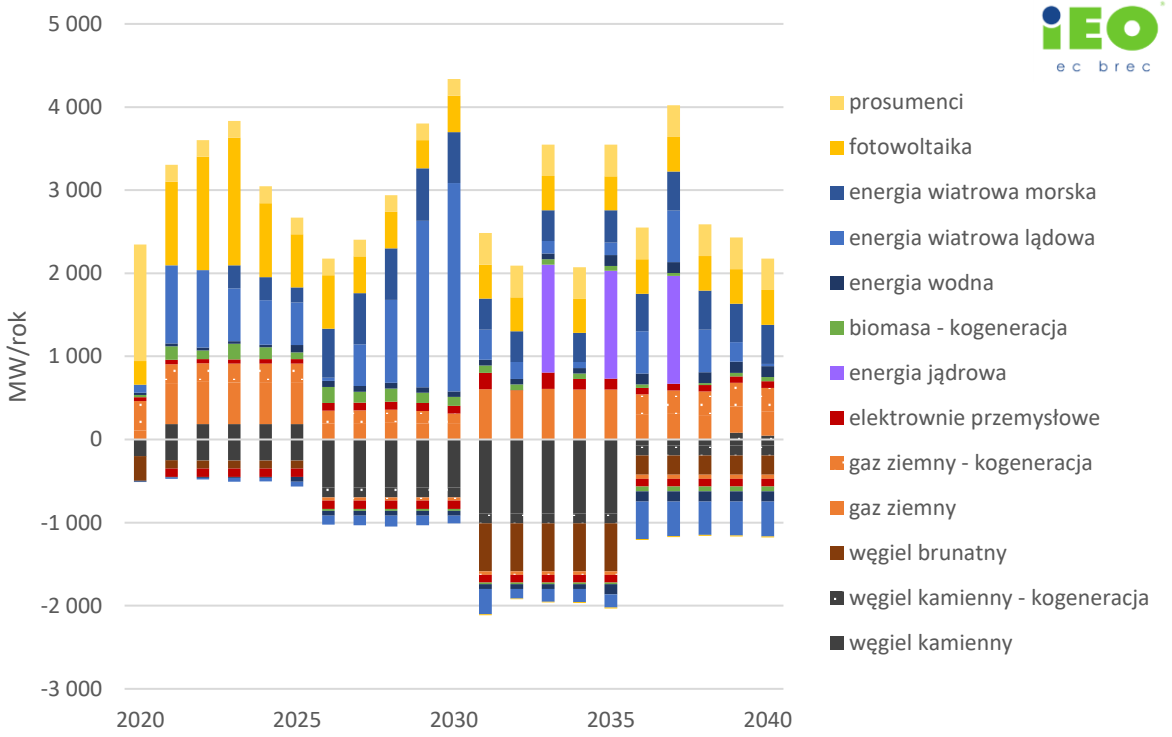
Struktura mocy wytwórczych dyktuje bilans wyłączeń i nowych mocy (Rysunek 16). Bilans obrazuje skalę zachodzącej transformacji energetycznej, która obejmuje nie tylko procesy inwestycyjne ale też likwidacje. Do 2040 roku zostanie wyłączonych 9,7 GW elektrowni i elektrociepłowni opalanych węglem kamiennym oraz 4,5 GW elektrowni opalanych węglem brunatnym. Gaz staje się tzw. paliwem „przejściowym" przy wzroście o 10,6 GW do 2040. Kontrowersyjnym od strony kosztowej, ale

[23] PEK – scenariusz polityki energetyczno-klimatycznej. Ocena skutków planowanych polityk i środków Załącznik nr 2 do Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke

kluczowym elementem miksu mocy jest również zakładane przez rząd wprowadzenie elektrowni jądrowej – w sumie 3,9 GW do 2040.

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

Należy jednak zaznaczyć, że poniższy bilans nowych mocy i odstawień (Rysunek 16) nie jest w pełni rzeczywistym harmonogramem, lecz założonym planem koniecznym do osiągnięcia przez polski system stanu opisanego w KPEiK, z ww. korektami. Najbardziej wątpliwe założenia (w szczególności dotyczące budowy elektrowni jądrowej) nie mają znacznego przełożenia na wyniki prognozy do 2030r., a nawet do 2035r.



Rysunek 16 - Bilans wyłączeń i nowych mocy wprowadzanych do krajowego systemu elektroenergetycznego

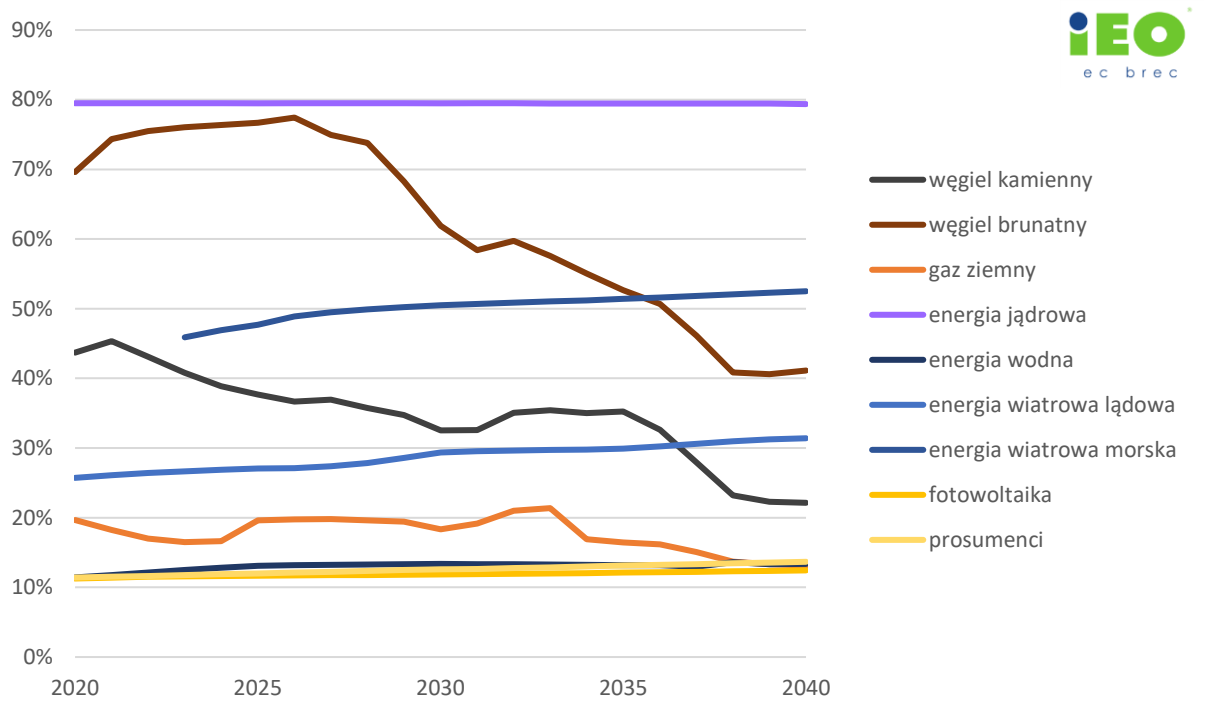
3.1.2 Miks energii

Miks energii określający wolumeny energii wyprodukowanej w poszczególnych latach w Polsce w podziale na technologie wytwórcze został stworzony przy użyciu „miksu mocy" opisanego w poprzednim podrozdziale i założeń dotyczących współczynników wykorzystania mocy (Rysunek 17).

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

Współczynniki wykorzystania mocy węglowych gwałtownie spadają, mimo ciągle rosnącego zapotrzebowania. Inwestycje w technologie odnawialne ograniczają wykorzystanie istniejących zasobów konwencjonalnych, ograniczając opłacalność ich operowania na warunkach rynkowych. Po

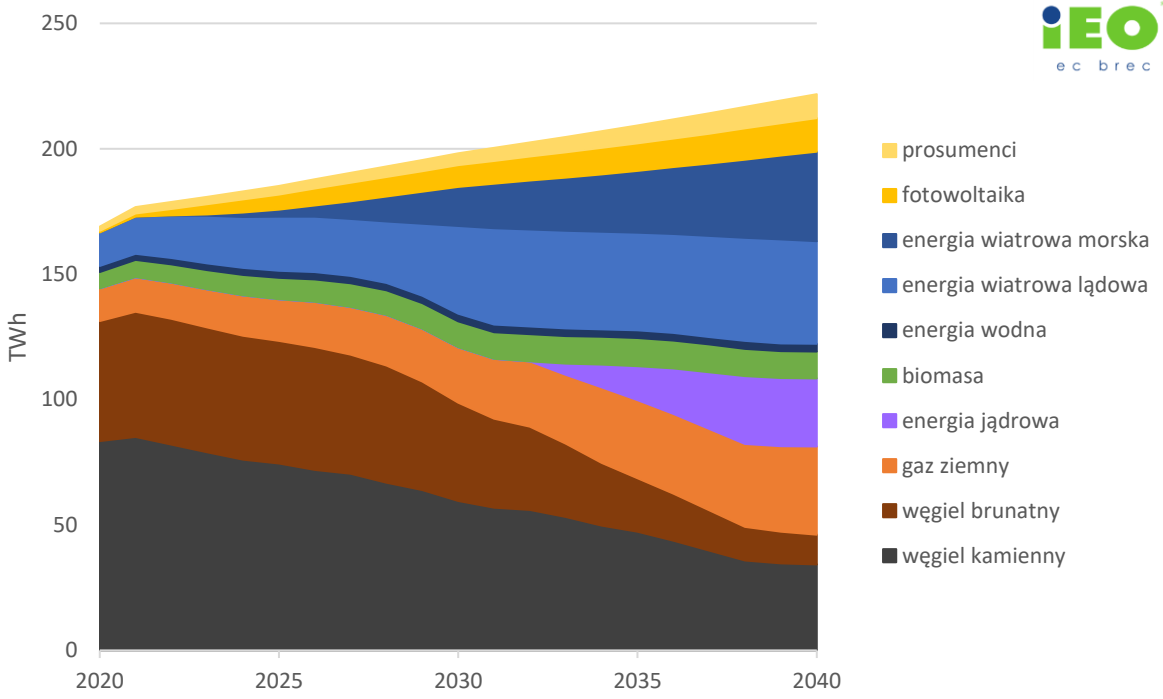
2037 zostaną one utrzymane jako jedynie źródła podszczytowe i szczytowe. Konieczne dla ich dalszego funkcjonowania będzie ich subsydiowanie.



Rysunek 17 - Współczynniki wykorzystania mocy w systemie elektroenergetycznym dla danych technologii

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

Scenariusz ewolucji miksu energii prowadzi do znaczącej dywersyfikacji i dekarbonizacji miksu energetycznego (Rysunek 18). Skok zapotrzebowani na energię w 2021 roku spowodowany jest spadkiem zużycia w pierwszej połowie 2020 wynikającego z pandemii koronawirusa.



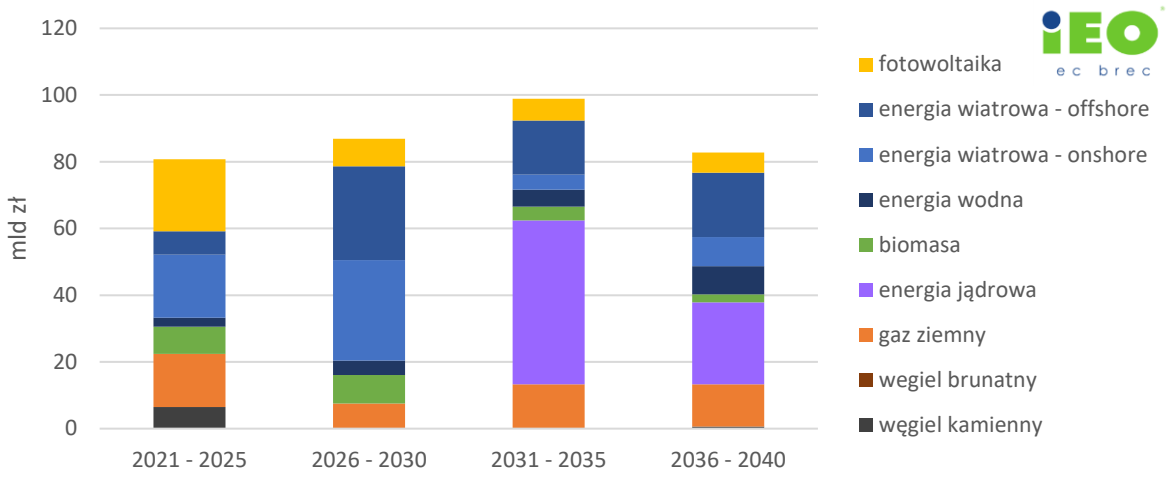
Rysunek 18 - Struktura wytwarzania energii

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

3.2 Wyniki prognozy

3.2.1 Nakłady inwestycyjne

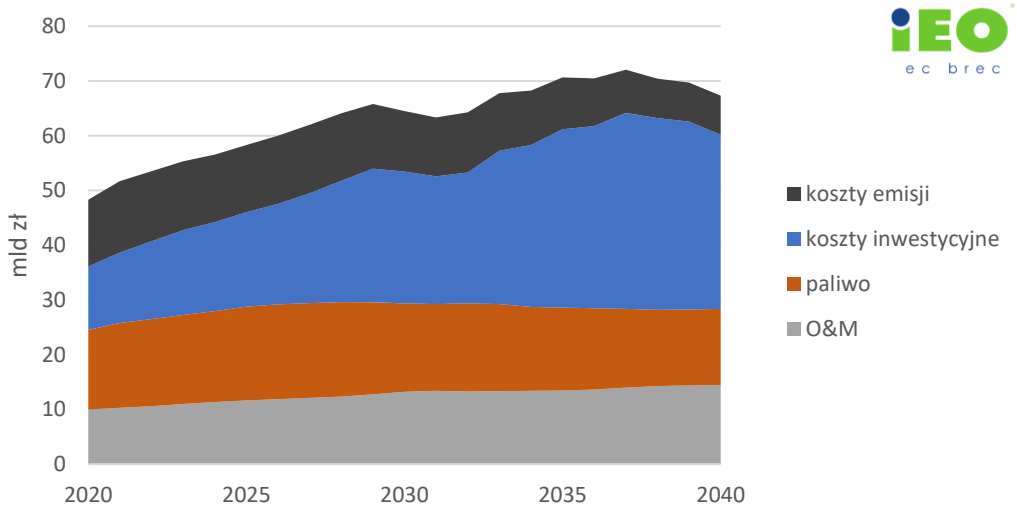
Przedstawiony harmonogram nowych inwestycji przekłada się na znaczące nakłady w sektorze elektroenergetyki sięgające ponad 80 mld zł w okresach pięcioletnich. Instalacje fotowoltaiczne zawodowe będą wymagały nakładów wynoszące ok. 21 mld zł w najbliższych pięciu latach, przy nakładach energetyki wiatrowej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



Rysunek 19 – Nakłady inwestycyjne w okresach pięcioletnich

3.2.2. Koszty generacji

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

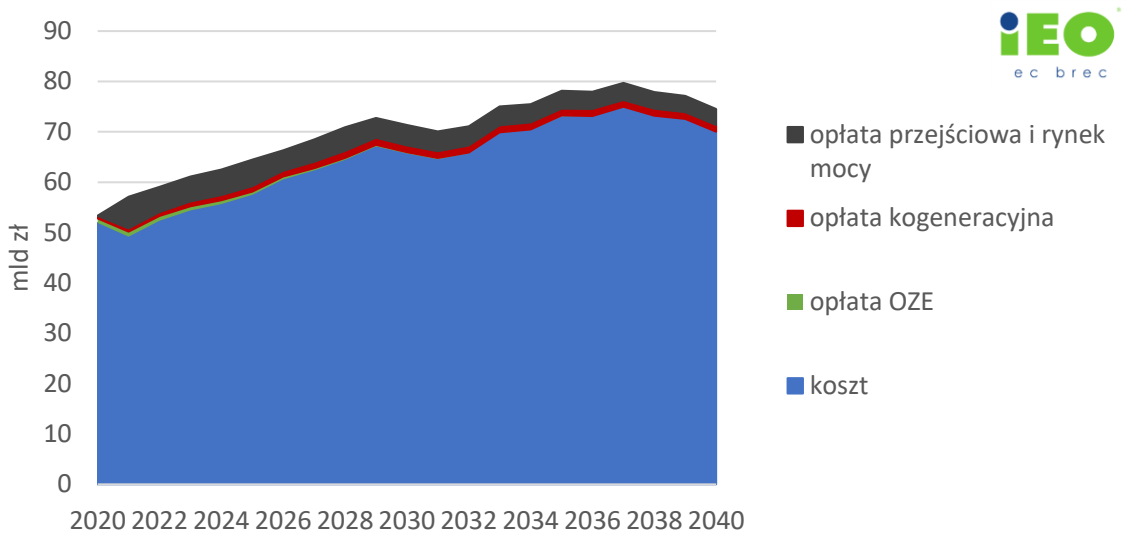


Rysunek 20 - Sumaryczne koszty wytwarzania energii elektrycznej

3.2.3 Prognoza cen

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

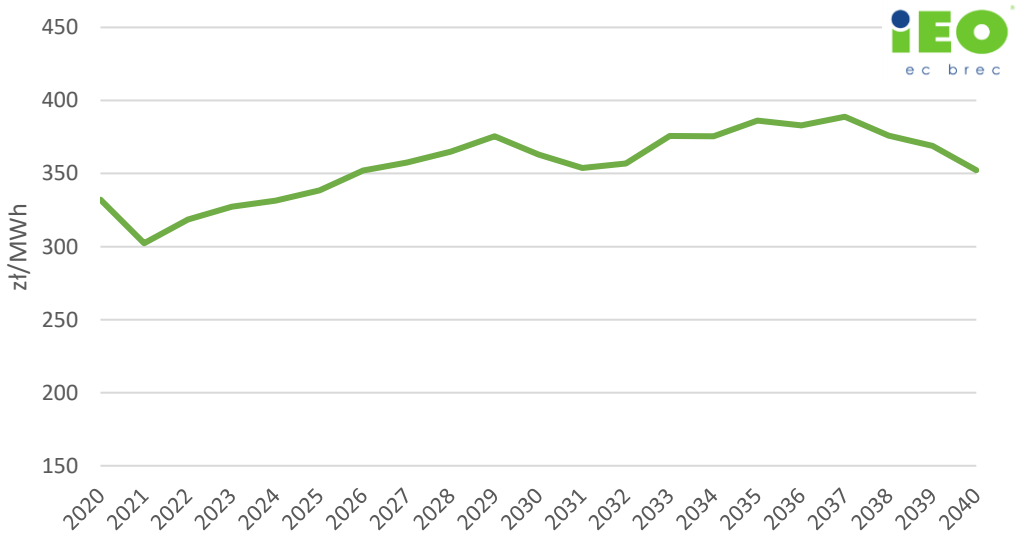
przebieg cen hurtowych względem jednostkowych kosztów jest rynek mocy i system aukcji OZE (Rysunek 21).



Rysunek 21 - Koszt wytwarzania energii elektrycznej

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

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



Rysunek 22 – Prognoza jednostkowego kosztu generacji energii i cen hurtowych

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

4. Prognoza taryf i kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną

4.1 Szacunek cen dystrybucji energii końcowych do 2030 roku

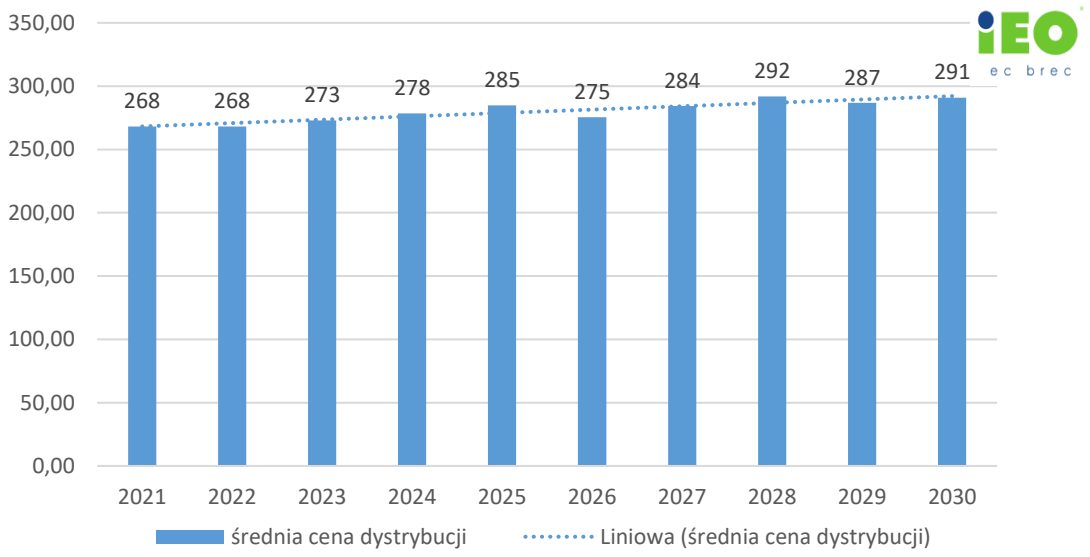
Koszt energii w całym systemie energetycznym jest przenoszony w postaci taryf, których wysokość jest zróżnicowana dla różnych grup odbiorców. W Polsce procesowi taryfowania podlegają koszty dystrybucji energii oraz (w dalszym ciągu) taryfy dla gospodarstw domowych. Proces taryfowania jest mechanizmem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

Prognozy wysokości taryf, będące przedmiotem bezpośredniego nacisku rządu i kontroli przez Urząd Regulacji Energetyki, estymowane zostały na podstawie danych statystycznych. Ceny energii oraz uzmiennionych opłat dystrybucyjnych zaczerpnięto ze sprawozdania prezesa URE[24].

Jak wykazano wcześniej wynik prognozy zmian taryf sieciowych ogółem dla energii elektrycznej jest uzależniony od szeregu czynników, w szczególności:

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

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

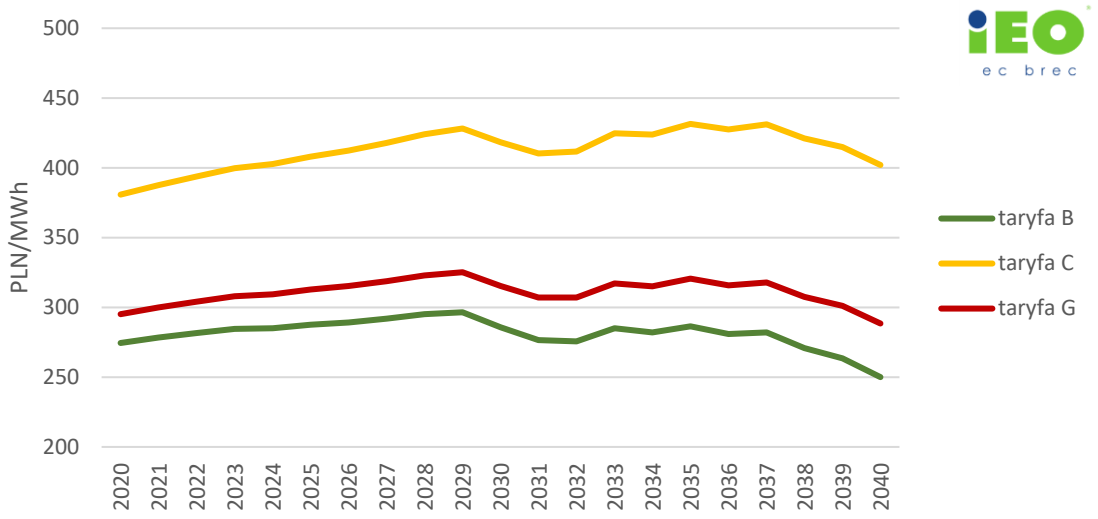


Rysunek 23 – Prognoza średniej ceny dystrybucji energii

[24] Sprawozdania z działalności prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018r.

4.2 Prognoza cen energii w poszczególnych grupach taryfowych

Dane z poprzedniego podrozdziału użyto jako podstawę do ekstrapolacji – roczne zmiany wysokości taryf (w cenach stałych) określono jako średnią ważoną zmian wynikających z trendu i zmian wynikających ze wzrostu cen hurtowych (Rysunek 24).



Rysunek 24 - Prognoza cen energii dla taryf A,B,C,G

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

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

5. Prognoza cen ciepła

5.1 Konstrukcja scenariusza

W ramach prognozy proponowany jest scenariusz modernizacji ciepłowni do standardów zgodnych z wymaganiami dyrektywy MCP[25], która dotyczy źródeł o mocach poniżej 50 MW, a jednocześnie obciążanej kosztami nabywania uprawnień do emisji CO_2 w systemie handlu emisjami ETS (ciepłownie o mocach powyżej 20 MW). W tym zakresie mocy funkcjonuje najwięcej ciepłowni miejskich. Do analiz jako reprezentatywne dla tej grupy wybrano Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Końskich. PEC Końskie wykazuje znaczne ambicje w kierunku „zielonego ciepłownictwa" i ma konkretne plany inwestycyjne, które pozwalają na określenie kosztów transformacji. Rozsądne wydaje się zatem porównanie strategii „adaptacji", pozwalającej na dalsze funkcjonowanie ciepłowni w reżimie dyrektywy średnich źródeł spalania oraz strategii „zielonej transformacji", korzystającej w dużej mierze z odnawialnych źródeł energii, ograniczającej emisję szkodliwych substancji oraz mogącej otrzymać wsparcie ze środków publicznych (zgodnie z zasadami „zielone taksonomii").

Wybrane referencyjne i reprezentatywne w skali kraju miejskie przedsiębiorstwo ciepłownicze dysponuje łączną mocą zainstalowaną w urządzeniach ciepłowniczych na poziomie 42,3 MW oraz wysokotemperaturową siecią ciepłowniczą o łącznej długości 14,286 km. Podstawowym źródłem wytwarzania ciepła pracującym tylko na centralne ogrzewanie (CO) jest centralna kotłownia węglowa, pracująca w oparciu o kocioł wodny WLM-25 i kocioł wodny WR-15 o łącznej mocy znamionowej 38 MW. Łączna moc zamówiona przez odbiorców wyniosła 18,18 MW. Maksymalne zapotrzebowanie na moc w ostatnim sezonie grzewczym wyniosło 10,7 MW. Centralna kotłownia węglowa produkuje około 130 000 GJ ciepła brutto rocznie.

Tabela 7 - Zestawienie parametrów aktualnych źródeł wytwórczych w referencyjnej ciepłowni[26]

	WR-15	WLM-25
Rok uruchomienia	2012	1969
Rok remontu kapitalnego		2009
Moc zainstalowana ciepłownicza [MWt]	15	23
Sprawność wytwarzania ciepła [%]	86%	82%
Maksymalna moc osiągnięta w ostatnim sezonie grzewczym 2019/2020 [MWt]	10,7	10
Liczba godzin pracy w ostatnim sezonie grzewczym 2019/2020 [h]	2 997	2 248

5.1.1 Scenariusz adaptacji

Scenariusz adaptacji polega na ciągłym dostosowaniu się ciepłowni do rosnących wymagań środowiskowych i kontynuacji wykorzystania przez przedsiębiorstwo wyłącznie źródeł węglowych. Warunkiem jednak takiej działalności jest dostosowanie obecnych kotłów węglowych do standardów emisyjnych w zakresie pyłów, tlenków siarki oraz tlenków węgla. Wiązać się to będzie także z coraz większymi opłatami za uprawnienia do emisji CO2.

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

[26] Autorzy dziękują Zarządowi i pracownikom Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej w Końskich Sp. z o.o. za udostępnienie danych i bieżące konsultacje w pracy nad raportem.

Tabela 8 Założenia inwestycyjne w scenariuszu "adaptacji"

Inwestycja	**Wartość [PLN]**	**Rok poniesienia kosztu**
Dostosowanie do MCP	10 257 750	2020
Remont kapitalny WR-15	4 250 000	2022
Remont kapitalny WLM-25	7 000 000	2024

Uwzględniając informacje pozyskane od zarządu przedsiębiorstwa nt. planowanych remontów kapitalnych oraz szacowanych wartości dostosowania ciepłowni do MCP, w powyższej tabeli przedstawiono założenia inwestycyjne. Do dalszej pracy ciepłowni jako źródło węglowe niezbędne będą:

- Budowa nowej instalacji odpylania
- Budowa instalacji odsiarczania spalin
- Budowa instalacji odazotowania spalin

Dodatkowo, w najbliższych latach niezbędne będzie także przeprowadzenie remontów kapitalnych obydwu kotłów. Stawkę amortyzacyjną uwzględniono na poziomie 7% i rozliczaną w sposób liniowy.

Na koszty operacyjne składają się:

- Koszty paliwa oraz koszty uprawnień do emisji CO2 (oparte na cenach według prognozy z rozdziałów 1.1.2. oraz 1.1.3.)
- Koszty wynagrodzeń i świadczeń
- Koszty remontów, materiałów, usług obcych.

Pozostałe założenia niezbędne do realizacji scenariusza kroczącej adaptacji przedstawiono poniżej:

Tabela 9 – Pozostałe założenia dotyczące realizacji scenariusza adaptacji

Wielkość	Wartość	Jednostka
Zmiana produkcji ciepła r/r	-0,5%	-
Zmiana sprawności kotłów węglowych r/r	-0,5%	-
Zmiana cen transportu węgla r/r	1,0%	-
Zmiana wysokości wynagrodzeń i świadczeń r/r	1,0%	-
Zmiana cen remontów r/r	1,0%	-
Zmiana cen usług obcych r/r	1,0%	-
Emisyjność węgla kamiennego)	94,94	kg/GJ
Stopa dyskonta	6%	
Opłata przesyłowa	19	Zł/GJ

Scenariusz opiera się na metodzie średnioważonego kosztu ciepła opisanej w rozdziale 1.4.3.

5.1.2. Scenariusz zielonej transformacji

Ambitny plan inwestycyjny bazuje na nowych, ale sprawdzonych także w Polsce technologiach, w konfiguracji która z dobrym skutkiem ekonomicznym (także bez dotacji) została pozytywnie zweryfikowana w krajach zachodnich (kraje skandynawskie, Niemcy, Austria, Francja). Projekt transformacji PEC Końskie w kierunku tzw. efektywnego systemu ciepłowniczego (50% ciepła z OZE) zakłada:

1. Budowa instalacji wielkoskalowych kolektorów słonecznych wraz z sezonowym magazynem ciepła
2. Budowa instalacji kotła elektrodowego opartego na zużyciu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych
3. Instalacja silnika kogeneracyjnego pracującego na paliwie gazowym
4. Instalacja kotła gazowego

Tabela 10 –Stan źródeł wytwórczych po zrealizowaniu inwestycji w nowe źródła wytwórcze OZE w referencyjnej ciepłowni

Lp.	Źródło ciepła	Moc zainstalowana [MWt]	Współczynnik wykorzystania mocy [%]	Generacja ciepła [MWh]	Generacja ciepła [GJ]
1	Kocioł elektrodowy+ magazyn	4,0	10%	3 504	12 614
2	Silnik gazowy	1,	60%	5 121	18 437
3	Kolektory słoneczne+ magazyn	10,5	8%	7 248,	26 093
4	Kocioł gazowy	2,8	25%	3 712	13 366
5	WR-15	15,0	13%	16 685	60 067
SUMA	**-**	**33,3**	**-**	**36 100**	**130000**

Łączna moc cieplna zainstalowana w systemie ciepłowniczym po realizacji projektu wyniesie 33,3 MW_{th}, zaś wyprodukowana energia cieplna pozostanie na poziomie ok. 130 000 GJ. Plan zielonej transformacji opiera się także na założeniu zaprzestania użytkowania starszego kotła WR-25 oraz obniżenie mocy źródeł cieplnych konwencjonalnych o mocy nominalnej wyższej niż 3 MW[27] do poziomu 15 MW (w systemie pozostaje tylko kocioł WR-15) co automatycznie skutkuje wyjściem systemu ciepłowniczego z systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS). W wyniku realizacji projektu następuje zwiększenie produkcji energii cieplnej ze źródeł odnawialnych o ok. 10.752 MWh (38.700 GJ).

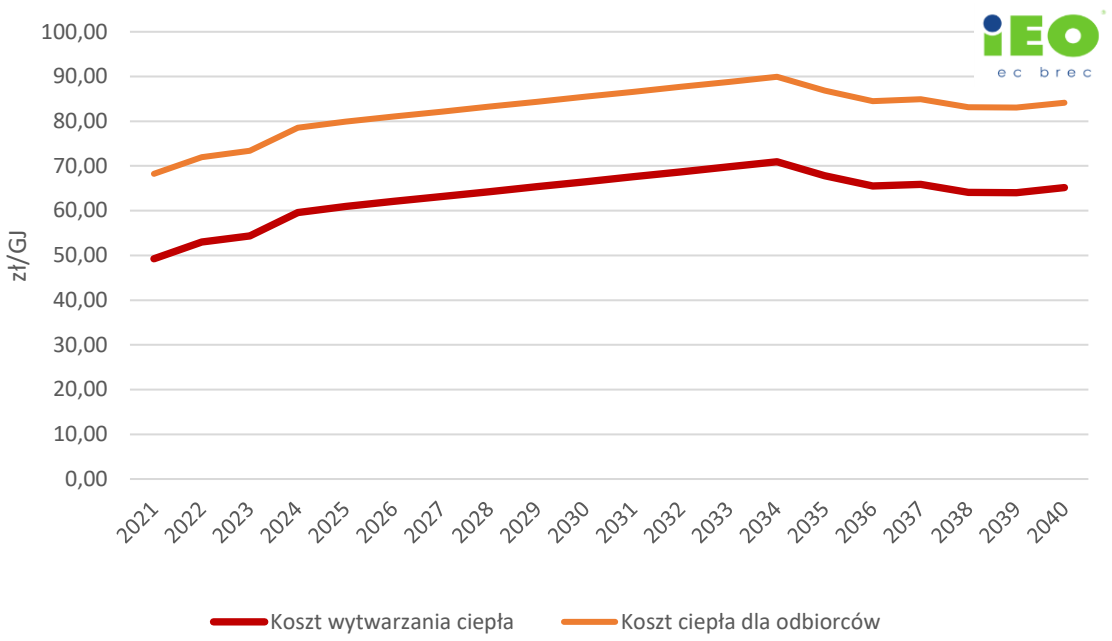
Tabela 11 –Nakłady inwestycyjne w scenariuszu zielonej transformacji w referencyjnej ciepłowni

Inwestycja	Łączny koszt [PLN]	2022	2023
Kolektory słoneczne	12 261 200	12 261 200	-
Sezonowy magazyn ciepła	13 860 000	9 240 000	4 620 000
Kocioł elektrodowy i magazyn krótkoterminowy	2 988 000	2 100 000	888 000
Silnik kogeneracyjny	2 257 500	2 257 500	-
Kocioł gazowy	600 000	600 000	-

Łączne nakłady inwestycyjne prowadzące do szybkiej transformacji, tj. prowadzące do jedoczesnego uzyskania statusu tzw. efektywnego systemu ciepłowniczego (50% ciepła z OZE lub wysokosprawnej kogeneracji) uprawniającego do pomocy publicznej oraz do uniknięcia kosztów dostosowania najbardziej emisyjnych źródeł wytwórczych do wymagań środowiskowych (por. tabela 10) wynoszą 32 mln zł.

[27] Źródła ciepła o nominalnej mocy cieplnej poniżej 3 MW nie są uwzględniane przy liczeniu sumarycznej mocy cieplnej. Źródło: Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dz. U. z 2020r. poz. 136, 284

5.2 Wyniki prognozy



Rysunek 25 Średni koszt wytwarzania ciepła w latach 2021-2040 dla scenariusza adaptacji.

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

Wdrożenie tego scenariusza jednak nie rozwiązuje problemu. Oparte na węglu ciepłownictwo będzie coraz bardziej „dociskane" finansowo przez wysokie opłaty CO_2 oraz całkowity brak możliwości dofinansowania do nieefektywnych środowiskowo rozwiązań.

W przypadku realizacji scenariusza zielonej transformacji konieczny będzie wzrost kosztów i cen ze względu na znaczne nakłady inwestycyjne poniesione w projekcie. Zmiana struktury paliwowej pozwoli na dalsze funkcjonowanie ciepłowni, zaś stopniowe, ale konsekwentne dostosowywanie się do wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego pozwoli zapewnić finansowanie dalszych inwestycji (spełnienie wymogu efektywnego systemu ciepłowniczego otwiera możliwości wsparcia i finansowania inwestycji ze środków publicznych) w kierunku przedsiębiorstwa ciepłowniczego zeroemisyjnego. Poziom dofinansowania powinien być tak dobrany aby koszty ciepła dla odbiorców były niższe niż w scenariuszu „adaptacji".

6. Niepewności prognoz cen energii elektrycznej i ciepła

Wiarygodne i szeroko dostępne prognozy cen energii są warunkiem koniecznym do podejmowania racjonalnych decyzji inwestycyjnych w nowe elektrownie lub elektrociepłownie i (tu liczą się prognozy cen hurtowych energii) lub w źródła prosumenckie i poprawę efektywności energetycznej, gdzie liczą się prognozy taryf dla odbiorców końcowych energii. Niestety w Polsce prognozy hurtowe cen energii elektrycznej są rzadkością lub (te nieliczne) nie są publicznie dostępne. Prognozy cen i kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło odbiorców końcowych dotychczas w ogóle nie były dostępne.

Brak prognoz w tym zakresie częściowo wynika z ryzyka politycznego udostępnienia informacji o możliwych podwyżkach cen energii. Odbiorcy energii nie uważają, że jej cena wynika z czynników obiektywnych, ale że jest efektem polityki energetycznej lub nawet decyzji politycznej, co w istocie samo w sobie jest źródłem niepewności ew. prognoz. Prognozowanie cen energii i taryf jest też poważnym wyzwaniem jeśli chodzi o metodę i konieczność przyjęcia założeń upraszczających.

Przedstawione w raporcie prognozy cen energii elektrycznej, cen ciepła oraz taryf bazują na najlepszej, aktualnie dostępnej wiedzy dostępnej wiedzy, ale wymagają ciągłej aktualizacji i weryfikacji. Niepewności założonych scenariuszy i prognoz cen energii wynikają przede wszystkim z braku zatwierdzonej polityki energetycznej, niespójności krajowej polityki klimatycznej z polityką UE oraz niestabilności regulacji w obszarze rynku energii.

Brak zatwierdzonej polityki energetycznej i częste zmiany jej projektów stanowią podstawie ryzyko błędów w prognozach cen energii. Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 był wielokrotnie zmieniany, a sami twórcy przyznają, że najnowszy projekt jest już nieaktualny. Także KPEiK wymagać będzie aktualizacji, choćby w związku z poodnoszeniem celów klimatycznych UE na 2030 rok (podniesie ambicji w zakresie redukcji emisji CO_2 w 2030 roku z obecnych 40% do 55%). Energetyka odnawialna coraz częściej funkcjonuje na warunkach wolnorynkowych, a projekty są dynamicznie rozwijane. Z tego powodu scenariusze IEO dotyczące nowych mocy odnawialnych jako płynące z informacji rynkowych – nie woli politycznej – stanowią pewniejsze założenie.

Zakładana budowa elektrowni jądrowej w 2033 roku jest wątpliwa, a problemy z mocą dyspozycyjną w KSE mogą być znaczące. Będzie to okres głębszej integracji źródeł odnawialnych z systemem energetycznym, co – w razie braku elektrowni jądrowej – znacznie podwyższy koszty sieciowe i dystrybucyjne. Brak realizacji elektrowni jądrowej obniży znacząco koszty energii w hurcie, ale szybszy rozwój OZE może podnieść w pewnym zakresie opłaty dystrybucyjne i koszy bilansowania w systemie energetycznym. W efekcie oszacowane ścieżki łącznych wysokości taryf dla różnych odbiorców końcowych mogą pozostać zbliżone do przedstawionej prognozy.

Największy wpływ na koszty dystrybucji, a tym samym taryf dla wszystkich grup odbiorców energii elektrycznej wywierają konsekwencje wdrożenia Rynku Mocy, który jest źródłem opłaty mocowej wliczane do taryfy sieciowej. Opłata ta jest niezwykle trudna do prognozowania, gdyż zależy wyłącznie od decyzji politycznych.

Obszarem niepewności prognoz cen energii elektryczne i ciepła są również prognozy paliw i uprawnień do emisji CO_2. Rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej i możliwość wsparcia inwestycji gazowych są wciąż przedmiotem debaty, ale plany odejścia od węgla brunatnego są przesuwane coraz bliżej. Prognozy cen uprawnień do emisji CO_2 w systemie EUA/ETS są bardzo wrażliwe na zapowiedzi i przeprowadzone zmiany legislacyjne. Ale w sensie sumy kosztów generacji nawet szybsza ścieżka wzrostu cen uprawnień do emisji może być skompensowana szybszą ścieżką dekarbonizacji, dzięki czemu przedstawiona prognoza cen energii elektrycznej może pozostać dalej aktualną.

Niepewności prognoz cen energii i ciepłą są proporcjonalne do udziału w miksem energetycznym wysokoemisyjnych paliw kopalnych. Największą pewność prognoz i przestrzeń do obniżki kosztów, a co za tym idzie cen energii, daje przyspieszony rozwój energetyki słonecznej i wiatrowej. Technologie te ponadto dają niezależność paliwową. Z tego powodu koszty energii z wysokim udziałem OZE są bardziej odporne na wahania rynków światowych paliw i ingerencję polityczną w funkcjonowanie rynku uprawnień do emisji. Inwestycje w te technologie realizowanych są najczęściej przez tzw. niezależnych producentów energii, przez co zwiększają liczbę uczestników rynku oraz zmniejszają koncentrację rynku. Szarsza analiza tych zjawisk wychodziła poza zakres raportu, ale warto zauważyć, że inwestycje niezależnych wytwórców energii w rozproszone źródła energii w pewnym zakresie powstrzymują presję na wzrost cen związaną z monopolizacją sektora wytwarzania energii.

W przypadku cen ciepła, trzeba brać pod uwagę wrażliwość modelu do obliczeń kosztów wytarzania ciepła LCoH. Użyty model prognostyczny opisuje on przypadki indywidualne, zatem dla każdego przedsiębiorstwa, w zależności od jego aktualnej struktury paliwowej, lokalizacji, sytuacji finansowej oraz możliwości inwestycyjnych będzie się różnić. Prognoza taka zatem przedstawia wyniki indywidualnego planu inwestycyjnego (inwestycje budowlano-montażowe lub jedynie inwestycje modernizacyjne), na którym opierać mogą się inwestorzy planując transformację w kierunku zielonego przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Decyzje te będą jednak stymulowane polityką energetyczną i dostępnością do źródeł finansowania.

Z uwagi na powyższe uwarunkowania przedstawione w raporcie prognozy cen energii lub scenariusze cenowe kosztów zaopatrzenia w energię należy traktować jako kierunkowe. Będą wymagały aktualizacji wraz z nieuniknioną aktualizacją polityki energetycznej i krajowej strategii na rzecz energii i klimatu oraz w następstwie postępów we wdrażaniu ustawodawstwa unijnego związanego z realizacją Europejskiego Zielonego Ładu.

7. Rekomendacje

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

W szczególności latach 2021-2030 należy liczyć się ze wzrostom kosztów wytwarzania energii elektrycznej, cen hurtowych energii elektrycznej. Wzrosną także koszty dystrybucji i taryfy dla odbiorców końcowych. Proporcjonalnie jeszcze bardziej narażeni na wzrost cen będą odbiorcy ciepła. Najbardziej będą rosły koszy wytwarzania ciepła systemowego, w mniejszym zakresie koszty jego dystrybucji.

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

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

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

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

W celu możliwie najszybszego powstrzymania trendu wzrostowego cen energii elektrycznej i ciepła konieczne jest uproszczenie i skrócenie procedur inwestycyjnych w wykorzystanie odnawialnych zasobów energii oraz aktywne korzystanie Polski z możliwości pozyskania finansowania tego typu inwestycji. Dostęp do środków UE w tym zakresie gwarantuje strategia UE Europejski Zielony Ład oraz zasady tzw. zielonej taksonomii.

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

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

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

Załącznik: Kluczowe wyniki prognoz cen energii

Prognoza hurtowych cen energii elektrycznej [zł/MWh]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ceny hurtowe	302	318	327	331	338	352	358	365	376	363

Prognoza kosztów dystrybucji energii elektrycznej [zł/MWh]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Koszty dystrybucji	268	268	273	278	285	275	284	292	287	291

Cena energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców (grupy taryfowe) [zł/MWh]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
taryfa B	278	282	285	285	288	289	292	295	296	286
taryfa C	388	394	400	403	408	412	418	424	428	418
taryfa G	300	304	308	309	313	315	319	323	325	315

Scenariusz kosztów ciepła z systemów ciepłowniczych [zł/GJ]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Koszt wytwarzania ciepła	49	53	54	60	61	62	63	64	65	66
Cena ciepła dla odbiorców	68	72	73	79	80	81	82	83	84	85