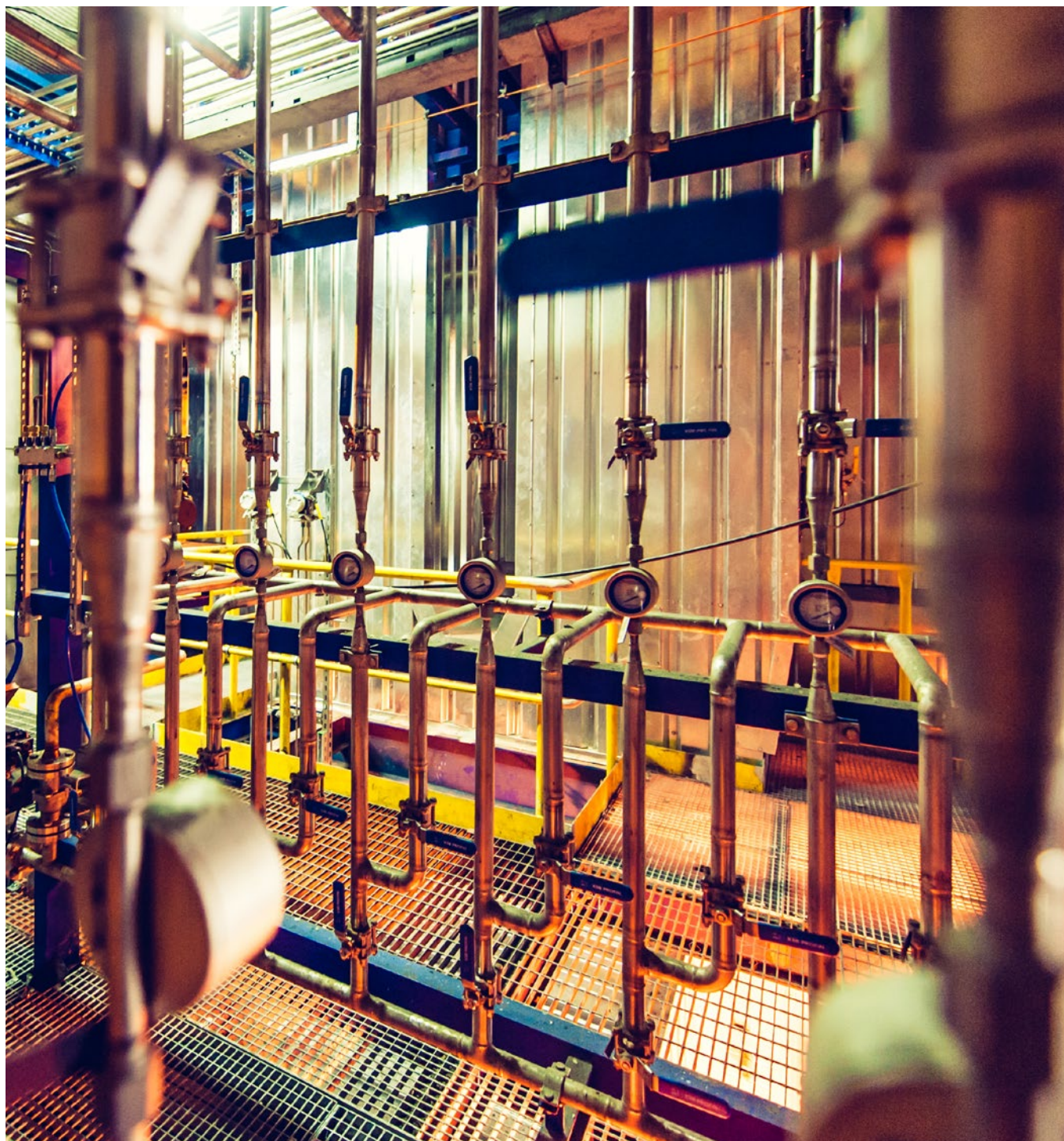




**Integracja sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego,
czyli jak wykorzystać transformację ciepłownictwa
systemowego do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw
ciepła i stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego**





Integracja sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego, czyli jak wykorzystać transformację ciepłownictwa systemowego do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła i stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego

© Copyright by Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej, czerwiec 2025 r.

Autorzy raportu:

Martyna Begiedza — koordynatorka zespołu redakcyjnego
Justyna Bajkowska
Łukasz Bentkowski
Marek Bogdewicz
Monika Gruźlewska
Tomasz Janda
Paweł Jankowski
Marek Kempka
Marcin Koczor
Eliza Krzysteczko
Agnieszka Kołtuniak
Artur Leśniak
Michał Leško
Krzysztof Makowski
Marta Naworska
Mariusz Orzechowski
Paweł Pilarz
Mariusz Radziszewski
Piotr Ratajczyk
Małgorzata Renk
Aleksandra Sałata
Monika Soćko
Tomasz Surma
Paweł Stępień
Tomek Wojtasiak
Robert Węzik
Maciej Żyrkowski

Opracowanie graficzne:

CzystyDizajn



Spis treści

1. Streszczenie zarządcze	4
2. Stan sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego	12
2.1. Charakterystyka ciepłownictwa systemowego w Polsce	12
2.2. Wyzwania dla Krajowego Systemu Energetycznego związane z transformacją energetyczną	17
3. Sector coupling – transformacja ciepłownictwa systemowego a bezpieczeństwo i elastyczność systemu elektroenergetycznego	25
3.1. Idea łączenia sektorów	25
3.2. Technologie wspierające łączenie sektorów	28
3.2.1. Kogeneracja gazowa	28
3.2.2. Technologie Power to Heat	34
3.2.3. Magazyny ciepła – współpraca z technologiami kogeneracji i Power to Heat	38
3.3. Aktywa ciepłownicze	40
3.3.1. Transformacja aktywów ciepłowniczych	40
3.3.2. Uwarunkowania po stronie sieci ciepłowniczych	41
3.3.3. Bariery wprowadzenia sieci niskotemperaturowych	42
3.4. Korzyści z sector coupling	43
4. Współpraca systemu ciepłowniczego z systemem energetycznym z wykorzystaniem technologii kogeneracji oraz Power to Heat	44
4.1. Przebiegi tygodniowe pracy urządzeń w poszczególnych wariantach	47
4.2. Porównanie wyników rocznych	52
4.3. Podsumowanie i wnioski z analizy	57
5. Rekomendacje – proponowane zmiany regulacyjne	59



Słowo wstępne

Szanowni Państwo,

Tegoroczny raport Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej poświęciliśmy w całości integracji sektora elektroenergetycznego z sektorem ciepłowniczym (tzw. sector coupling). To zagadnienie niezwykle istotne w kontekście prognozowanej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) luki mocy w nadchodzących latach, okresowych nadwyżek produkcji energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), a także kierunku transformacji ciepłownictwa systemowego.

Sprostanie wymaganiom unijnego pakietu „Fit for 55” wymaga od sektora ciepłowniczego nowego podejścia do prowadzenia działalności oraz określenia możliwych kierunków współpracy z elektroenergetyką. Kluczowe znaczenie mają tu m.in. kogeneracja – czyli jednoczesna produkcja energii elektrycznej i ciepła – oraz technologie Power to Heat, umożliwiające wykorzystanie nadwyżek energii z OZE w KSE do produkcji ciepła. Takie rozwiązania przyczyniają się do głębszej integracji sektorów, a tym samym zwiększają bezpieczeństwo energetyczne Polski, poprawiają sprawność wykorzystania paliw oraz efektywność przetwarzania energii pierwotnej, przy równoczesnym ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych. To także realny scenariusz dla osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.

Niewątpliwym atutem sector coupling jest dostępność już dziś technologii takich jak kogeneracja gazowa, pompy ciepła, kotły elektryczne, magazyny ciepła czy inteligentne systemy zarządzania popytem. Technologie te stanowią fundament dla budowy stabilnych dostaw energii i przystępnych cen ciepła systemowego w nadchodzących dekadach. Zgodnie z analizami eksperckimi PTEC, przedstawionymi w raporcie, zmienny koszt wytworzenia ciepła przy optymalnej pracy jednostek kogeneracyjnych i elektrycznych źródeł ciepła wynosi 30 PLN/GJ. Dla scenariusza opartego na węglu wartość ta była o 16% wyższa, natomiast w wariantcie bez kogeneracji – aż o 143%. Wyniki te wskazują na potrzebę dywersyfikacji źródeł wytwórczych oraz ich eksploatacji zgodnie z sygnałami rynkowymi.



Aby jednak możliwa była realizacja scenariusza integracji sektorów przedstawionego w niniejszym raporcie, niezbędne jest wprowadzenie odpowiednich zmian regulacyjnych. Warto również pamiętać, że pełna integracja rynków będzie możliwa wyłącznie przy szerokim dostępie do instrumentów finansowych i mechanizmów pomocowych wspierających inwestycje dekarbonizacyjne, których wartość – według szacunków PTEC – może wynieść od 299 do 466 mld zł do 2050 r., w zależności od przyjętego scenariusza. Traktując sector coupling zarówno jako szansę, jak i wyzwanie dla sektora ciepłownictwa systemowego, wyrażam nadzieję, że wnioski i rekomendacje zawarte w Raporcie staną się podstawą do ożywionej dyskusji nad nowym modelem rynku energii.

Życzę Państwu udanej lektury!



Dariusz Marzec
Prezes Zarządu

Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej



1. Streszczenie zarządcze

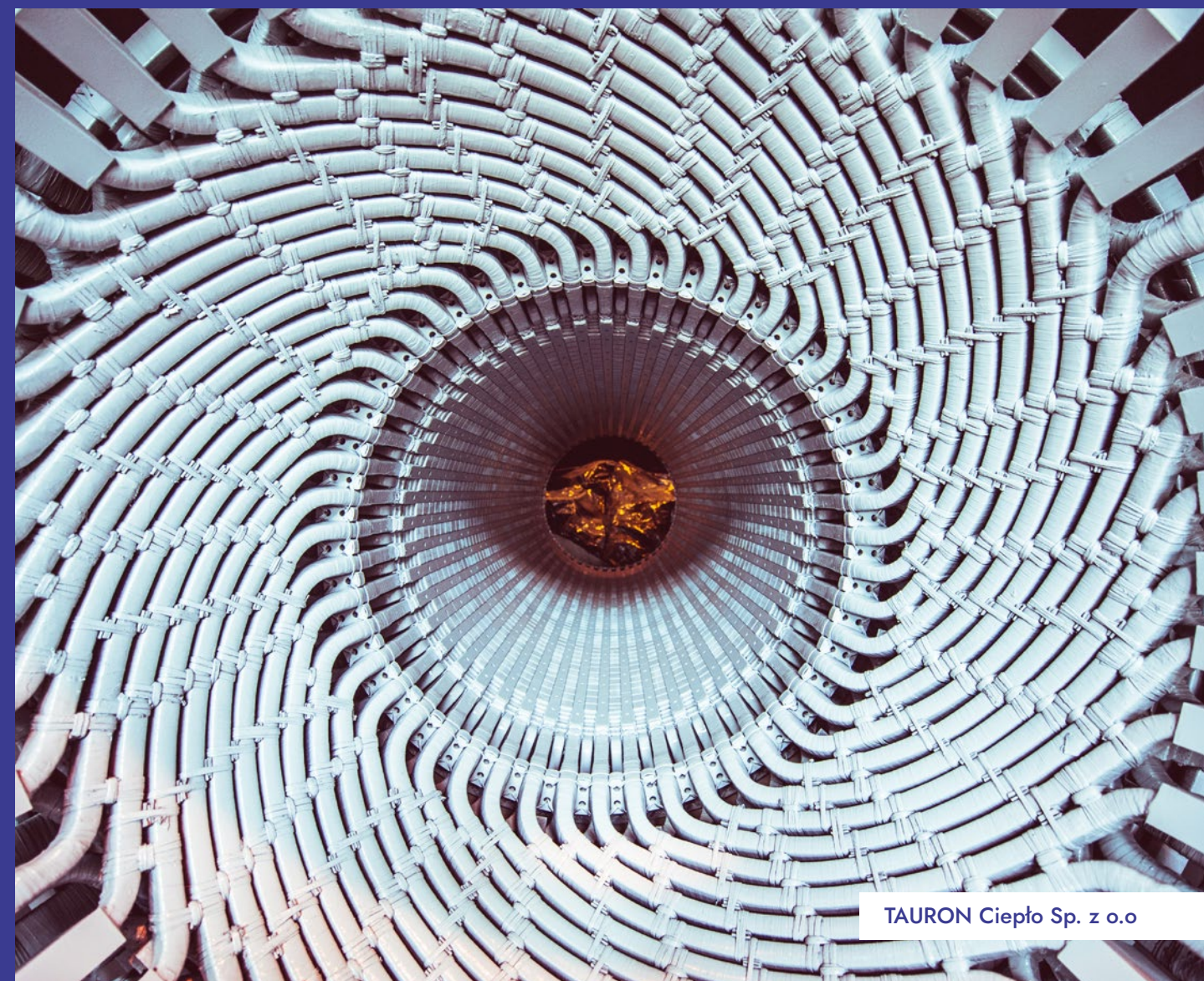
Sektor ciepłownictwa systemowego – dane podstawowe

- Ciepło systemowe odgrywa w Polsce kluczową rolę w zapewnieniu potrzeb ciepłych 15 mln Polaków i blisko 70% mieszkańców miast korzysta z ciepła systemowego.
- Choć ciepłownictwo systemowe zaopatruje coraz więcej odbiorców (o czym świadczy rosnąca długość sieci), to na skutek łagodniejszych zim i postępującej termomodernizacji budynków obniżeniu ulega wolumen sprzedawanego ciepła. Jednocześnie ciepłownictwo dywersyfikuje swoją strukturę wytwórczą konsekwentnie odchodząc od spalania stałych paliw kopalnych.
- Dominujący udział w strukturze wykorzystywanych paliw ma węgiel (61,2%), choć udział ten obniża się z roku na rok. Jednocześnie rośnie udział paliw gazowych, który w 2023 r. osiągnął 13%, co stanowi przyrost o ok. 10% względem 2022 r. i plasuje gaz ziemny jako trzecie paliwo, po źródłach OZE (14,4%). Największy udział w źródłach OZE w dalszym ciągu stanowi biomasa- w 2023 r. odpowiadała za 97% całkowitego wolumenu ciepła z OZE.
- Specyfiką polskiego ciepłownictwa systemowego jest wytwarzanie ciepła w procesie kogeneracji, dzięki czemu systemy ciepłownicze zaopatrują miasta nie tylko w ciepło, ale są również ważnymi dostawcami energii elektrycznej. W ostatnim roku źródła ko-

generacyjne odpowiadały za około 62% całkowitej produkcji ciepła w systemach ciepłowniczych. Elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe wytworzyły łącznie około 27 TWh energii elektrycznej, co stanowiło ok. 16% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce.

Transformacja Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

- Na przestrzeni ostatniej dekady doszło do znaczącej zmiany w strukturze źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Dynamiczny rozwój prosumenckiej fotowoltaiki (PV) spowodował, że w ciągu pięciu ostatnich lat moc źródeł PV wzrosła z 1 GW do ponad 21 GW. W rezultacie łączna moc zainstalowana wszystkich źródeł wytwórczych niemal się podwoiła, osiągając w 2024 roku ponad 72 GW, z tego 33 GW (ok. 46,2%) przypadało na odnawialne źródła energii.
- Szybki przyrost mocy odnawialnych nie był jednak skoordynowany ze wzrostem elastyczności systemu, co znalazło odzwierciedlenie w wyzwaniach związanych z zarządzaniem nadwyżkami energii oraz bezpieczeństwem pracy KSE.
- Od 2024 roku coraz częściej dochodziło do nadpodaży energii z OZE, której system elektroenergetyczny nie był w stanie odebrać. Nierynkowe redysponowanie jednostek OZE w 2024 roku wyniosło



TAURON Ciepło Sp. z o.o

ponad 680 GWh, a w 2025 roku (do kwietnia) było to 390 GWh. W godzinach z redukcjami, procentowy udział OZE w bilansie KSE wynosił 40–60%.

- Zmiana profilu zapotrzebowania na energię elektryczną stworzyła nowe wyzwania w zakresie bilansowania systemu elektroenergetycznego. W efekcie, na rynku hurtowym energii elektrycznej pojawiły się ujemne ceny w godzinach największej generacji z OZE oraz wysokie ceny w godzinach szczytowego zużycia.

W całym roku 2024 liczba godzin z cenami ujemnymi w Polsce wyniosła 186, a od stycznia do kwietnia 2025 było to już 129 godzin.

- Sytuacja ta jest wyzwaniem dla KSE, ale jednocześnie źródłem nowych możliwości – między innymi w zakresie elastycznego zarządzania zużyciem, rozwoju magazynów energii i integracji sektorów elektroenergetycznego i ciepłowniczego.



Sector coupling – czyli jak wykorzystać transformację ciepłownictwa systemowego do zapewnienia bezpieczeństwa i elastyczności systemu elektroenergetycznego

- Sector coupling, czyli dosłownie: „łączenie sektorów” to integracja sektora elektroenergetycznego z innymi sektorami gospodarki, w tym przypadku ciepłownictwa, w celu zwiększenia elastyczności systemu energetycznego oraz lepszego wykorzystania źródeł OZE.
- Przez lata współpraca branży ciepłowniczej z elektroenergetyczną opierała się głównie o skojarzoną produkcję ciepła i energii elektrycznej. Oba sektory stają przed wyzwaniami związanymi ze sprostaniem wymaganiom polityki energetyczno-klimatycznej, w tym pakietu „Fit for 55”, który określił ścieżkę dekarbonizacji systemów ciepłowniczych. Integracja sektorów wymaga zdefiniowania potencjalnych nowych synergii

w zakresie dalszej współpracy branż ciepłowniczej i elektroenergetycznej.

- Sektor ciepłownictwa systemowego podejmuje działania na rzecz odchodzenia od spalania węgla poprzez wykorzystanie gazu ziemnego, jednak dla zapewnienia płynności procesu dekarbonizacji konieczne będzie również zwiększenie udziału ciepła z OZE.
- Jednym z głównych wyzwań związanych z integracją odnawialnych źródeł energii do systemu elektroenergetycznego jest ich pogodozależność, która determinuje godzinowy profil cen energii elektrycznej.
- Odpowiedzią na wyzwania związane z dobowym bilansowaniem KSE jest ciepłownictwo systemowe zaopatrzone w technologie wytwarzania ciepła, takie jak źródła kogeneracyjne czy też technologie Power to Heat (technologie wykorzystujące energię elektryczną do produkcji ciepła) wspomagane magazynami ciepła.

Wyniki analizy - współpraca systemu ciepłowniczego z elektroenergetycznym z wykorzystaniem technologii kogeneracji oraz Power to Heat

- W raporcie przedstawiono analizę współpracy systemu ciepłowniczego opartego o kogenerację i elektryczne źródła ciepła (Power to Heat) z systemem elektroenergetycznym. Sprawdzono jak zaproponowane miksy technologiczne urządzeń sprawdziłyby się w warunkach rynkowych, które występują obecnie.
- Po raz pierwszy zastosowano pełną optymalizację godzinowej pracy układu, w perspektywie całego roku na bazie rzeczywistych cen energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii oraz rzeczywistej generacji energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Wyniki dotyczą danych za okres styczeń 2024-kwiecień 2025 kiedy to pojawiały się znaczące wahania cenowe, szybkie zmiany zapotrzebowania, ceny ujemne i nadwyżki OZE w KSE.
- Analizę przeprowadzono dla dużego systemu ciepłowniczego o mocy termicznej wynoszącej 725 MW dla następujących wariantów hybrydowych układów urządzeń w systemie:
 - **WARIANT 1:** Układ przedstawiający stan obecny tj. kogenerację węglową i kotły węglowe;
 - **WARIANT 2:** Układ po transformacji, przedstawiający sytuację modelowej pracy technologii kogeneracyjnych i Power to Heat razem z magazynem ciepła w systemie ciepłowniczym przy założeniu pracy tych jednostek w obecnej sytuacji na rynku energii elektrycznej i ciepła;
 - **WARIANT 2B:** Układ identyczny jak Wariant 2, ze zwiększonym udziałem technologii Power to Heat spowodowanym wymuszoną pracą kotłów elektrodowych w momencie udziału OZE w KSE przekraczającego 40%;
 - **WARIANT 2C:** Układ identyczny jak Wariant 2, przy czym założono brak mechanizmu wsparcia dla kogeneracji;
 - **WARIANT 3:** Układ po transformacji, bez wykorzystania kogeneracji, system ciepłowniczy wytwa-
- W każdym z wariantów założono pracę magazynu ciepła, a dla Wariantów 2–3 przewidziano również pracę kotłów na biomase.
- Jednoczesne wykorzystanie technologii Power to Heat i kogeneracji, pozwala osiągnąć najniższe koszty zmienne wytworzenia ciepła. Koszt zmienny wytworzenia ciepła przy optymalnej pracy jednostek kogeneracyjnych i elektrycznych źródeł ciepła wyniósł 30 PLN/GJ; dla układu opartego o węgiel wartość ta była o 16% wyższa; a dla wariantu bez kogeneracji było to 143% więcej. Przychody z generacji energii elektrycznej poprawiają ekonomikę przedsiębiorstw ciepłowniczych.
- Zwiększenie udziału kotłów elektrodowych w produkcji ciepła, związane z pracą w momentach wysokiej generacji z OZE (ponad 40%), ale niekoniecznie najniższych cen energii elektrycznej może, poprzez zwiększenie udziałów ciepła odnawialnego, skutecznie pomóc w osiągnięciu wymagań dla efektywnego systemu ciepłowniczego. W Wariantcie 2B, który cechował się największym udziałem energii elektrycznej w produkcji ciepła, koszty zmienne wytworzenia ciepła były 26% wyższe od kosztów dla Wariantu 2. Obecnie ten sposób wytwarzania ciepła nie jest objęty mechanizmem wsparcia, jednak wraz z koniecznością dekarbonizacji ciepłownictwa może okazać się to niezbędne.
- Zastosowanie układów hybrydowych Power to Heat i wysokosprawnej kogeneracji gazowej sprzyja mniejszej emisji CO₂ i ograniczeniu zużycia paliw kopalnych. Układ hybrydowy osiągnął o 40% niższe emisje CO₂ niż układ oparty o kogenerację węglową, a emisyjność całego układu hybrydowego (łącznie na energię elektryczną i ciepło) wyniosła ok. 200 t CO₂/MWh (w porównaniu do 370 t CO₂/MWh układu węglowego).



Komplementarny charakter pracy kogeneracji i Power to Heat

- Wyniki analizy pokazują, że ciepłownictwo systemowe może wykorzystywać technologie kogeneracji gazowej i Power to Heat w zależności od sytuacji w systemie elektroenergetycznym. Uruchamianie technologii Power to Heat jest uzasadnione w sytuacji niskich cen energii elektrycznej, natomiast kogeneracja jest w stanie elastycznie dostosowywać produkcję do zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną.

Rola magazynów ciepła

- Magazyny ciepła współpracują zarówno z jednostkami kogeneracji, magazynując ciepło w okresie zwiększonej produkcji energii elektrycznej, jak i z kotłami elektrodowymi poprzez magazynowanie ciepła wytwarzanego z nadwyżek energii elektrycznej z OZE. W każdym z analizowanych wariantów magazyn poprawia dobową pracę urządzeń ciepłowniczych, wspierając ich elastyczność, a także ograniczając wyłączenia jednostek i zmniejszając tym samym liczbę ponownych rozruchów.
- Dzięki wykorzystaniu magazynów ciepła można zwiększyć elastyczność urządzeń wytwórczych w systemie ciepłowniczym, co pozwala odpowiednio reagować na potrzeby KSE.

Transformacja ciepłownictwa

- Analiza wykazała, że zastosowanie technologii Power to Heat w połączeniu z gazowymi jednostkami kogeneracyjnymi już dziś mogłoby pomóc spełnić wymagania, które są stawiane przed systemami ciepłowniczymi w zakresie przyszłego obniżenia emisyjności oraz osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

- Elektryfikacja może w znaczący sposób wspierać ciepłownictwo i obniżyć koszty wytworzenia ciepła, jednak konieczna jest odpowiednia optymalizacja wykorzystania tego typu jednostek w momentach niskich cen i niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną. Według analiz PTEC, w przypadku elektryfikacji znacznej części wytwarzania ciepła poprzez zabudowę kotłów elektrodowych w podstawie, zwiększenie zapotrzebowania w KSE w ciągu roku o 500 MW (w każdej godzinie 2024 roku) podniosłoby średnioroczną cenę energii elektrycznej BASE w 2024 roku o 5%; a wzrost zapotrzebowania w KSE o 1000 MW oznaczałby cenę wyższą o 10%.

Korzyści dla Krajowego Systemu Energetycznego

- Analiza wykazała, że sektor ciepłownictwa systemowego wykorzystujący optymalną kombinację urządzeń kogeneracji oraz Power to Heat może z powodzeniem osiągnąć efekt synergii z sektorem elektroenergetycznym, stanowiąc jednocześnie optymalne rozwiązanie na wyzwania związane z transformacją energetyczną, takie jak: bilansowanie pracy KSE, zarządzanie nadwyżkami energii elektrycznej oraz bezpieczeństwem pracy krajowej sieci elektroenergetycznej.
- Równocześnie sektor ciepłowniczy może wspierać KSE przy wysokim zapotrzebowaniu na energię elektryczną lub nagłych spadkach generacji OZE. Zabudowa jednostek kogeneracji gazowej może w efektywny sposób zastąpić odstawianą moc elektryczną w jednostkach kogeneracyjnych węglowych.



Grupa Veolia w Polsce



Fortum

Rekomendacje

- Rozwój sector coupling wymaga szeregu zmian regulacyjnych, które przyczyniać się będą do szerszej współpracy sektora elektroenergetycznego i sektora ciepłowniczego, do najważniejszych należy zaliczyć:

- **Technologie Power to Heat:**

- ▶ zakwalifikowanie całego strumienia ciepła wytworzonego w pompach ciepła i kotłach elektrodowych jako ciepło z OZE na potrzeby

spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego;

- ▶ wsparcie operacyjne dla pomp ciepła i kotłów elektrodowych w obszarze sektora ciepłownictwa systemowego;
- ▶ redukcję opłat za moc zamówioną dla instalacji ciepłowniczych wykorzystujących energię elektryczną, mogących pełnić rolę bilansującą dla KSE;

- ▶ preferencyjne warunki przyłączania pomp ciepła i kotłów elektrodowych do sieci elektroenergetycznej;
- ▶ zmiany polityki taryfowej w zakresie ciepła, m.in. poprzez wprowadzenie dedykowanej taryfy dystrybucyjnej dla pomp ciepła i kotłów elektrodowych,
- ▶ zmiany w modelu taryfowania ciepła celem wynagrodzenia wysiłków przedsiębiorstw ciepłowniczych podejmowanych na rzecz dekarbonizacji i impulsu rozwoju odnawialnych źródeł energii, np. premia za wytwarzanie ciepła z OZE, zmiana sposobu rozliczania nakładów inwestycyjnych w premii inwestycyjnej.

- **Jednostki kogeneracji:**

- ▶ zmiany w mechanizmie wsparcia operacyjnego dla kogeneracji poprzez nowelizację ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w trzech obszarach: wydłużenie terminu uzyskania na pozwolenia na budowę z 12 do 24 miesięcy; przedłużenie terminu na wytworzenie po raz pierwszy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w nowej jednostce kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji od dnia rozstrzygnięcia aukcji/naboru z 48/60 miesięcy do odpowiednio 60/72 miesięcy; złagodzenie przepisu uniemożliwiającego wytwórcy uczestnictwo w okresie 3 lat w systemie wsparcia CHP w przypadku przekroczenia terminów wybudowania i wytworzenia energii elektrycznej;
- ▶ zwiększenie puli środków przeznaczonych dla aukcji na premie kogeneracyjne poprzez przeniesienie środków niewykorzystanych w związku z nierozstrzygniętymi naborami na premie kogeneracyjną indywidualną;
- ▶ utrzymanie modelu taryfowania metodą uproszczoną i zapewnienie równomierności w kształ-

towaniu przychodów dla wszystkich jednostek kogeneracji;

- ▶ wydłużenie roli wysokosprawnej kogeneracji w spełnieniu definicji efektywnego systemu ciepłowniczego po 2040 r.

- **Magazyny ciepła**

- ▶ umożliwienie taryfowania magazynów.

- **Finansowanie dekarbonizacji**

- ▶ objęcie pomocą inwestycyjną budowy magazynów ciepła jako samodzielnych projektów oraz budowy kotłów elektrodowych wytwarzających ciepło na potrzeby systemów ciepłowniczych, a także kontynuowanie programów wsparcia inwestycyjnego dla wysokosprawnej kogeneracji;
- ▶ wzrost intensywności pomocy publicznej do 60% kosztów kwalifikowalnych projektu;
- ▶ podwyższenie progu notyfikacji pomocy publicznej do 100 mln EUR na projekt;
- ▶ przedłużenie funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego po 2030 r.

- **Proces inwestycyjny:**

- ▶ deregulacja procesu inwestycyjnego i uproszczenie procedur administracyjnych, mające na celu rozwój technologii pomp ciepła oraz kotłów elektrodowych.



2. Stan sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego

2.1. Charakterystyka ciepłownictwa systemowego w Polsce

Ciepło systemowe odgrywa w Polsce kluczową rolę w zapewnieniu potrzeb ciepłych, obejmując swoim zasięgiem ponad połowę (52,2%) gospodarstw domowych¹. Systemy ciepłownicze w Polsce zlokalizowane są w większości miast, dzięki czemu blisko 70% mieszkańców miast korzysta z ciepła systemowego. W niniejszym raporcie koncentrujemy się głównie na ciepłownictwie koncesjonowanym (czyli

działalności wymagającej uzyskania koncesji – obejmującej źródła o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej przekraczającej 5 MW), które podlega regulacjom cenowym Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: URE).

Szczegółowe dane obrazujące charakterystykę koncesjonowanego ciepłownictwa w Polsce w ostatnich dwóch dekadach zostały przedstawione w Tabeli 1.

Tabela 1. Charakterystyka koncesjonowanego ciepłownictwa w latach 2002–2023²

Wyszczególnienie	2023 r.	2022 r.	2012 r.	2002 r.
Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych	398	392	466	894
Moc zainstalowana w MW	52 681,5	53 188,4	58 147,9	70 952,8
Moc zamówiona w MW	34 667,4	34 923,7	34 142,5	38 937,0
Długość sieci w km	22 837,8	22 578,4	19 794,1	17 312,5
Zatrudnienie w etatach	27 943,0	27 772,0	36 084,0	60 239,0
Sprzedaż ciepła ogółem w TJ	335 430,3	357 702,6	389 364,5	469 355,5
Ciepło oddane do sieci TJ	249 258,3	265 658,5	283 920,9	336 043,0
Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci TJ	216 431,5	233 134,4	248 040,1	298 938,1

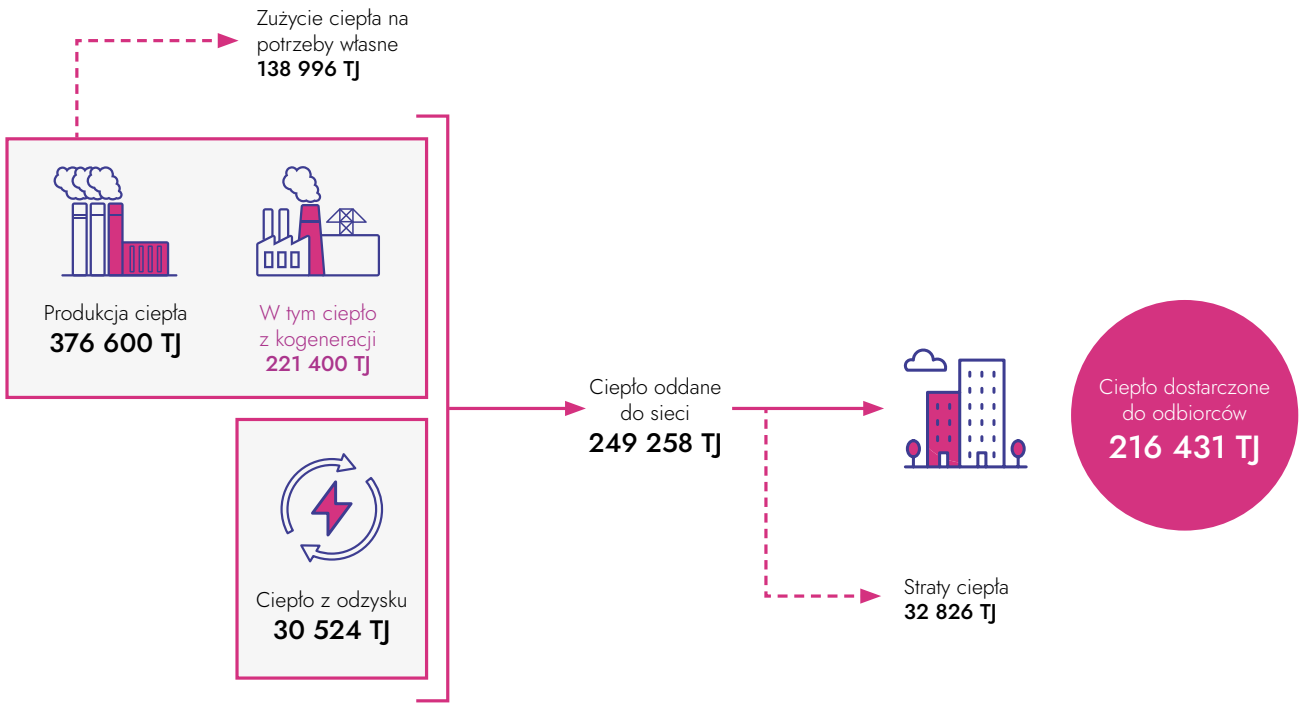
1. Główny Urząd Statystyczny, Zużycie nośników energii w gospodarstwach domowych w 2021 r.

2. Opracowanie własne na podstawie „Energetyka ciepła w liczbach – 2023”, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, styczeń 2025 r. oraz „Energetyka ciepła w liczbach – 2022 oraz 2012

W 2023 roku łączna moc cieplna zainstalowana w przedsiębiorstwach ciepłowniczych wynosiła 52 681,5 MW. W ostatnich latach widoczny jest systematyczny spadek mocy zainstalowanej, jednocześnie następuje niewielki, ale stały wzrost długości sieci ciepłowniczych – ich długość w 2023 r. wyniosła 22 837,8 km. Warto również podkreślić utrzymującą się tendencję spadkową w mocy zamówionej oraz ilości sprzedanego ciepła, tj. oddanego do sieci ciepłowniczej i dostarczonego odbiorcom. W 2023 roku łączna produkcja ciepła przez koncesjonowane przedsię-

biorstwa, uwzględniając ciepło odzyskane z procesów technologicznych, wyniosła 376,6 tys. TJ. Oznacza to spadek o niemal 7% w porównaniu z rokiem 2022, kiedy wyprodukowano 404,7 tys. TJ ciepła (dla porównania w 2021 roku wyprodukowano 425,1 tys. TJ ciepła). Obserwowany trend spadkowy zapotrzebowania na ciepło wynika ze zmian pogodowych (cieplejszych okresów zimowych) oraz zmian w zakresie charakterystyki energetycznej budynków poprzez zwiększone tempo termomodernizacji oraz zaostrożenia wymagań technicznych dla nowego budownictwa.

Rys. 1. Produkcja ciepła w Polsce w 2023 r.³



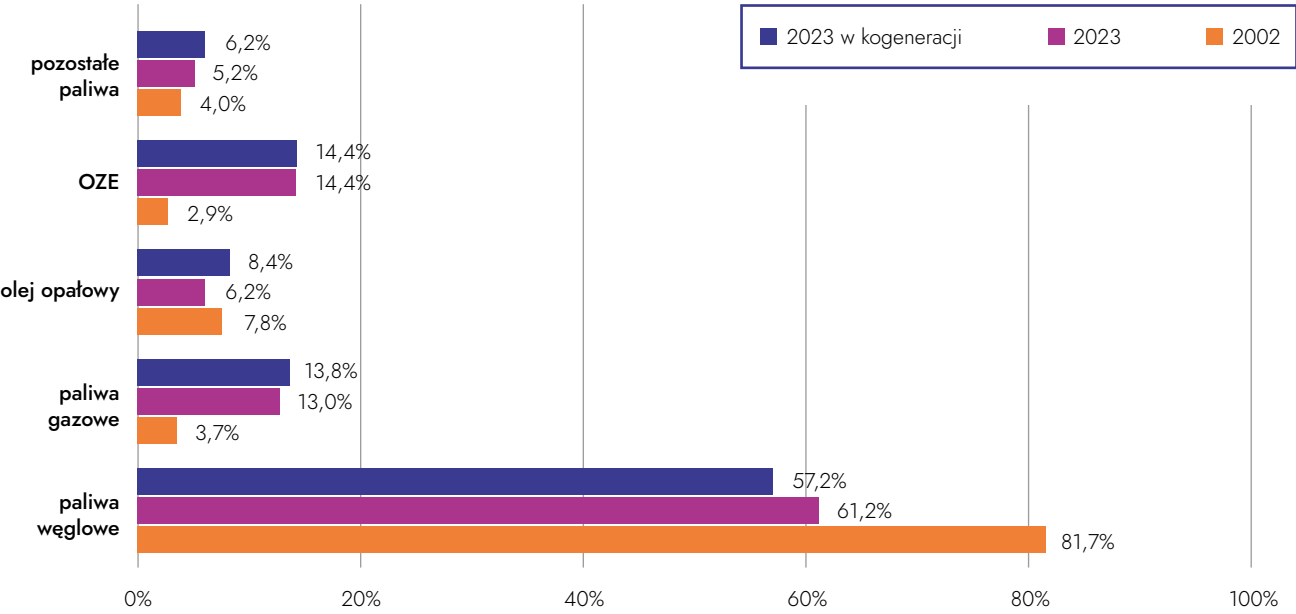
3. Opracowanie własne na podstawie „Energetyka ciepła w liczbach – 2023”, Warszawa, styczeń 2025 r.



Analizując strukturę paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła, należy zwrócić uwagę na systematyczną dywersyfikację źródeł energii. Mimo to, ze względu na historyczne uwarunkowania, paliwa węglowe nadal przeważają – w 2023 roku ich udział wyniósł 61,2% wszystkich paliw wykorzystywanych w źródłach ciepła. Zauważalna jest jednak kontynuacja trendu spadkowego udziału tych paliw w wytwarzaniu ciepła w ostatnich latach (66% w 2022 roku, 69% w 2021 roku, 71% w 2019 roku oraz 74,0% w 2017 roku). Od 2002 roku udział paliw węglowych zmniejszył

się o 20,5 punktu procentowego (pp), przy jednoczesnym znaczącym wzroście udziału źródeł odnawialnych (o 11,5 pp) oraz paliw gazowych (o 9,3 pp). Co równie istotne, w 2023 roku produkcja ciepła z wykorzystaniem kogeneracji stanowiła 64% całkowitej produkcji ciepła (wzrost o prawie 2 pp w porównaniu z rokiem 2022). Dane te pokazują skalę działań podjętych przez cały sektor ciepłowniczy oraz zaangażowanie w proces transformacji i dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce. Strukturę paliw w 2002 oraz 2023 r. prezentuje Rys. 2.

Rys. 2. Struktura paliw według energii w nich zawartej zużywanych do produkcji ciepła systemowego 2002 r. i w 2023 r. oraz do produkcji ciepła w kogeneracji w 2023 r.⁴



Udział ciepła z odnawialnych źródeł energii (OZE) wyniósł 14,4%, na co składa się wykorzystanie: biomasy (14,0%), biogazu (0,08%) oraz innych źródeł odnawialnych (0,32%). Oznacza to, że w 2023 roku biomasa odpowiadała za 97% całkowitego wolumenu ciepła z OZE. Jeżeli chodzi o kondycję finansową przedsiębiorstw cie-

płowniczych, dane z 2023 r. wskazują na utrzymującą się od 2019 r. ujemną rentowność brutto. Mimo to w 2023 r. wskaźnik ten uległ polepszeniu, osiągając wynik -9,51% względem -22% w 2022 r. W dalszym ciągu niższą rentowność osiągają źródła pracujące w kogeneracji (-17,49%) w porównaniu do źródeł niekogeneracyjnych (2,6%).

4. Ibidem

Tabela 2. Średnie ceny ciepła ze źródeł kogeneracyjnych w latach 2012 – 2023⁵

Rok	ogółem [zł/GJ]	źródła kogeneracyjne [zł/GJ]	źródła inne niż kogeneracyjne [zł/GJ]	zmiana w stosunku do roku poprzedniego – ogółem [%]
2023	104.65	93,14	125,52	63,4%
2022	64.03	55,15	76,39	34,4%
2021	47.65	45,27	53,31	7,5%
2020	44.33	41,32	51,87	8,2%
2019	40.97	37,87	48,48	5,8%
2018	38.72	36,54	43,80	2,3%
2012	33.12	bd	bd	5,7%

Średnia cena ciepła sprzedawanego ze wszystkich koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło, wyniosła 104,65 zł/GJ (wzrost o 63% w porównaniu z rokiem 2022), przy czym średnia cena ciepła wytworzonego w źródłach kogeneracyjnych wyniosła 93 zł/GJ i w dalszym ciągu jest niższa od średniej ceny ciepła pochodzącego ze źródeł in-

nych niż kogeneracja, która wyniosła 125 zł/GJ. Wzrost cen ciepła postępujący od 2022 r. był spowodowany skokowym wzrostem cen surowców energetycznych (przez system taryfowania ciepła przesuniętym i rozłożonym w czasie) oraz wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂.



5. Ibidem



Kolejnym znaczącym, wspomnianym już wyżej, obszarem – z uwagi na jego istotny udział w produkcji ciepła ogółem – jest produkcja energii i ciepła w kogeneracji. W 2023 r. nastąpił wzrost liczby przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji – ze 131 podmiotów do 140. Oznacza to, że wytwarzanie ciepła w kogeneracji wykazano w 36,7% spośród 381 sprawozdań przedsiębiorstw ciepłowniczych. Rozwój jednostek kogeneracji jest możliwy dzięki systemowi wsparcia, który został wdrożony w oparciu o ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2025 r. poz. 602). System przewiduje promowanie energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji jednostek istniejących, zmodernizowanych oraz nowych. W raporcie skupiono się na podsumowaniu systemu wsparcia dla nowych jednostek, do którego kwalifikują się następujące jednostki:

- nowe i znacznie zmodernizowane jednostki kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1MW i mniejszej niż 50 MW) w ramach premii kogeneracyjnej, gdzie jednostki składają oferty w aukcji na premię kogeneracyjną;
- nowe i znacznie modernizowane jednostki kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW) w ramach premii kogeneracyjnej indywidualnej, gdzie jednostki składają oferty w naborze na premię kogeneracyjną indywidualną.

Jednostki nowe i znacznie zmodernizowane przed przystąpieniem do aukcji lub naboru podlegają procedurze prekwalifikacji. W przypadku, gdy jednostka zostanie objęta premią, nałożony zostaje na nią obowiązek pierwszego wytworzenia energii elektrycznej, przy czym korzystanie z systemu wsparcia rozpoczyna się wraz z pierwszym wytworzeniem, wprowadzeniem do sieci i sprzedażą danego wolumenu energii elektrycznej. Maksymalny okres wsparcia operacyjnego, w formie premii wynosi 15 lat od dnia pierwszego, po dniu wygrania aukcji albo naboru, wytworzenia i sprzedaży energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej (nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2048 r.). Analiza dotychczasowych naborów wskazuje, że premia

kogeneracyjna indywidualna została przyznana dwukrotnie w naborach, które rozstrzygnięły się w 2020 roku. Od tamtego czasu, w żadnym z ośmiu naborów nie złożono ani jednej oferty. Warto zaznaczyć, że w ostatnim naborze (marzec 2025 r.) do rozdysponowania było ponad 13,8 mld zł. Odmienne sytuacja dotyczy premii kogeneracyjnej przyznawanej w aukcjach, która od 2023 roku cieszy się widocznym zainteresowaniem. Zgodnie z komunikatami Prezesa URE, w wyniku rozstrzygnięcia aukcji w 2023 roku premię kogeneracyjną uzyskały jednostki kogeneracji o łącznej mocy 210 MW, a w 2024 roku 161 MW, co daje łącznie 371 MW nowych mocy w kogeneracji. Ponadto, w marcu 2025 rozstrzygnięto kolejną aukcję, w której wsparcie otrzymało 6 jednostek kogeneracji. Dostrzegalnym problemem są natomiast spadające budżety aukcyjne, dlatego zasadne jest rozważenie przesunięcia niewykorzystanych środków z naborów indywidualnych do budżetu aukcyjnego na rok 2026 i kolejne lata. Mając na uwadze wyniki opisanego mechanizmu wsparcia dla kogeneracji, prawdopodobne jest, że nowe jednostki kogeneracji będą budowane i w dalszym ciągu będą obecne w systemie ciepłowniczym, dostarczając również energię elektryczną do systemu energetycznego.

2.2. Wyzwania dla Krajowego Systemu Energetycznego związane z transformacją energetyczną

Transformacja Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

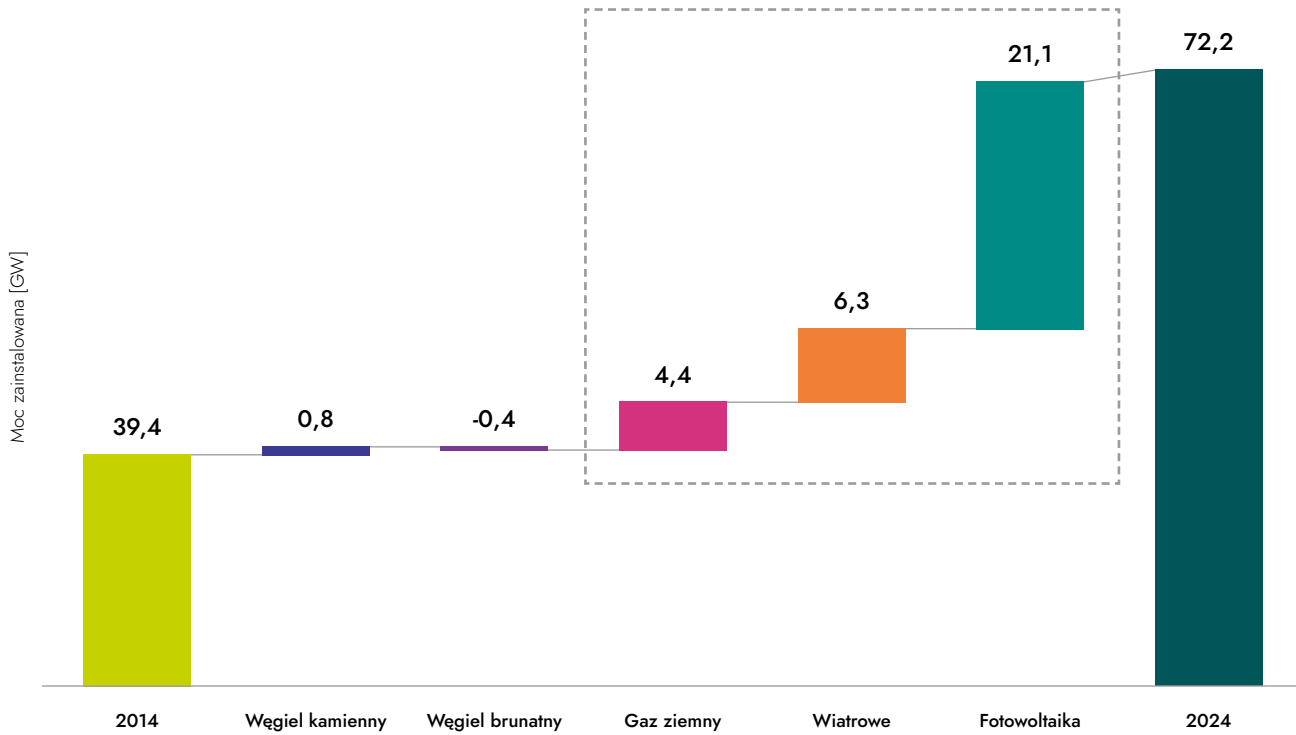
W ciągu ostatniej dekady Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) przeszedł znaczącą transformację. Moc zainstalowana źródeł wytwórczych niemal się podwoiła, głównie za sprawą dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii. W 2014 roku źródła konwencjonalne stanowiły 85% mocy zainstalowanej, a wśród źródeł odnawialnych dominowały ładowe farmy wiatrowe o łącznej mocy wynoszącej

W świetle przedstawionych informacji należy podkreślić, że kluczową kwestią determinującą kierunek transformacji sektora są unijne kryteria dla efektywnych systemów ciepłowniczych (wynikające z dyrektywy 2023/1791 w sprawie efektywności energetycznej), zgodnie z którymi od 2050 r. będą one zasilane wyłącznie ciepłem z energii odnawialnej i/lub ciepłem odpadowym. Szczegółowa analiza regulacji unijnych dotyczących sektora ciepłowniczego została przedstawiona w ubiegłorocznym raporcie PTEC pn.: „*Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce – ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych*”. Raport ten wskazuje konieczność poniesienia nakładów inwestycyjnych na poziomie 299 – 466 mld zł do 2050 r., aby sprostać unijnym wymaganiom. Dodatkowo przeprowadzenie transformacji ciepłownictwa zostało w znaczący sposób skomplikowane przez kryzys energetyczny na rynkach paliw, wywołany agresją Rosji na Ukrainę, ale też wcześniejsze zawirowania cenowe spowodowane przez pandemię COVID-19. Jednocześnie sektor mierzy się ze zmniejszającym się zapotrzebowaniem na ciepło, a także brakiem wystarczających środków finansowych, co znajduje odzwierciedlenie w problemach z rentownością źródeł kogeneracyjnych.

niemal 3.9 GW. Łącznie źródła odnawialne stanowiły niemal 20% udziału w strukturze źródeł wytwórczych. Przełomowy był rok 2019, kiedy rozpoczął się dynamiczny rozwój prosumenckiej fotowoltaiki (PV). W ciągu pięciu lat moc źródeł PV wzrosła z 1 GW do ponad 21 GW. W rezultacie, łączna moc zainstalowana wszystkich źródeł energii elektrycznej w Polsce osiągnęła w 2024 roku ponad 72 GW, z tego 33 GW (ok. 46,2%) przypadało na technologie odnawialne. Na rysunku 3 przedstawiono zmiany mocy zainstalowanej w latach 2014–2024.



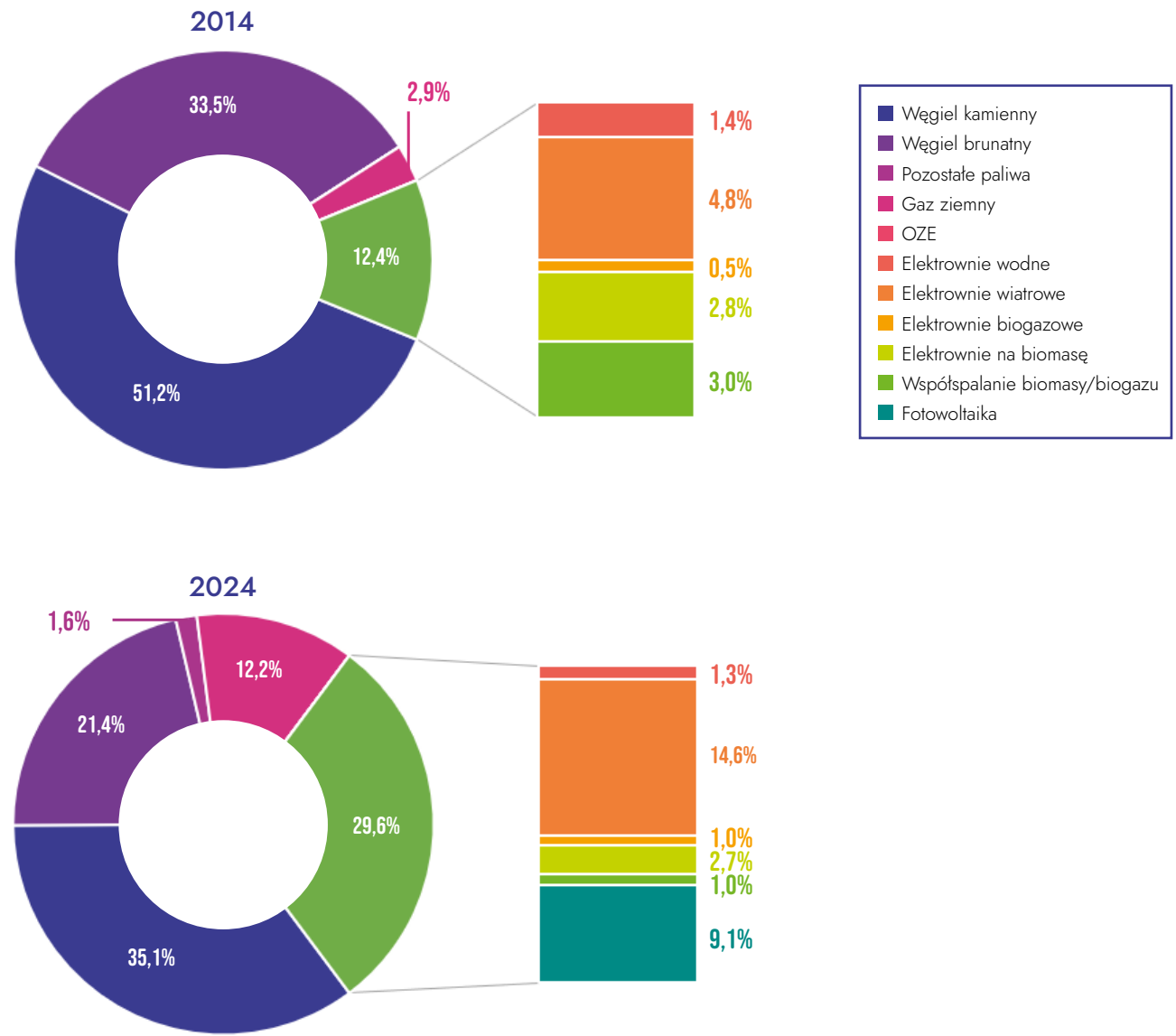
Rys. 3. Wzrost mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych oraz źródeł elastycznych, sterowalnych w Polsce w latach 2014–2024



Szybki przyrost mocy odnawialnych nie był jednak skoordynowany ze wzrostem elastyczności systemu, co znalazło odzwierciedlenie w trudnościach związanych z zarządzaniem nadwyżkami energii oraz bezpieczeństwem pracy KSE. Wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej wzrastał udział źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej. Pomimo tego wzrostu, KSE nadal opiera się głównie na źródłach

konwencjonalnych, choć ich udział systematycznie maleje. W 2024 roku jednostki opalane węglem kamiennym i brunatnym odpowiadały za ponad 55% krajowej produkcji energii elektrycznej. Uzupełnieniem miks były jednostki gazowe z udziałem ok. 12%, natomiast udziały OZE osiągnął 29% w 2024 roku (w 2014 roku było to tylko 12%).

Rys. 4. Struktura produkcji energii elektrycznej w latach 2014 i 2024
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Agencja Rynku Energii, PSE



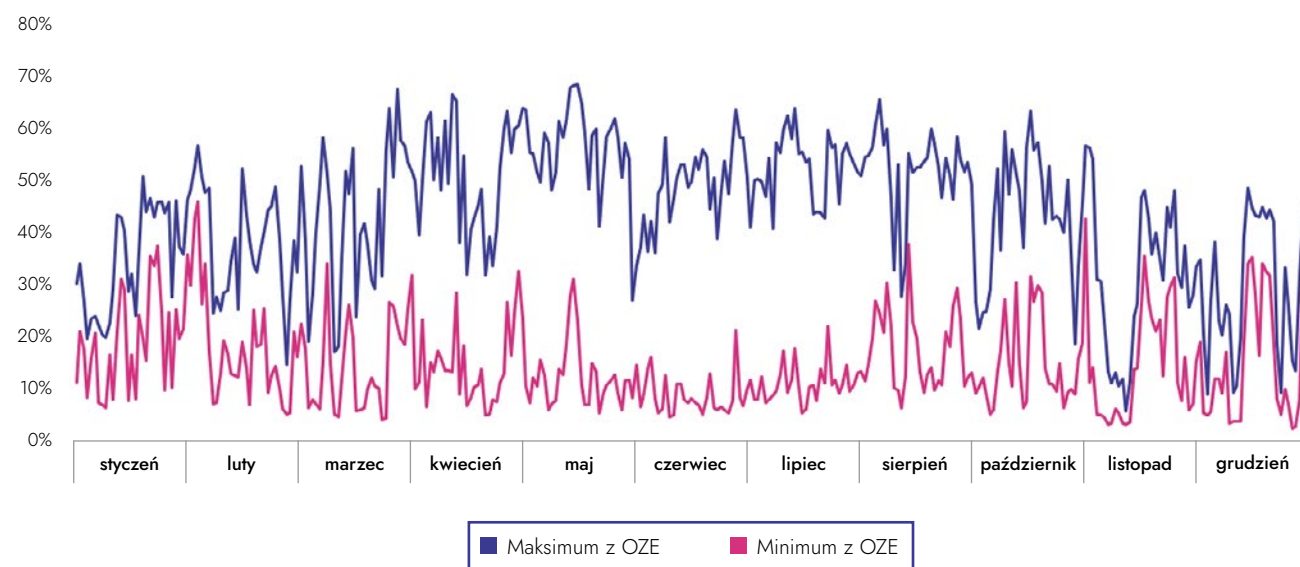


W ujęciu dobowym i godzinowym, udział źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii elektrycznej był uzależniony od warunków pogodowych oraz poziomu zapotrzebowania. W niektórych godzinach udział OZE osiągał wartości ponad 50%, a w momentach najwyższej produkcji (gdy następowały redukcje OZE) sięgał niemal 70%. Najwyższe wartości

generacji OZE obserwowano w okresie wiosennym i letnim przy największym nasłonecznieniu. Warto jednak odnotować występowanie wysokich udziałów energii z OZE w KSE również jesienią i zimą. Oznacza to, że znaczne wolumeny energii z OZE pojawiają się w okresach, w których mogą być wykorzystane przez ciepłownictwo.

Rys. 5. Maksymalne i minimalne udziały OZE w dobowej generacji energii elektrycznej w 2024 roku

Źródło: Opracowanie własne na podstawie ENTSOe



Zmiana profilu zapotrzebowania na energię

Wraz z rozwojem odnawialnych źródeł energii zmienia się profil zapotrzebowania na energię elektryczną. W systemach, w których głównym źródłem energii były jednostki konwencjonalne, zapotrzebowanie miało charakter stabilny i przewidywalny (co zostało zobrazowane na rysunku 6 – patrz rok 2014). Jednakże ilość energii, którą dostarczają jednostki konwencjonalne, jest pomniejszona o energię elektryczną generowaną przez zmienne źródła odnawialne – głównie farmy wiatrowe i fotowoltaiczne. W efekcie czego otrzymujemy tzw. popyt rezydualny (zapotrzebowanie rezydualne, residual load), czyli zapotrzebowanie netto na energię elektryczną ze źródeł konwencjonalnych.

Do 2020 roku najniższe zapotrzebowanie rezydualne w KSE notowano w godzinach nocnych. Rano zużycie stopniowo rosło, osiągając pierwszy szczyt związany z rozpoczęciem pracy zakładów przemysłowych i biur, a drugi – w godzinach wieczornych. Po 2020 roku ten historyczny profil uległ zmianie przez rosnącą ilość fotowoltaiki – szczególnie prosumenckiej. Produkcja energii z PV w południe stała się na tyle wysoka, że znacząco obniżała zapotrzebowanie na energię z sieci. W konsekwencji, w słoneczne dni pojawiają się niskie poziomy zapotrzebowania, a profil zużycia przybrał kształt litery „U” lub „krzywej kaczki”, z głęboką doliną pomiędzy porannym i wieczornym szczytem.

Zmiana profilu zapotrzebowania stworzyła nowe wyzwania w zakresie bilansowania systemu elektroenergetycznego.

Rys. 6. Zmiana profilu zapotrzebowania na energię elektryczną pod wpływem rozwoju źródeł odnawialnych

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PSE



W godzinach południowych coraz częściej dochodzi do nadpodaży energii, co wymusza redukcję pracy bloków konwencjonalnych do minimów technicznych lub ich czasowe odstawienie. Następnie występują gwałtowne wzrosty zapotrzebowania w godzinach wieczornych, które muszą być pokrywane przez elastyczne źródła konwencjonalne, import lub magazyny energii. W efekcie, na rynku hurtowym

energii elektrycznej pojawiły się ujemne ceny w godzinach największej generacji z OZE oraz wysokie ceny w godzinach szczytowego zużycia. Sytuacja ta jest wyzwaniem dla KSE, ale jednocześnie źródłem nowych możliwości – między innymi w zakresie elastycznego zarządzania zużyciem, rozwoju magazynów energii oraz integracji sektorów elektroenergetycznego i ciepłowniczego.

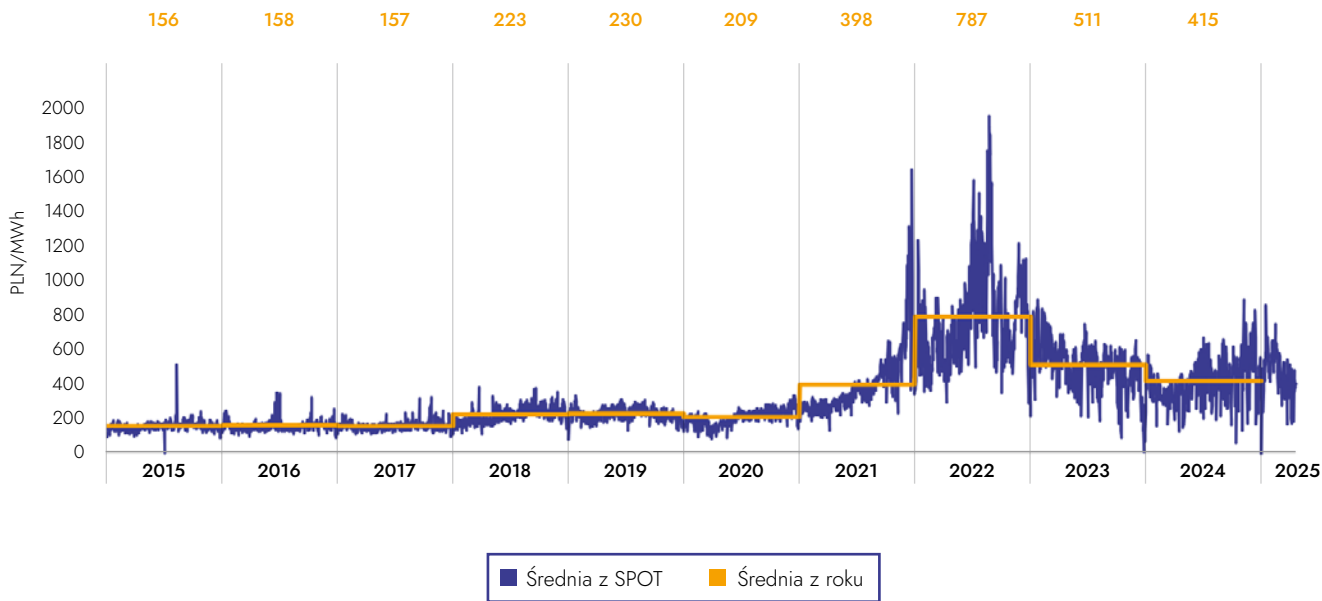


Zmienność cen energii na rynku dnia następnego (RDN)

Wzrost mocy zainstalowanej OZE, rosnąca produkcja energii z wiatru i słońca oraz zmiany profilu zapotrzebowania to czynniki, które istotnie wpłynęły na ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym. Do 2021 roku ceny energii

były relatywnie stabilne i przewidywalne, a różnice dobowe umiarkowane – niższe ceny nocą, wyższe w godzinach szczytu zapotrzebowania.

Rys. 7. Ceny energii elektrycznej na rynku spotowym w Polsce w latach 2015–2024
Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE



Od 2021 roku obserwowano systematyczny wzrost cen, który osiągnął apogeum w okresie od czerwca do sierpnia 2022 roku. Następnie, w wyniku normalizacji sytuacji na rynkach paliw (gazu ziemnego i węgla kamiennego), ceny zaczęły systematycznie spadać – aż do czerwca 2024 roku. W czerwcu 2024 roku wprowadzono reformę rynku bilansującego, która przyczyniła się do większej zmienności cen na rynku spotowym. Dobowe wahania cen stały się

bardziej wyraźne – od wartości ujemnych w południe do kilku tysięcy złotych w godzinach wieczornych. Ceny energii były mocno związane z produkcją OZE – tania energia w momentach nadpodaży źródeł odnawialnych i droższa energia, gdy źródła odnawialne przestawały produkować energię, a wysokie zapotrzebowanie musiały uzupełniać jednostki konwencjonalne.

Rys. 8. Zmiana dobowego profilu cen na hurtowym rynku energii elektrycznej w Polsce w latach 2015–2025
Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE





Fortum

Rosnąca zmienność cen jest charakterystyczna dla systemów elektroenergetycznych w fazie transformacji. Szybki przyrost mocy źródeł pogodozależnych (wiatr, słońce) nie jest równoważony przez rozwój elastycznych źródeł sterowalnych, co prowadzi do coraz większych wahań cen w ciągu doby. Dane z rynku spotowego w Polsce potwierdzają tę tendencję – w pierwszych miesiącach 2025 roku (szczyt sezonu grzewczego) odnotowano znaczące wahania cen, w tym coraz częstsze występowanie bardzo niskich, a nawet ujemnych cen energii elektrycznej. Zgodnie z krajowymi planami dekarbonizacji, inwestycje w źródła odnawialne będą postępować, a jednocześnie w systemie będą pracowały jednostki konwencjonalne dla zapewnienia stabilności KSE, który wymaga utrzymania odpowiedniego poziomu rezerwy wirującej. Jednoczesna rozbudowa źródeł odnawialnych przy konieczności utrzymania mocy w źródłach konwencjonalnych o określonej dynamice parametrów tech-

nicznych będzie nasilało zjawisko rosnącej zmienności cen na rynkach hurtowych.

W kontekście współpracy sektorów można sformułować następujące tezy:

- Zmienność cen energii elektrycznej sprzyja rozwojowi elastycznych źródeł w innych sektorach.
- Instalacje Power to Heat mogą korzystać z niskich cen energii elektrycznej, a kogeneracja gazowa może pracować w momentach wysokich cen i wspierać KSE w przypadku szybkiego wzrostu zapotrzebowania.
- Rozwój kogeneracji zapewnia moc dostępną dla KSE, kiedy następują okresy tzw. Dunkenflute, czyli „ciemnej flauty”.
- Rozwój mocy zainstalowanych w źródłach pogodozależnych w KSE daje potencjał wykorzystania energii elektrycznej do zasilania kotłów elektrodowych i pomp ciepła.

3. Sector coupling – transformacja ciepłownictwa systemowego a bezpieczeństwo i elastyczność systemu elektroenergetycznego

3.1. Idea łączenia sektorów

Sector coupling, czyli dosłownie łączenie sektorów, to koncepcja integracji sektora elektroenergetycznego z innymi sektorami np. transportu, przemysłu i ciepłownictwa w celu zwiększenia elastyczności systemu energetycznego oraz lepszego wykorzystania źródeł OZE. W niniejszym raporcie skupimy się na ciepłownictwie.

Przez lata współpraca branży ciepłowniczej z elektroenergetyczną opierała się głównie o skojarzoną produkcję ciepła i energii elektrycznej. Jednostki kogeneracyjne w Polsce, chociaż oparte przede wszystkim o paliwa węglowe, pozwalają osiągać relatywnie wysoką sprawność ogólną (pow. 85%), natomiast układy upustowo-kondensacyjne zapewniają szerokie spektrum konfiguracji produkcji w zależności od potrzeb systemu ciepłowniczego i rentowności generacji energii elektrycznej. Ciepłownictwo systemowe pozostaje znaczącym producentem energii elektrycznej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). W ostatnim roku, źródła kogeneracyjne odpowiadały za około 62% całkowitej produkcji ciepła w systemach ciepłownicznych. Równocześnie elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe wytworzyły łącznie około 27 TWh energii elektrycznej, co stanowiło ok. 16% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce.

Sytuacja jednak dynamicznie się zmienia i wymaga zdefiniowania punktów styku i potencjalnych nowych synergii w zakresie dalszej współpracy branż ciepłowniczej i elektro-

energetycznej. Oba sektory stoją przed wyzwaniami związanymi ze sprostaniem wymaganiom zawartym w pakiecie „Fit for 55”, jednocześnie, przedsiębiorstwa poczuwają się do społecznej odpowiedzialności w zakresie dbałości o klimat i stan środowiska naturalnego.

Do najważniejszych zmian wpływających na oba sektory należy zaliczyć:

- kończące się, w perspektywie najbliższych lat, derogacje i odstępstwa od spełniania wymogów dotyczących norm emisji zanieczyszczeń dla źródeł wytwórczych opartych o paliwa węglowe;
- spadek rentowności produkcji opartej na węglu z racji rosnących kosztów uprawnień do emisji CO₂, co wymusza odchodzenie od węgla;
- wymogi w zakresie utrzymania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, wynikającego z przepisów znowelizowanej dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (EED);
- dynamiczny rozwój produkcji z OZE z jej wszystkimi naturalnymi ograniczeniami;
- zmieniające się przyszłościowo rozmieszczenie aktywów wytwórczych z uwagi na rozwój morskich farm wiatrowych oraz energetyki jądrowej na północy kraju;
- pojawiające się nowe technologie i rozwiązania techniczne.



Zauważalny jest trend stopniowego odchodzenia od spalania węgla na rzecz wykorzystania gazu ziemnego i źródeł odnawialnych, przy jednoczesnym wzroście potencjału stosowania źródeł wykorzystujących energię elektryczną do produkcji ciepła – Power to Heat.

Z kolei jednym z głównych wyzwań związanych z integracją odnawialnych źródeł energii do systemu elektroenergetycznego jest ich pogodozależność, a więc zmienność produkcji energii elektrycznej w zależności od warunków atmosferycznych. W Polsce nadwyżki zielonej energii stają się zjawiskiem obserwowanym coraz częściej, a wraz z prognozowanym dalszym wzrostem udziału OZE, zjawisko to będzie się nasilać.

Pojawia się zatem konieczność zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego. W ciągu doby amplituda zapotrzebowania na energię elektryczną, którą muszą pokryć jednostki konwencjonalne przekracza 10 GW. Elektrownie węglowe charakteryzujące się umiarkowaną elastycznością – m.in. z uwagi na długi czas rozruchu, niską szybkość przyrostu mocy oraz wysokie minima techniczne pracy bloków (dla bloków cieplnych opalanych węglem jest to ok. 40–60% mocy znamionowej) – nie są w stanie skutecznie reagować na zmieniające się zapotrzebowanie w KSE. W tabeli 3 przedstawiono korzystne i niekorzystne działania z punktu widzenia dalszego rozwoju KSE, w momentach niezbilansowania KSE.

Tabela 3. Zestawienie działań z punktu widzenia dalszego rozwoju KSE

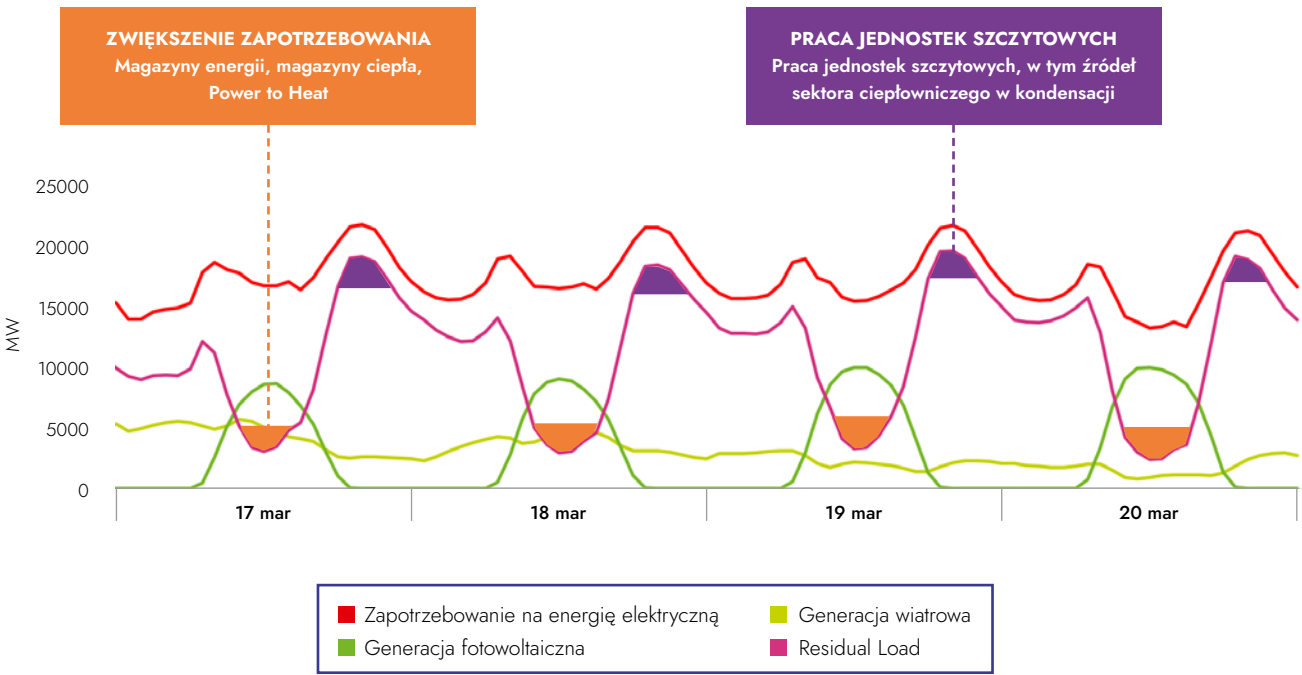
W momentach wysokiej generacji źródeł odnawialnych i niskiego zapotrzebowania na energię	W momentach wysokiego zapotrzebowania na energię i niskiej generacji źródeł odnawialnych
POTRZEBNE: ■ Jednostki elastycznie zmniejszające produkcję. ■ Zwiększenie poboru energii przez podmioty funkcjonujące na rynku. NIEKORZYSTNE: ■ Zwiększona, nieelastyczna produkcja energii elektrycznej trafiającej do KSE.	POTRZEBNE: ■ Jednostki elastycznie zwiększające swoją produkcję. ■ Zmniejszenie poboru energii przez podmioty funkcjonujące na rynku. NIEKORZYSTNE: ■ Nieelastyczne zapotrzebowanie, brak reakcji popytu na sygnały cenowe.



Odpowiedzią na wyzwania związane z dobowym bilansowaniem KSE jest ciepłownictwo systemowe wyposażone w technologie wytwarzania ciepła, takie jak źródła kogeneracyjne czy też elektryczne źródła ciepła (technologie wykorzystujące energię elektryczną do produkcji ciepła – Power to Heat). Dodatkowo, istotne będzie zwiększanie mocy zainstalowanej w jednostkach pracujących szczytowo

o bardzo elastycznych parametrach technicznych w zakresie zmiany obciążenia, włączeń i wyłączeń (tzw. pickerów). Rysunek nr 9 na przykładzie trzech dni pracy KSE pokazuje, w których momentach jednostki pobierające i produkujące energię mogą współpracować i bilansować system elektroenergetyczny.

Rys. 9. Ideowe przedstawienie współpracy KSE i ciepłownictwa systemowego



W zależności od zapotrzebowania, przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą w sposób dostatecznie szybki uruchomić instalacje Power to Heat – zwłaszcza kotły elektrodowe. Wdrożenie technologii Power to Heat pozwala częściowo rozwiązać problem związany z zapewnieniem równowagi między podażą a zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Technologie te, szczególnie w połączeniu z magazynowaniem ciepła, mają znaczny potencjał stabilizowania KSE, odbierając nadmiar energii z OZE, gdy produkcja przekracza zapotrzebowanie. Model taki jednocześnie ograniczy konieczność redysponowania źródeł odnawialnych (kosztownego zarówno dla wytwórców, jak i konsumentów energii elektrycznej). W czasie niedoborów energii elektrycznej w systemie (np. w sezonie jesienno–zimowym, przy ograniczonej poda-

ży energii z fotowoltaiki), jako wsparcie KSE mogą być uruchamiane jednostki kogeneracyjne, które jednocześnie dostarczają energię elektryczną oraz ciepło do systemów ciepłowniczych. Dodatkowo magazyny ciepła pozwalają w sposób efektywny wykorzystywać ciepło wytworzone w jednostkach typu Power to Heat lub jednostkach kogeneracyjnych. Warto podkreślić, że ze względu na znacząco niższy koszt budowy w porównaniu do magazynów bateryjnych, magazyny ciepła mogą być dopasowane do konkretnego obszaru KSE – mogą to być zarówno dużej pojemności instalacje znajdujące się przy elektrociepłowniach, jak również mniejsze rozwiązania umiejscowione w różnych miejscach sieci ciepłowniczej.



Trzeba jednak pamiętać, że o ile sector coupling jest nieodzownym wsparciem dla systemu elektroenergetycznego, to sama elektryfikacja ciepłownictwa nie może być utożsamiana i traktowana jako jedyna droga transformacji ciepłownictwa. Szczególnie uwzględniając dane dotyczące zużycia energii końcowej w Polsce, z których wynika, że 53% energii końcowej zużywanej jest na potrzeby ciepłownictwa, a jedynie 20% na potrzeby energii elektrycznej (Tabela 4).

Tabela 4. Użycie energii końcowej w Polsce

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Mapa drogowa rynku magazynów ciepła – EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej | Fotowoltaika

Zużycie energii końcowej	TWh	Udział [%]
Zużycie ciepła	447	53
Zużycie energii elektrycznej	170	20
Zużycie paliw w transporcie	228	27
Finalne zużycie energii brutto	846	100

3.2. Technologie wspierające łączenie sektorów

W tej części raportu skupimy się na technologiach, które będą wykorzystywane w ramach sector coupling – są to przede wszystkim technologie kogeneracyjne oraz technologie Power to Heat, dodatkowo wspierane przez magazyny ciepła.

3.2.1. Kogeneracja gazowa

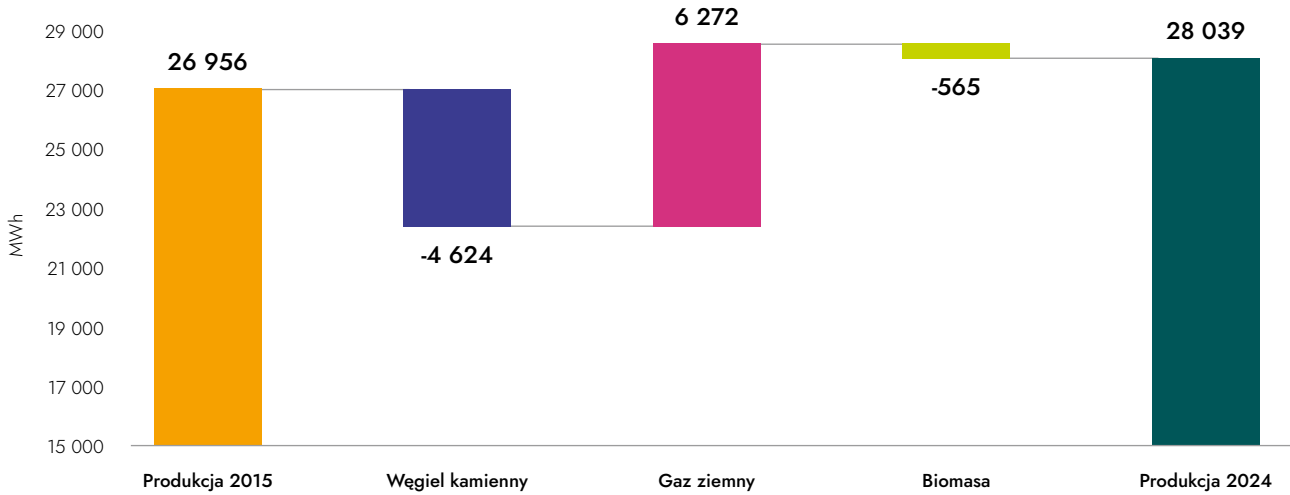
Kogeneracja, czyli skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, jest kluczową technologią stosowaną w polskim ciepłownictwie systemowym. W porównaniu do klasycznej elektrowni, podstawową zaletą kogeneracji jest to, że ciepło nie jest oddawane do otoczenia, lecz wykorzystywane do celów ciepłowniczych. W związku z tym ciepło i energię elektryczną w kogeneracji wytwarza się z dużo większą sprawnością, na poziomie 80–95%. Ponadto uzyskuje się zmniejszenie zużycia paliwa oraz redukcję emisji zanieczyszczeń do powietrza.

Sector coupling to przyszłość nowoczesnego ciepłownictwa – pozwala zintegrować je z systemem elektroenergetycznym, zwiększyć udział OZE, obniżyć koszty i emisje oraz wzmocnić odporność obu systemów. Jednak pod pojęciem „sector coupling” należy rozumieć integrację systemu elektroenergetycznego z systemem ciepłowniczym, a nie przejście całego ciepłownictwa na elektryfikację.

Kogeneracja pełni ważną rolę zarówno w strukturze dostaw ciepła, jak i w krajowej produkcji energii elektrycznej. Znaczna część tej energii wytwarzana jest w kogeneracji węglowej, jednak w ostatnich latach widoczny jest wzrost wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa w jednostkach kogeneracyjnych. Produkcja z tego paliwa wzrosła w ciągu 10 lat z 6,5 TWh do prawie 13 TWh. Odpowiada to procesowi dekarbonizacji, ale również związane jest z większą efektywnością, elastycznością i znacznie lepszą zdolnością do pracy w trybie zmiennym tych jednostek, pozwalając na szybsze dostosowanie do zmieniającego się zapotrzebowania i cen. To właśnie gazowe jednostki kogeneracyjne mają największy potencjał dla łączenia sektorów. Z dostępnych komercyjnie technologii kogeneracji można wymienić turbiny gazowe w układzie prostym SCGT (Simple Cycle Gas Turbine) z wodnym kotłem odzyskowym HRHWB (Heat Recovery Hot Water Boiler), bloki gazowo-parowe

Rys. 10. Zmiana produkcji energii elektrycznej z elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych

Źródło: Opracowanie własne na podstawie ARE



CCGT (Combined Cycle Gas Turbine), , oraz silniki gazowe. Dobór odpowiednich urządzeń dostosowywany jest do potrzeb danego systemu ciepłowniczego.

- **Układy gazowe SCGT + HRHWB** to układ składający się z turbiny gazowej napędzającej generator energii elektrycznej i wodnego kotła odzyskowego. Gorące gazy spalinowe z turbiny gazowej są wykorzystywane w kotle wodnym do produkcji ciepła sieciowego. Choć sprawność elektryczna jest niższa, SCGT + HRHWB charakteryzują się szybszym czasem rozruchu i niższymi kosztami inwestycyjnymi, względem układów CCGT + HRSG. Układy SCGT + HRHWB są wykorzystywane w instalacjach, gdzie wymagana jest duża elastyczność pracy i szybkość reakcji.
- **Układy gazowo-parowe CCGT** wykorzystują cykl kombinowany, w którym gorące gazy spalinowe z turbiny gazowej są wykorzystywane do produkcji pary w parowym kotle odzyskowym HRSG (Heat Recovery Steam Generator). Para ta napędza następnie turbinę parową, co pozwala na dodatkową produkcję energii elektrycznej. Ciepło na potrzeby podgrzewu wody sieciowej jest odzyskiwane z upustów turbiny parowej

i/lub dodatkowych wymienników ciepła w kotle odzyskowym. Dzięki temu sprawność elektryczna jest wyższa niż dla układów SCGT + HRHWB. Układy CCGT co prawda mają wyższy wskaźnik skojarzenia niż SCGT ale zwykle nie osiągają tak wysokich sprawności ogólnych. Z powodu zastosowania członu parowego czas uruchomienia jest zdecydowanie dłuższy co wpływa na szybkość reakcji i jednocześnie zmniejsza się elastyczność ich pracy. Układy gazowo-parowe CCGT lepiej wpasowują się w duże systemy ciepłownicze gdzie mogą pracować w mniejszym zakresie zmian obciążenia oraz z brakiem konieczności cyklicznej pracy lub częstego uruchamiania/odstawiania na żądanie.

- **Agregaty kogeneracyjne (silniki gazowe)**, przetwarzają one energię chemiczną paliwa - gazu ziemnego, bezpośrednio w energię mechaniczną, która napędza generator elektryczny. Ciepło odpadowe z silnika jest odzyskiwane i wykorzystywane do produkcji ciepła. Uzyskiwane sprawności elektryczne są wyższe niż dla układów SCGT + HRHWB, a niższe niż układów gazowo-parowych CCGT. Charakteryzują się dużą elastycznością uzyskiwaną między innymi dzięki stosowaniu małych, pojedynczych modułów.



Tabela 5. Zestawienie parametrów technologii kogeneracyjnych

	ZAKRES MOCOWY TYPOWEJ JEDNOSTKI	TYPOWE SPRAWNOŚCI
SCGT+HRHWB	kilkaset kW _e do kilkuset MW _e (średnio 60–70 MW _e dla pojedynczej jednostki)	całkowita 82%–90%; sprawność elektryczna do 41%
CCGT	od kilku do kilkuset MW _e (dla zastosowań w ciepłownictwie typowa jednostka z turbiną upustowo–przeciwprężną od 50 do 200 MW _e , z turbiną kondensacyjną moc nawet powyżej 200 MW _e)	całkowita 82%–90%; sprawność elektryczna 50–60%
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	od kilku kW _t do 20 MW _t dla pojedynczego agregatu (typowo między 1–10 MW _t dla pojedynczego silnika)	całkowita 82–90%; Sprawność elektryczna od 42%–46%

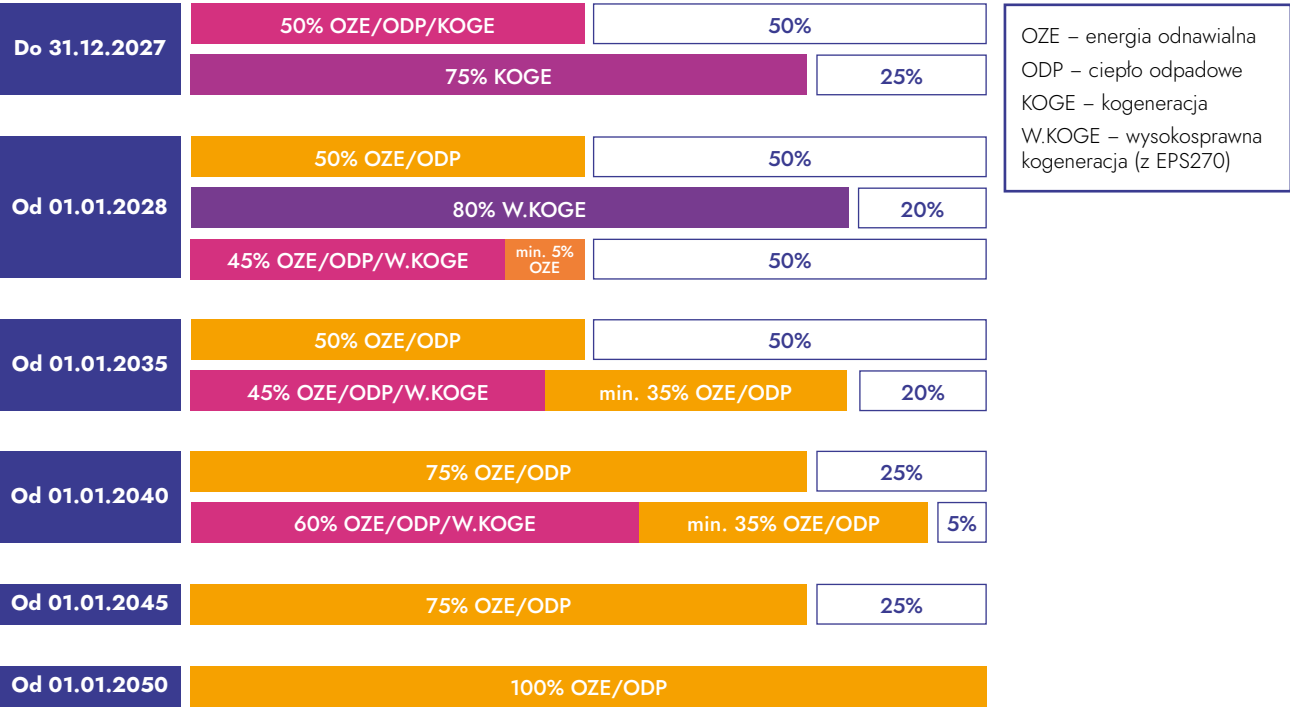
Uwarunkowania regulacyjne

Wykorzystanie kogeneracji w transformacji ciepłownictwa systemowego zostało odzwierciedlone w regulacjach unijnych poprzez wskazanie tej technologii jako przyczyniającej się do spełnienia kryteriów dla efektywnych systemów ciepłowniczych określonych w artykule 26 dyrektywy 2023/1791 w sprawie efektywności energetycznej (dalej dyrektywa EED)⁷. Zgodnie z tymi kryteriami (zostały wskazane na rysunku nr 11) uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego możliwe jest w oparciu o przeważający udział wysokosprawnej kogeneracji do roku 2035, a w kolejnych latach – do końca 2045 r. przy jednoczesnym zwiększeniu udziału ciepła z energii odnawialnej lub ciepła odpadowego. Należy też podkreślić, że w przypadku przepaliwowania jednostek kogeneracji na gazy odnawialne, zdekarbonizowane ciepło wytworzone w ten sposób uzyska status ciepła odnawialnego i będzie mogło kontrybuować do osiągnięcia neutralności systemów ciepłowniczych do 2050 r. Nie mniej jednak kwestia komercyjnej dostępności tych odpowiedniej ilości gazów nie jest jeszcze przesądzona. Jednocześnie dyrektywa EED wprowadza dla wysokosprawnej kogeneracji (opartej na paliwach kopalnych) limit emisji bezpośrednich dwutlenku węgla (tzw. EPS270 – emission performance standard), który w przypadku jednostek opartych o paliwa kopalne, wynosi 270 g CO₂/kWh (EPS270) wyprodukowanej energii. EPS270 obowiązuje w stosunku do nowych i zmodernizowanych jednostek (tj. zbudowanych

lub zmodernizowanych po transpozycji ww. dyrektywy do prawodawstwa krajowego), a w kontekście spełniania kryteriów dla efektywnych systemów ciepłowniczych będzie obowiązywał od 2028 r. Należy zauważyć, że w przypadku jednostek kogeneracji działających przed wejściem w życie zmienionej dyrektywy, przepisy Załącznika III przewidują możliwość odstępstwa od stosowania kryterium emisyjnego do dnia 1 stycznia 2034 r., pod warunkiem, że takie jednostki posiadają plan redukcji emisji w celu osiągnięcia progu 270 g CO₂/kWh do dnia 1 stycznia 2034 r. W praktyce oznacza to zakończenie pracy jednostek węglowej kogeneracji z początkiem 2034 r. Wobec tego spełnienie EPS270 możliwe jest jedynie przez jednostki gazowe pracujące przez większość czasu w pełnym skojarzeniu, aby średnioroczna sprawność ogólna jednostki kogeneracyjnej nie była niższa niż 76%, co zapewni dotrzymanie standardu emisji CO₂ na wymaganym poziomie. Tym samym, spełnienie wymagań EPS270 wymusza pracę jednostek kogeneracyjnych w trybie skojarzonym i ogranicza elastyczność produkcji energii elektrycznej. Mając na uwadze wspomniane ograniczenie, to w kontekście sector coupling należy odczytywać je jako barierę, którą można mitygować poprzez zastosowanie magazynów ciepła – w sytuacji zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną kogeneracja może dalej pracować w trybie skojarzonym a wytworzone ciepło będzie kierowane do magazynu.

7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona) (Dz. U. UE. L. z 2023 r. Nr 231)

Rys. 11. Nowe kryteria dla efektywnych systemów ciepłowniczych



Charakter pracy w systemach ciepłowniczych i elastyczność

Jednostki kogeneracyjne charakteryzują się wysoką dynamiką pracy. Jednostki kogeneracyjne mogą być uruchamiane i wyłączane w krótkim czasie (z wyłączeniem jednostek CCGT), co jest kluczowe dla zapewnienia elastyczności systemu energetycznego. Przykładowo w stanie gorącym, silniki gazowe mogą osiągnąć pełną moc w ciągu kilku minut, a turbiny gazowe potrzebują na to około 10 minut. Limity uruchomień jednostek kogeneracyjnych zależą ponadto od konkretnego producenta oraz modelu, mają też wpływ na zapisy gwarancyjne oraz warunki serwisowe, niemniej silniki czy turbiny gazowe mogą zwykle być uruchomione przynajmniej 200 razy w roku. Dzięki temu wykorzystanie kogeneracji daje możliwości szybkiego dostosowania produkcji energii do zmieniających się warunków rynkowych i zapotrzebowania.

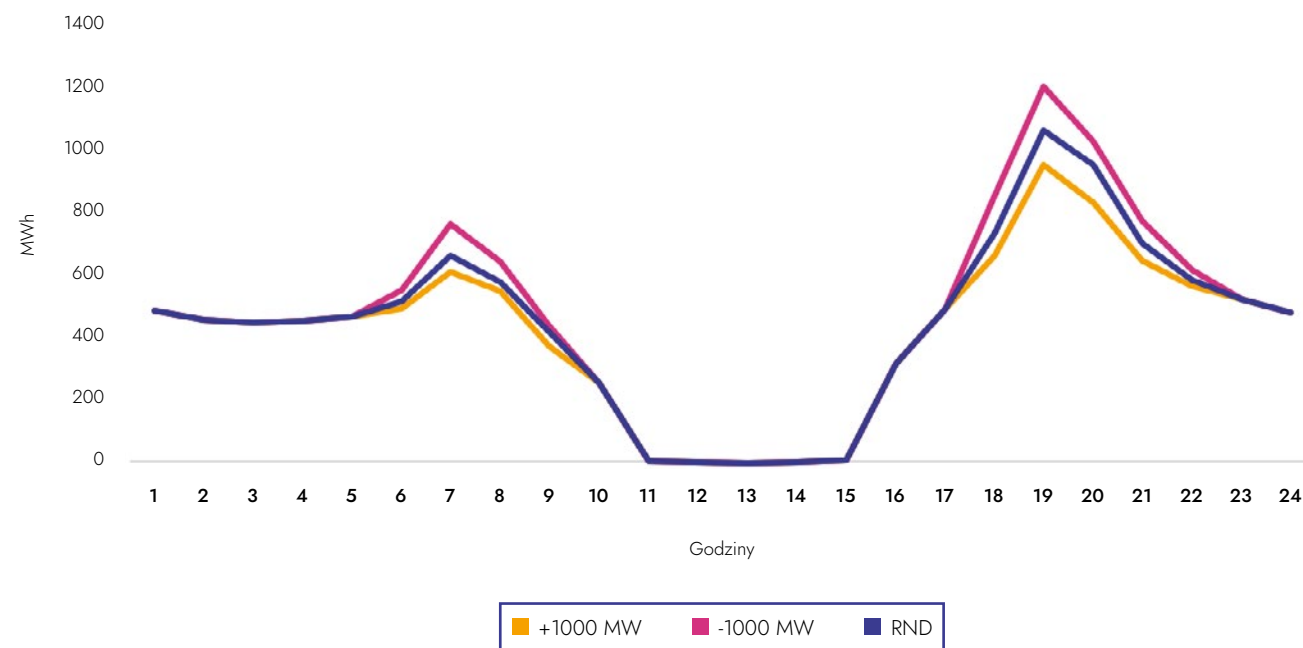
Potencjał w sector coupling

Źródła kogeneracyjne stanowią istotny element w zapewnieniu szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE. Jednocześnie mogą pracować w kondensacji, dzięki czemu

są użyteczne przy gwałtownych zmianach obciążenia wynikających ze zmienności produkcji źródeł odnawialnych. W szczytowym zapotrzebowaniu KSE dodatkową energię mogą dostarczać jednostki kogeneracyjne. Na rysunku 12 przedstawiono przykład zmiany cen energii elektrycznej na RDN (Rynku Dnia Następnego) pod wpływem zmniejszenia lub zwiększenia dostępnej mocy w godzinach szczytowego zapotrzebowania, którą mogłyby zapewnić źródła kogeneracji. Na przykładzie wybranego dnia marcowego zobrazowano potencjalny wpływ zmiany mocy źródeł wytwórczych na ceny energii elektrycznej. 20 marca 2025 roku odnotowano zerowe ceny energii w godzinach południowych (od 11:00 do 15:00), które mogły być wykorzystane przez zelektryfikowane źródła ciepła. W godzinach 18:00–21:00 ceny dynamicznie rosły i naturalnie charakteryzowały się największą wrażliwością na zmiany dostępnej mocy. Dodatkowe 1000 MW mocy dostępnej w kogeneracji – wytwarzającej energię elektryczną z relatywnie niskim kosztem zmiennym, mogłoby obniżyć w tym dniu ceny o ponad 100 zł/MWh. Natomiast ubytek 1000 MW mocy dostępnej lub zwiększone o 1000 MW zapotrzebowanie spowodowałyby wzrost cen energii o ponad 150 zł/MWh.



Rys. 12. Wpływ zmiany dostępnej mocy na ceny energii elektrycznej na przykładowym dniu 20.03.2025 r.



Powyższa sytuacja cenowa jest obserwowana w systemie z coraz większą częstotliwością. Dalszy rozwój kogeneracji mógłby zmniejszyć koszty w trakcie porannego i wieczornego szczytu zapotrzebowania, a rozwój elektryfikacji ciepła pozwoliłby wykorzystać niskie ceny energii elektrycznej w trakcie południa do produkcji ciepła po niskich kosztach zmiennych. System elektroenergetyczny w rezultacie uzyskałby lepsze zdolności do elastycznego bilansowania.

Współpraca jednostek kogeneracji w trybie kondensacji z KSE

Część jednostek wytwórczych, zwłaszcza w większych systemach ciepłowniczych, ma zdolność do pracy w kondensacji lub „pseudokondensacji”, tj. produkcji większej ilości energii elektrycznej niezależnie od produkowanego ciepła. Dotyczy to turbozespołów upustowo kondensacyjnych z upustem ciepłowniczym lub turbozespołów przeciwpężnych z układem dedykowanych chłodzi. Takie jednostki podstawowo pracują w trybie ciepłowniczym, a przy mniejszym zapotrzebowaniu na ciepło, przy korzystnych cenach energii elektrycznej, mogą pracować w trybie kondensacyjnym. Podobny sposób pracy jest również dostępny w przypadku

silników gazowych wyposażonych w tzw. gorący komin lub układ dedykowanych chłodzi. Możliwości te są niezwykle korzystne dla zapewnienia bezpiecznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Część z tych jednostek jest tzw. Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (JWCD). Tym samym świadczą usługi regulacyjne na potrzeby Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Część pasma mocy dyspozycyjnej jest realizowana na potrzeby systemu ciepłowniczego, a nadwyżka jest do dyspozycji Operatora i jest realizowana w kondensacji. Poza sezonem grzewczym jednostka może w całości być do dyspozycji OSP. Zwykle są to bloki gazowo – parowe o znacznej mocy, charakteryzujące się dużą elastycznością pracy, wysokim gradientem naboru i redukcji mocy oraz relatywnie krótkim czasem uruchomienia. Właściwości te sprawiają, że tego typu jednostki są bardzo potrzebne dla stabilnej pracy i bilansowania KSE.

Inne jednostki, którymi Operator nie może bezpośrednio sterować, tzw. nJWCD, posiadające możliwość pracy w kondensacji, mogą świadczyć różne usługi zamawiane przez OSP – np. tzw. Usługę Dyspozycyjności Jednostek Wytwórczych (zwana GWS). Usługa ta polega na zwiększeniu

lub zaniżaniu poziomu wytwarzania energii elektrycznej na polecenie OSP.

W ostatnich latach, z uwagi na znaczący wzrost jednostek OZE i pojawiającą się w nadwyżkę energii elektrycznej, zwiększa się rola jednostek mogących pracować z mocą bierną pojemnościową na potrzeby KSE do skompensovania układu. Taka usługa może być realizowana poprzez uruchomienie jednostki kondensacyjnej, której praca nie jest wymagana ze względów ciepłowniczych, jak również poprzez odpowiednie wykorzystywanie generatorów z wyłączanych z eksploatacji bloków węglowych. Pomimo nadpodaży mocy czynnej OSP często decyduje się na pracę takich jednostek z uwagi na ich regulacyjność, aby uzyskać stabilność napięciową w danej części Systemu.

Poprawa parametrów pracy sieci

Jednostki kogeneracyjne mogą ponadto znacząco poprawić rozpyły energii w sieciach elektroenergetycznych oraz zmniejszyć straty przesyłu i dystrybucji. Ponieważ elektrocie-

płownie są często budowane w miastach, cała energia elektryczna jest zużywana na miejscu, co eliminuje konieczność transportu sieciami przesyłowymi. Przykład mogą stanowić warszawskie elektrociepłownie, które pokrywają prawie 50% zapotrzebowania na energię elektryczną stolicy, co znacząco poprawia funkcjonowanie warszawskiego węzła elektroenergetycznego. Dodatkowo jednostki kogeneracyjne stabilizują częstotliwość w sieci. Jednostki kogeneracyjne wyposażone w turbiny i generatory, posiadające duże masy wirujące (zapas mocy, który jest utrzymywany w celu szybkiego reagowania na nagłe zmiany w zapotrzebowaniu na energię elektryczną lub awarie w systemie), a tym samym dużą inercję, opóźniają chwilowe zmiany częstotliwości w systemie w momentach znaczących wahań mocy. Ponadto opisywane układy kogeneracyjne, zwłaszcza oparte na SCGT i silniki są znakomitym źródłem wytwórczym do świadczenia usługi samostartu i zabezpieczeniem na wypadek blackout'u.





3.2.2. Technologie Power to Heat

Power to Heat (P2H) oznacza wykorzystanie urządzeń konwertujących energię elektryczną na ciepło. W sektorze ciepłowniczym wyróżniamy dwie wiodące technologie Power to Heat:

- **Pompy ciepła** – sprężarkowe, wielkoskalowe pompy ciepła wykorzystują energię elektryczną do podnoszenia parametrów ciepła pobieranego z otoczenia (z powietrza, wody, gruntu to tzw. dolne źródło ciepła) i przekazywania („pompowania”) go do zasilania systemu ciepłowniczego (tzw. górnego źródła ciepła).
- **Kotły elektrodowe** – bezpośrednio wykorzystują energię elektryczną do podgrzania wody w sieci ciepłowniczej do zadanej temperatury.

Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem, które transportuje ciepło z ośrodka o niższej temperaturze tzw. dolnego źródła ciepła do ośrodka o wyższej temperaturze – czyli tzw. górnego źródła ciepła, którym może być przykładowo sieć ciepłownicza lub instalacja grzewcza budynku. W tym celu wykorzystuje się cykl procesów termodynamicznych, którym poddawany jest czynnik roboczy. Na początku cyklu odbiera on ciepło z dolnego źródła i jest odparowywany, a następnie jego temperatura jest podnoszona za pomocą energii dostarczonej do urządzenia. Wzrost temperatury może się odbywać przy pomocy energii mechanicznej (sprężarkowa pompa ciepła zasilana energią elektryczną) lub cieplnej (absorpcyjna/adsorpcyjna pompa ciepła – ten rodzaj pomp ciepła nie wpisuje się w mechanizm Power to Heat i nie będzie omawiany w raporcie). Czynnik roboczy następnie trafia do skraplacza, gdzie oddaje ciepło i przyjmuje postać ciekłą. W ostatniej przemianie kierowany jest na zawór rozprężny, gdzie jego ciśnienie zostaje obniżone. Pompy ciepła są powszechnie wykorzystywane do pozyskiwania ciepła ze źródeł niskotemperaturowych. Przykładami dolnych źródeł ciepła, które można zastosować w pompach są: powietrze, woda (np. rzeki, jeziora, woda morska), ścieki komunalne (zarówno oczyszczone, jak i nieoczyszczone), energia zakumulowana przez grunt (odbierana poprzez czynnik pośredni krążący w wymiennikach gruntowych, głębinowych czy powierzchniowych), a także ciepło odpa-

dowe pochodzące z różnych procesów technologicznych. W ciepłownictwie systemowym zastosowanie znajdują typowo wielkoskalowe pompy, osiągające zakres mocy od 0,5 MW_t do 25 MW_t. Zaletą pomp ciepła jest ich wysoka efektywność, pozwalająca z jednej MWh energii elektrycznej otrzymać średnio ok. 2,5–4 MWh ciepła (dla pomp sprężarkowych).

Kotły elektrodowe

Praca kotła elektrodowego oparta jest na zjawisku wydzielania ciepła, które towarzyszy przepływowi energii elektrycznej przez odpowiednio do tego celu przygotowaną wodę obiegową o określonej przewodności elektrycznej. Zasadniczym elementem kotła jest zbiornik wysokociśnieniowy wypełniony wodą oraz elektrody, na które podawane jest napięcie. Woda przepływająca pomiędzy elektrodami krąży od kotła do wymiennika ciepła w obiegu zamkniętym. Po stronie wtórnej wymiennika, strumień ciepła odbierany jest przez wodę sieciową. W przemysłowych kotłach elektrodowych woda w obiegu pierwotnym może osiągać wysoką temperaturę, nawet do 160°C. Kotły elektrodowe mogą osiągać moc od 1 MW_t do 60 MW_t. Zaletami kotłów elektrodowych są: kompaktowe rozmiary, skalowalność i niski koszt inwestycyjny. Alternatywnie do kotłów elektrodowych zastosowanie mogą znaleźć również kotły oporowe, gdzie woda podgrzewana jest poprzez ciepło wydzielane w elementach oporowych (grzałkach) na skutek przepływu energii elektrycznej.

Więcej szczegółów dotyczących technologii Power to Heat zostało przedstawionych w raporcie PTEC z 2024 r. pn: *Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce*.

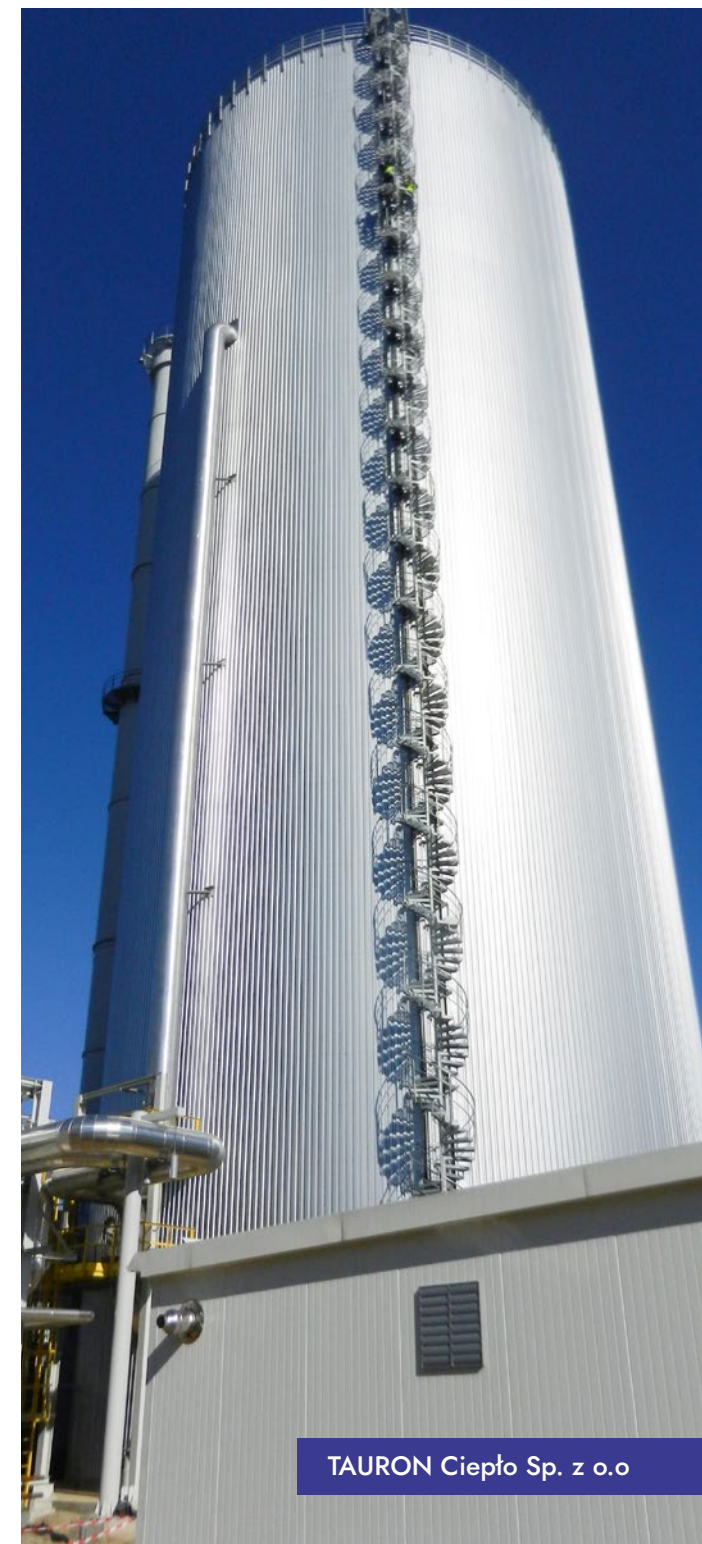
Uwarunkowania regulacyjne

W obecnym stanie prawnym, regulacje krajowe nie dają możliwości pełnego wspierania przedsiębiorstw energetycznych w spełnieniu kryteriów uznania systemu ciepłowniczego za efektywny, przy wykorzystaniu technologii Power to Heat. Jedynie w przypadku pomp ciepła możliwe jest zaliczenie ciepła pobieranego ze środowiska naturalnego jako ciepło odnawialne.

Na gruncie ostatniej nowelizacji dyrektywy w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej Dyrektywa

REDIII) wprowadzono możliwość zaliczania odnawialnej energii elektrycznej wykorzystywanej do ogrzewania i chłodzenia na poczet średniego rocznego wzrostu energii odnawialnej w sektorze ciepłowniczym (art. 23) – jako elastyczność (maksymalnie do 0,4 pp), jak i w systemach ciepłowniczych (art. 24) – gdzie cel obejmuje wprost energię elektryczną ze źródeł odnawialnych. Ponadto w odniesieniu do sektora ciepłowniczego określono wymagania względem urządzeń, które w praktyce spełniają jedynie pompy ciepła. W odniesieniu do systemów ciepłowniczych nie określono żadnego szczegółowego wymogu co do rodzaju kwalifikujących się jednostek wytwarzania ciepła i chłodu, a zatem – co do zasady – do realizacji celu może przyczynić się energia elektryczna ze źródeł odnawialnych, wykorzystywana przez pompy ciepła lub kotły elektryczne dowolnego rodzaju. Choć powyższe przepisy dość restrykcyjnie odnoszą się do kwalifikacji ciepła wytworzonego z energii elektrycznej jako ciepła z OZE, to stanowią formalną podstawę do wykorzystywania technologii Power to Heat do produkcji ciepła z energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

Oddzielny mechanizm kwalifikacji poszczególnych udziałów ciepła do celów spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego w rozumieniu dyrektywy EED. Zgodnie z Zaleceniami Komisji, w odniesieniu do interpretacji art. 26 dyrektywy EED⁸, udział danego rodzaju ciepła, w tym ciepła odnawialnego, należy rozumieć jako ilość ciepła dostarczonego do sieci ciepłowniczej. Zalecenie Komisji wskazuje ponadto, że ciepło w całości pochodzące z pomp ciepła powinno być rozliczane zgodnie z dyrektywą EED jako energia ze źródeł odnawialnych, pod warunkiem, że dana pompa ciepła spełnia w momencie instalacji minimalne warunki efektywności określone w załączniku VII do dyrektywy (UE) 2018/2001. Jednocześnie, w Zaleceniu Komisji potwierdzono również, że energia elektryczna pochodząca ze źródeł odnawialnych i konwertowana na ciepło w kotłach elektrodowych może być kwalifikowana jako ciepło odnawialne.



8. ZALECENIE KOMISJI (UE) 2024/2395 z dnia 2 września 2024 r. ustanawiające wytyczne dotyczące interpretacji art. 26 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 w odniesieniu do zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą.



W związku z powyższym, dla zwiększenia wykorzystywania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do produkcji ciepła odnawialnego konieczne jest wprowadzenie rozwiązań pozwalających zaliczyć do energii ze źródeł odnawialnych także ciepło wytworzone z energii elektrycznej z OZE, dostarczonej z krajowego systemu elektroenergetycznego lub umów PPA z wykorzystaniem procesu umarzania gwarancji pochodzenia, na potrzeby uznania danego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za efektywne.

Charakter pracy w systemach ciepłowniczych

Pompy ciepła, ze względu na stosunkowo niskie koszty pracy, lecz wysokie nakłady inwestycyjne, wydają się być dobrymi urządzeniami do pracy w podstawie ciepłowniczej. Natomiast kotły elektrodowe cechują się kosztami pracy, które zależą od chwilowych cen energii elektrycznej oraz niskimi nakładami CAPEX. Kotły elektrodowe mogą być stosowane jako źródła rezerwowo–szczytowe, jednak będzie to związane z pracą w momentach wysokich cen energii. Znacznie większe korzyści może dać optymalizacja pracy kotłów elektrodowych pod kątem sytuacji w KSE i niskich cen energii elektrycznej. Czynnikiem wpływającym w znacznym stopniu na obniżenie opłacalności urządzeń Power to Heat jest opłata za moc przyłączeniową, która w przypadku energii elektrycznej będzie zauważalnie wyższa w porównaniu do podobnych opłat dla innych mediów (gaz, ciepło systemowe). Z pewnością brakuje też rozwiązań legislacyjnych, które promowałyby tę technologię jako bezemisijną

i wspierającą rozwój OZE w ciepłownictwie systemowym.

Wykorzystanie w sector coupling

Technologie Power to Heat w ciepłownictwie, przy odpowiedniej optymalizacji pracy, będą mogły być wykorzystane do produkcji ciepła w momentach niskich cen energii elektrycznej, czyli w momentach niskiego zapotrzebowania lub nadmiarowej generacji ze źródeł odnawialnych. Technologia, które może pogodzić potrzeby ciepłownictwa i KSE są kotły elektrodowe pozwalające na:

a. Wykorzystanie niskich cen energii elektrycznej na rynku, co przekłada się na niższe koszty wytworzenia ciepła. Począwszy od 2024 roku w całej Europie, w tym także w Polsce, na rynku hurtowym znacząco zwiększyła się liczba dni z ujemnymi cenami energii elektrycznej (było to jedno z najbardziej znaczących zjawisk na rynku energii obserwowanych w 2024 roku). Porównanie liczby dni z występującymi ujemnymi cenami energii zostało przedstawione w tabeli 6. Ta strukturalna zmienność na rynku stworzyła dogodne warunki do rozwoju sector coupling. Optymalna praca jednostek Power to Heat odbywa się przy niskich cenach energii elektrycznej. W przypadku pomp ciepła, ze względu na wysokie sprawności zużycie energii elektrycznej będzie niższe w porównaniu do wytworzonego ciepła. Znacznie większą wagę ma to w przypadku kotłów elektrodowych, w przypadku których ilość pobranej energii elektrycznej jest prawie równa ilości wyprodukowanego ciepła.

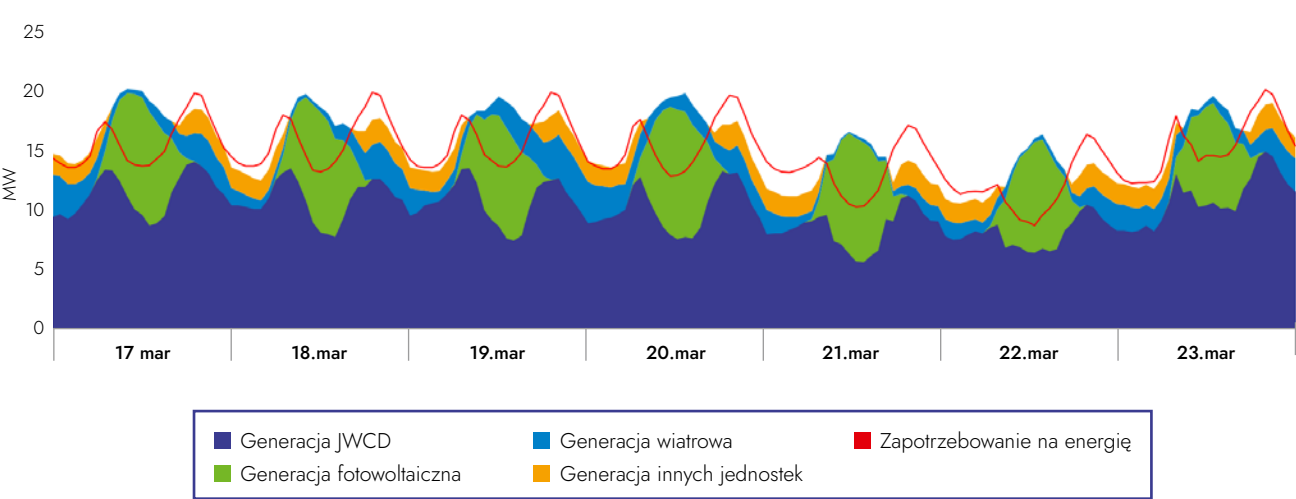
Tabela 6. Porównanie liczby dni z występującymi ujemnymi cenami energii

	2024	Styczeń – kwiecień 2025	Sezon grzewczy i przejściowy (01.2024–04.2025)
Liczba godzin z ujemnymi cenami energii elektrycznej	186	129	219
Liczba dni z liczbą godzin ujemnych większą niż 6 pod rząd,	13	9	13
Maksymalna liczba godzin z cenami ujemnymi występującymi pod rząd	8	8	17
Cena minimalna, PLN/MWh	-360	-500	-500

b. Więcej ciepła z OZE i mniej redukcji źródeł odnawialnych w KSE – czyli praca przy wysokiej produkcji ze źródeł odnawialnych oraz zwiększenie zapotrzebowania na energię w KSE w momentach „nadmiarowej” produkcji, co pozwala unikać nierynkowej redukcji OZE. Ciepło wyprodukowane w tym momencie pochodzi z energii elektrycznej, która pochodzi głównie z energii odnawialnej. W dłuższej perspektywie może to przyczynić się do zapewnienia wy-

maganych udziałów ciepła z OZE i spełnienia wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego. Udziały OZE pojawiają się nie tylko w okresie letnim, w momentach największej generacji ze źródeł fotowoltaicznych, kiedy z zasady jest niższe zapotrzebowanie na ciepło systemowe. Zarówno w 2024, jak i 2025 roku, znaczne udziały OZE występowały też w miesiącach przejściowych, zwykle były to zwiększone udziały z generacji wiatrowej.

Rys. 13. Przykładowe wiosenne dni z nadpodażą energii elektrycznej z OZE oraz udziały OZE w danych godzinach



Zmienność produkcji źródeł odnawialnych i zapotrzebowania doprowadziły w 2024 roku oraz w okresie styczeń–kwiecień 2025 roku do istotnych wyzwań z bilansowaniem KSE. W wielu dniach – latem przy dużej produkcji fotowoltaiki, zimą przy silnym wietrze, w weekendy czy też w dni świąteczne, dochodziło do nadpodaży energii, której system

nie był w stanie odebrać. PSE korzystały z nierynkowego redysponowania jednostek OZE, czyli ograniczania pracy farm wiatrowych i fotowoltaicznych. W 2024 roku wielkość redukcji OZE wyniosła ponad 680 GWh, a w 2025 roku (do kwietnia) było to 390 GWh. W godzinach z redukcjami, procentowy udział OZE w bilansie KSE był na poziomie 40–60%.

STYCZEŃ 2024 – KWIECIEŃ 2025

Redukcje OZE
866 GWh

Udział OZE
40–60%

9. Dane na podstawie raportów PSE – Nierynkowe redysponowanie źródeł OZE



3.2.3. Magazyny ciepła – współpraca z technologiami kogeneracji i Power to Heat

Z uwagi na fakt, że nadwyżki energii elektrycznej z OZE nie zawsze są skorelowane z zapotrzebowaniem na ciepło, przewiduje się zastosowanie magazynów ciepła. Pozwala to na uniezależnienie produkcji ciepła (a więc także poboru energii przez urządzenia Power to Heat) od zapotrzebowania ze strony systemu ciepłowniczego, a także na obniżenie kosztów wytwarzania ciepła dzięki zmienności cen energii elektrycznej.

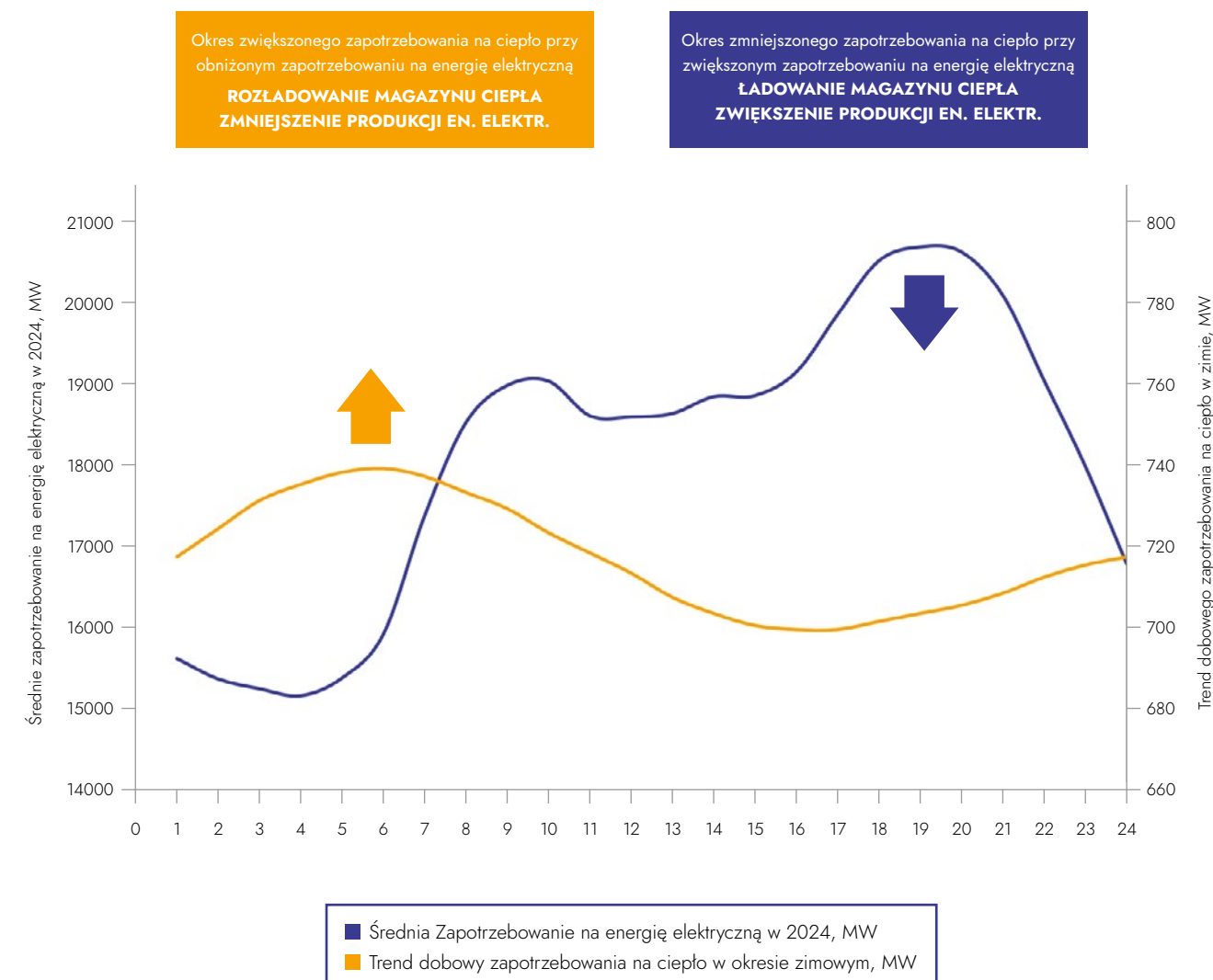
Najpowszechniej wykorzystywane w systemach ciepłowniczych są krótkoterminowe magazyny pozwalające uelastycznić pracę źródeł ciepła. Sprawdzone i dojrzałą technologią są akumulatory wodne będące zbiornikami gorącej wody, w których wykorzystuje się zjawisko stratyfikacji ciepła. Warstwy gorącej wody o temperaturze ok. 98°C (dla zbiorników bez-ciśnieniowych) lub wyższej (dla zbiorników o podwyższonym lub wysokim ciśnieniu) znajdują się w górnym obszarze, a warstwy chłodniejszej wody, o temperaturze wody powrotnej z miejskiej sieci ciepłowniczej, w dolnym obszarze zbiornika. W trakcie procesu napełniania woda pochodząca z wymienników innych źródeł ciepła jest pompowana do górnej części zasobnika. Woda zasilająca zasobnik zastępuje zimną wodę z dna zbiornika, która jest odprowadzana do rurociągu wody powrotnej. Proces rozładowywania jest analogiczny do powyższego, z tym że kierunek przepływu wody gorącej i zimnej jest odwrotny. W systemach ciepłowniczych akumulatory ciepła mają potencjał współpracy z źródłami Power to Heat jak również

z jednostkami kogeneracji. Akumulator jest w stanie zmagazynować ciepło wytworzone w okresie nadwyżki energii elektrycznej z OZE występującej w krajowym systemie energetycznym lub ogólniej w okresie, gdy ceny energii elektrycznej są niskie. Praca akumulatora przyczynia się do pozyskania energii elektrycznej z rynku spot lub bilansującego po korzystnej cenie niezależnie od zapotrzebowania na ciepło, co pozwala obniżyć koszty jego wytworzenia.

Dodatkowo dzięki magazynowaniu ciepła można znacząco ograniczyć inwestycje w sieci elektroenergetyczne poprzez zoptymalizowanie produkcji energii elektrycznej i dopasowanie jej do popytu na rynkach lokalnych. Elektrociepłownie w większości przypadków zlokalizowane są w okolicy miast, gdzie produkowana energia elektryczna i ciepło zaspokaja lokalne potrzeby, co ma korzystny wpływ na przepływy energii w sieci elektroenergetycznej.

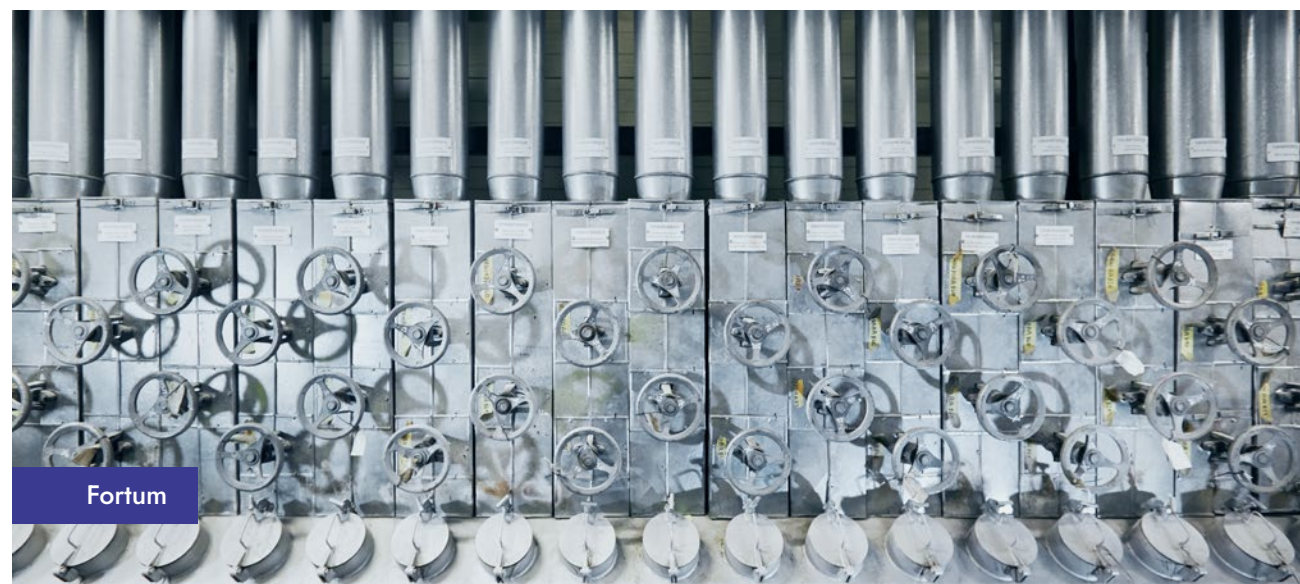
Wyjątkowo korzystnie wypada elektrociepłownia wyposażona w magazyn ciepła, który umożliwia optymalizację produkcji energii elektrycznej i ciepła w odniesieniu do dwóch przesuniętych krzywych godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym oraz godzinowego zapotrzebowania na ciepło, co przedstawia rysunek poniżej. To przesunięcie powoduje lepsze zoptymalizowanie produkcji energii elektrycznej względem rynkowych potrzeb lokalnych i gromadzenie nadwyżki ciepła w akumulatorze ciepła, a w przypadku zwiększonego zapotrzebowania na ciepło, które występuje w nocy, kiedy mamy również obniżone zapotrzebowanie na energię elektryczną, akumulator ciepła oddaje zmagazynowaną energię do sieci ciepłowniczej umożliwiając ograniczenie produkcji w jednostkach kogeneracyjnych.

Rys. 14. Krzywe zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną w przykładowej dobie w zimie



Jednocześnie rozwijane są technologie sezonowych magazynów ciepła, które pozwalają na dłuższą retencję ciepła niż akumulatory. Mają one za zadanie gromadzenie ciepła w okresach jego nadmiaru (np. latem), aby wykorzystać je w okresie zwiększonego zapotrzebowania (w okresie grzewczym). Modelowa praca sezonowego magazynu ciepła przedstawia się następująco: późną wiosną oraz latem, gdy powszechnie dostępna jest duża ilość energii elektrycznej z OZE (np. z ogniw fotowoltaicznych), następuje ładowanie magazynu. Ciepło może być otrzymywane bezpośrednio z kolektorów słonecznych, farm fotowoltaicznych połączo-

nych z urządzeniami Power to Heat, a także bezpośrednio z kotłów elektrodowych bądź pomp ciepła, dzięki stosunkowo taniej energii elektrycznej w okresach nadwyżek produkcji w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Następnie, jesienią i zimą, gdy zaczyna się sezon grzewczy, ciepło odbierane jest z magazynu poprzez przepływającą chłodną wodę, która ogrzewana jest dzięki nagromadzonej energii. Sezonowe magazyny ciepła mogą również współpracować z jednostkami kogeneracyjnymi, aby uniknąć nadmiernej produkcji energii elektrycznej w kondensacji.





3.3. Aktywa ciepłownicze

3.3.1. Transformacja aktywów ciepłowniczych

Aktywa ciepłownicze można podzielić na aktywa związane z wytwarzaniem ciepła oraz jego dystrybucją. Do tych pierwszych zalicza się ciepłownie i elektrociepłownie, jak również mniejsze jednostki rozproszone (np. kotłownie lokalne), w tym źródła wytwórcze zintegrowane z węzłami ciepła (tzw. hybrydowe węzły ciepła). Do aktywów związanych z dystrybucją zaliczyć należy sieci ciepłownicze wraz z infrastrukturą towarzyszącą, w tym również węzłami ciepła. Większość aktywów ciepłowniczych w Polsce jest obecnie na etapie transformacji, której przeprowadzenie wynika z faktu znaczącego stopnia wyeksploatowania tejże infrastruktury oraz konieczności dostosowania aktywów do zmieniających się wymagań regulacyjnych oraz środowiskowych.

Z punktu widzenia spełnienia przez systemy ciepłownicze w kolejnych przedziałach czasowych kryterium efektywnego systemu niezbędne będzie stopniowe odchodzenie od spalania paliw kopalnych. W pierwszej kolejności konieczna będzie rezygnacja z pracy źródeł węglowych, jako cechujących się wyższą jednostkową emisją CO₂. Paliwem pośrednim w osiąganiu poszczególnych kamieni milowych w ramach definicji efektywnego systemu ciepłowniczego będzie gaz ziemny, jednak jego zastosowanie wpisuje się regulacyjnie do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego do końca 2039 roku¹⁰, a w przypadku wysoko-sprawnej kogeneracji do końca 2044 roku. Po tym okresie, o ile będzie dostępny wystarczający wolumen gazów zdekarbonizowanych, jest możliwe wykorzystanie części tych aktywów jako instalacji OZE. Technologie oparte na spalaniu paliw odnawialnych, takich jak biogaz czy biowodór nie są obecnie dostępne na dużą skalę. Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że po 2040 r. przy obecnych parametrach systemu EU ETS skończą się uprawnienia do emisji CO₂ dostępne na rynku pierwotnym.

Wykorzystanie pogodozależnych źródeł OZE (np. kolek-

torów słonecznych) w systemach ciepłowniczych wymaga rezerwowania ich i akumulacji ciepła. Ponadto kierunkiem zmian w ciepłownictwie jest także wykorzystanie technologii korzystających z energii elektrycznej, takich jak pompy ciepła i kotły elektrodowe (Power to Heat). Z analiz PTEC wynika, że przy szerszym zastosowaniu technologii Power to Heat – sektor ciepłownictwa systemowego stanie się jednym z większych konsumentów energii elektrycznej. Obecne prognozy wskazują, że na skutek transformacji aktywów ciepłowniczych zmianie ulegnie również obecna struktura wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji. W 2023 roku energia elektryczna wyprodukowana przez elektrociepłownie zawodowe wynosiła ok. 16% całkowitej produkcji w KSE. Przy obecnych uwarunkowaniach regulacyjnych oraz dostępnych systemach wsparcia, od 2035 r. udział kogeneracji w ciepłownictwie systemowym w Polsce będzie sukcesywnie zmniejszał się. Konsekwencją takiej zmiany będzie pomniejszenie zainstalowanej mocy elektrycznej w systemie elektroenergetycznym o moc zainstalowaną w źródłach kogeneracyjnych. Szczególnie warto zwrócić tutaj uwagę na fakt, że źródła te zlokalizowane są zazwyczaj w bezpośredniej bliskości obszarów sieci dystrybucyjnej, gdzie występują największe odbiory energii, tj. w małych, średnich i dużych miastach.

Jak widać, w związku z powyższymi kierunkami transformacji ciepłownictwa systemowego zmianie będą ulegać punkty styku sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego, z jednej strony ciepłownictwo będzie stawiało się coraz większym biorcą energii elektrycznej, a z drugiej strony wyzwaniem będzie zastąpienie wyeksploatowanych jednostek węglowych kogeneracyjnych, które są obecnie znaczącym producentem energii elektrycznej dla krajowego systemu energetycznego.

Krajowy System Elektroenergetyczny staje dzisiaj przed problemem związanym z nierównomiernością podaży i popytu na energię elektryczną. Dla ciepłownictwa systemowego w kontekście transformacji jego aktywów oznacza to dwa istotne problemy – problem z dostępnością mocy przyłączeniowej dla urządzeń typu Power to Heat, jak również



Fortum

problem z otrzymaniem warunków przyłączenia do sieci jednostek wytwórczych kogeneracyjnych. W ramach sector coupling możliwe jest jednak wypracowanie rozwiązań korzystnych dla wszystkich stron, ponieważ branża ciepłownicza ma możliwość dopasowania okresów produkcji oraz poboru energii elektrycznej do wymagań KSE.

3.3.2. Uwarunkowania po stronie sieci ciepłowniczych

W celu określenia możliwości współpracy między KSE i sektorem ciepłowniczym, mniej oczywistym aspektem, który należy wziąć pod uwagę, są uwarunkowania związane z sieciami ciepłowniczymi.

Większość sieci ciepłowniczych w Polsce stanowią sieci wysokotemperaturowe, które zostały zaprojektowane przy założeniu, że temperatura na zasilaniu wynosić będzie ok. 150°C (w warunkach obliczeniowych). Wskazać należy, że wprowadzenie technologii rur preizolowanych (stanowiącej obecnie powszechnie stosowane rozwiązanie w odniesieniu do budowy/wymiany odcinków sieci ciepłowniczych) spowodowało możliwość obniżenia temperatury zasilania czynnika grzewczego do poziomu 120–135°C¹¹.

Dostawa ciepła do odbiorców odbywa się przy spełnieniu określonych wymagań jakościowych – przedsiębiorstwo ciepłownicze musi zapewnić wymaganą moc cieplną oraz spełniać wymagania w zakresie odpowiednich parametrów nośnika ciepła, w szczególności jego temperatury na zasilaniu, natężenia przepływu oraz ciśnienia dyspozycyjnego.

Większość sieci ciepłowniczych w Polsce została zaprojektowana do transportu wody podgrzanej co najmniej do 120°C. Staje się to jednak ograniczeniem dla wdrażania niskotemperaturowych źródeł OZE m.in.: pomp ciepła, a więc źródeł, które pobierają energię elektryczną. W praktyce wdrażanie technologii niskotemperaturowych w sieciach pracujących w reżimie wysokotemperaturowym pozwala na pokrycie zapotrzebowania na ciepło głównie latem, zimą natomiast niezbędny jest dodatkowy podgrzew wody przy

10. Raport PTEC „Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych” str. 77.

11. Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej, Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych, Warszawa, październik 2024 r.



wykorzystaniu innych urządzeń. Z kolei technologie kogeneracji oraz kotłów elektrodowych są w pełni przystosowane do dostarczania ciepła do zadanej temperatury. Jednocześnie w sieciach wysokotemperaturowych, posiadając odpowiedni wachlarz urządzeń, można wykorzystać potencjał zarówno jednostek nisko – jak i wysokotemperaturowych.

3.3.3. Bariery wprowadzenia sieci niskotemperaturowych

Rozwój niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych jest nieodłącznym elementem procesu transformacji ciepłownictwa (ze względu na brak jednolitej definicji, na potrzeby niniejszego opracowania przyjęto, że sieci niskotemperaturowe to infrastruktura, w której maksymalna temperatura na zasilaniu wynosi poniżej 70°C). Podstawowymi korzyściami z zastosowania sieci niskotemperaturowych mogą być przede wszystkim:

- możliwość wykorzystania na potrzeby systemu ciepłowniczego „niskotemperaturowych” źródeł wytwórczych (OZE, w tym pompy ciepła);
- możliwość zapewnienia bliższej współpracy pomiędzy KSE a systemami ciepłowniczymi;
- oszczędność na nakładach inwestycyjnych ze względu na możliwość zastosowania, głównie w przypadku pomp ciepła, jednostek o niższej mocy cieplnej (w porównaniu do sytuacji, gdy istnieje konieczność zasilania systemu wysokotemperaturowego);
- oszczędność kosztów operacyjnych (m.in. wynikająca z niższego poziomu strat na sieciach).

Rozwój sieci niskotemperaturowych w Polsce będzie stanowił szczególnie duże wyzwanie, co wynika z szeregu barier o różnych charakterze. Bariery te można podzielić w szczególności na: **techniczne, finansowe, formalno–organizacyjne**, które zostały przedstawione w tabeli 7.

Tabela 7. Bariery i wyzwania dla wprowadzania sieci niskotemperaturowych

Bariery i wyzwania dla wprowadzania sieci niskotemperaturowych	
Techniczne	■ Specyfika systemów ciepłowniczych, konieczność dotrzymania wysokich parametrów technicznych. ■ Konieczność dostosowania instalacji wewnętrznych w budynkach do pracy w niskim reżimie temperaturowym¹², zmiana regulacji węzłów cieplnych.
Finansowe	■ Skala wydatków na modernizację instalacji wewnętrznych w budynkach (według szacunków PTEC) może wynosić od 115 mld do 149 mld zł¹³. ■ Podejmowanie przez przedsiębiorstwa ciepłownicze inwestycji w zakresie modernizacji/przebudowy infrastruktury przesyłu i dystrybucji ciepła systemowego, sieci, węzły, przepompownie. Według PTEC szacowane nakłady na wymianę/modernizację sieci mogą wynieść co najmniej 82 mld zł¹⁴. ■ Powyższe oznacza, że bez znaczącego wsparcia ze środków publicznych proces modernizacji instalacji wewnętrznych i infrastruktury sieciowej nie będzie mógł zostać przeprowadzony w skali adekwatnej do potrzeb.
Formalno–organizacyjne	■ Niskie, nieaktualizowane temperatury obliczeniowe wyznaczające obciążenie grzewcze budynków (norma PN–EN 12831:2006) w przedziale -24°C do -16°C powodują przewymiarowanie i nieoptymalny dobór instalacji. ■ Konieczność dokonania aktualizacji stref klimatycznych pod względem stosowanych temperatur obliczeniowych.

12. Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej, Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, Warszawa, czerwiec 2024 r.

13. Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej, Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych, październik 2024 r.

14. Ibidem

3.4. Korzyści z sector coupling

Integracja sektorów ciepłowniczego i elektroenergetycznego stanowi szansę nie tylko na redukcję emisji gazów cieplarnianych i wkład w realizację zobowiązań klimatycznych UE, ale równocześnie poprawę bezpieczeństwa energetycznego. W obliczu rosnącego udziału niestabilnych

źródeł odnawialnych oraz niedawnych kryzysów na rynku paliw, koncepcja ściślejszego powiązania sektorów zyskuje na znaczeniu jako element nowoczesnej polityki energetycznej, obejmującej aspekty techniczne, ekonomiczne i środowiskowe.

Tabela 8. Korzyści wynikające z sector coupling ciepłownictwa systemowego i sektora elektroenergetycznego

Korzyści wynikające z sector coupling ciepłownictwa systemowego i sektora elektroenergetycznego	
Techniczne	■ Poprawa stabilności i odciążenie sieci elektroenergetycznej. Rozproszone, zlokalizowane na terenie całego kraju systemy ciepłownicze mogą lokalnie pobierać nadwyżki energii z OZE. ■ Zmniejszenie konieczności przesyłu energii elektrycznej na duże odległości – duże systemy ciepłownicze zaopatrzone w źródła kogeneracyjne zlokalizowane są w największych miastach. ■ Możliwość wspierania KSE poprzez produkcję energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, co zwiększa sprawność wykorzystania paliw i wspiera efektywne przekształcanie energii pierwotnej. ■ Wykorzystanie ogólnodostępnej energii elektrycznej.
Finansowe	■ Optymalizacja pracy jednostek wytwarzających energię elektryczną (korzystanie z wysokich cen energii elektrycznej) oraz jednostek pobierających energię elektryczną do produkcji ciepła (korzystanie z niskich cen energii elektrycznej), co może przyczynić się do niższych kosztów produkcji ciepła. ■ Zmniejszenie kosztów związanych z redyspozycją OZE. ■ Możliwość pełnienia nowych funkcji przez ciepłownictwo: rozwój usług bilansujących. ■ Zmniejszenie zależności od paliw kopalnych w przypadku wykorzystywania energii elektrycznej produkowanej z OZE.
Formalno–organizacyjne	■ Dekarbonizacja ciepłownictwa i dywersyfikacja paliw poprzez wykorzystanie energii elektrycznej. ■ Możliwość zasilania urządzeń Power to Heat paliwem nieemisyjnym. W przypadku, gdy udział energii z OZE jest wysoki w produkcji energii elektrycznej w KSE, ciepłownictwo zasilane tą energią może produkować ciepło o wysokim udziale OZE. ■ Zmniejszenie emisji CO₂ i pyłów.





4. Współpraca systemu ciepłowniczego z systemem energetycznym z wykorzystaniem technologii kogeneracji oraz Power to Heat

W poprzednich rozdziałach zaprezentowano ogólne informacje dotyczące sector coupling, w tym opis technologii wspierających łącznie sektorów oraz korzyści, jakie z niego wynikają. W niniejszej części zostanie przedstawiona analiza pokazująca, w jaki sposób ciepłownictwo systemowe może współpracować z KSE. Wykonano porównanie kosztów wytworzenia ciepła dla różnych wariantów technologicznych na bazie wykonania z rzeczywistej generacji energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym oraz sytuacji cenowej na Towarowej Giełdzie Energii, jaka

została zaobserwowana w 2024 oraz 2025 roku (okres styczeń 2024–marzec 2025). Jako bazę do modelowania wykorzystano dane rocznego, godzinowego zapotrzebowania na ciepło dla dużego systemu ciepłowniczego o mocy termicznej wynoszącej ok. 725 MW_t. Jednocześnie założono hybrydowy układ technologiczny wykorzystujący zróżnicowane źródła energii. Szczegółowe informacje na temat wyżej wymienionych wariantów zostały przedstawione w tabeli nr. 9.



Tabela nr 9. Analizowane warianty technologiczne

Wariant	Opis	Urządzenia	Moc zainstalowana, MW _t /MW _e
Wariant 1	Układ przedstawiający stan obecny. Główne urządzenia to bloki i kotły węglowe. Uzupełnieniem jest magazyn ciepła.	Kogeneracja węglowa	400/188
		Kotły węglowe	200
		Kotły węglowe	75
		Kotły olejowe	50
		Magazyn ciepła	19 000 m ³
Wariant 2	Układ po transformacji, przedstawiający sytuację, w której technologie kogeneracyjne i Power to Heat już dzisiaj w modelowy sposób funkcjonowałyby w systemie ciepłowniczym. Wariant zakłada korzystanie przez jednostki kogeneracji z systemu wsparcia. Uzupełnieniem dla miksu wytwórczego jest kocioł biomasowy. Założono pracę magazynu ciepła.	Kotły gazowe	375
		Silniki gazowe	150/150 MW _e
		Kotły elektrodowe	150
		Kotły biomasowe	50
		Pompy ciepła	50
		Magazyn ciepła	19 000 m ³
Wariant 2B	Wariant 2 z wymuszoną pracą kotłów elektrodowych jako jednostek bilansujących KSE przy nadwyżkach energii z OZE.		
Wariant 2C	Wariant 2 bez mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji.		
Wariant 3	Układ po transformacji, pokazujący sytuację, w której kogeneracja nie otrzymuje wsparcia, a generacja obejmowałaby wyłącznie wytwarzanie ciepła. Sprawdzenie jaki wpływ na koszty zmienne wytwarzania ciepła mają przychody ze sprzedaży energii elektrycznej.	Kotły gazowe	375
		Kotły elektrodowe	200
		Kotły biomasowe	150
		Pompy ciepła	50
		Magazyn ciepła	19 000 m ³

Należy podkreślić, że do przedstawianej kalkulacji kosztów dla poszczególnych wariantów nie uwzględniano nakładów inwestycyjnych oraz kosztów stałych – wynagrodzeń pracowniczych, kosztów remontów, ubezpieczeń i podatków. Uwzględniono natomiast koszty zmienne (koszty paliw, koszty uprawnień do emisji CO₂, koszty opłat dystrybucyjnych)

oraz niektóre koszty stałe, mające wpływ na dobór technologii oraz analizę wyników (koszty opłat za moc zamówioną w gazie i w energii elektrycznej). Dodatkowo koszty wytworzenia są pomniejszane o przychody uzyskane z tytułu sprzedaży energii elektrycznej do sieci oraz wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji.



Reasumując – analiza ma na celu pokazanie, jak kształtuje się kolejność pracy aktywów przy założeniu produkcji ciepła po najniższym koszcie (głównie zmiennym) wytworzenia ciepła w danym roku, mając do dyspozycji wskazany stos technologiczny.

Kluczowe założenia:

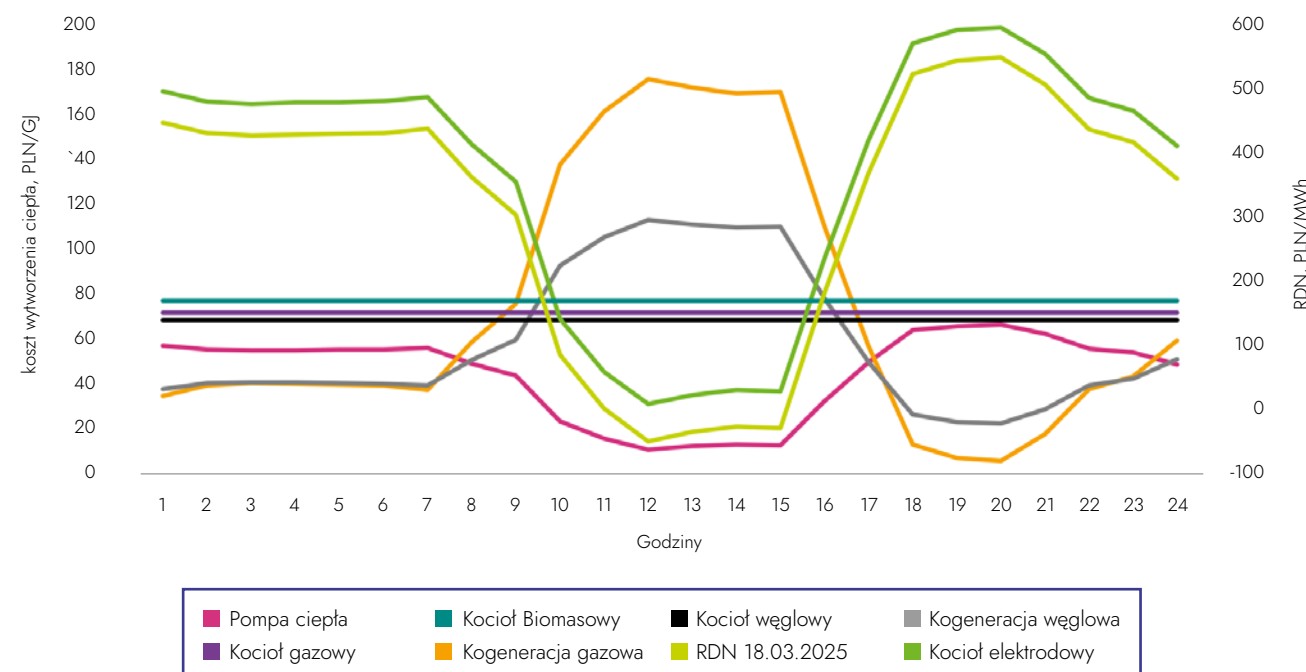
- ceny energii elektrycznej, ceny uprawnień do emisji CO₂, ceny gazu ziemnego, ceny węgla kamiennego oraz wolumeny produkcji energii elektrycznej – zgodnie z wartościami obserwowanymi w 2024 roku¹⁵,
- wsparcie wysokosprawnej kogeneracji równe 200 PLN/MWh,
- koszty związane z dystrybucją energii elektrycznej założono na poziomie 55 PLN/MWh,
- opłaty za moc zamówioną dla gazu i energii elektrycznej założono na poziomie uśrednionych wartości z taryf z 2024 roku.

Metodyka

Do obliczeń wykorzystano model optymalizujący pracę urządzeń elektrociepłowni w oparciu o godzinowe ceny energii elektrycznej. Sprowadzanie obliczeń do poziomu godzinowych cen jest istotne przy przedstawianiu zależności między sektorem ciepłowniczym i elektroenergetycznym oraz w kontekście wykorzystania kogeneracji, jak również elektrycznych źródeł ciepła, których praca jest zależna od cen energii elektrycznej na rynku. Wykorzystywanie średniorocznej ceny energii nie pozwala na uchwycenie momentów, kiedy użycie technologii Power to Heat jest bardziej opłacalne niż jednostek kogeneracyjnych, czy też kotłów gazowych.

Poniżej zaprezentowano, w jaki sposób kształtują się koszty zmienne produkcji ciepła w zależności od ceny energii elektrycznej dla przykładowego dnia 18.03.2025 roku.

Rys. 15. Koszty zmienne produkcji ciepła w oparciu o godzinowe ceny energii elektrycznej dla przykładowego dnia 18.03.2025 roku



15. Ceny energii elektrycznej oraz gazu ziemnego na podstawie danych RDN z Towarowej Giełdy Energii; ceny uprawnień do emisji CO₂ na podstawie danych Intercontinental Exchange; ceny węgla kamiennego na podstawie danych Agencji Rozwoju Przemysłu; wolumeny produkcji energii elektrycznej na podstawie danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych.

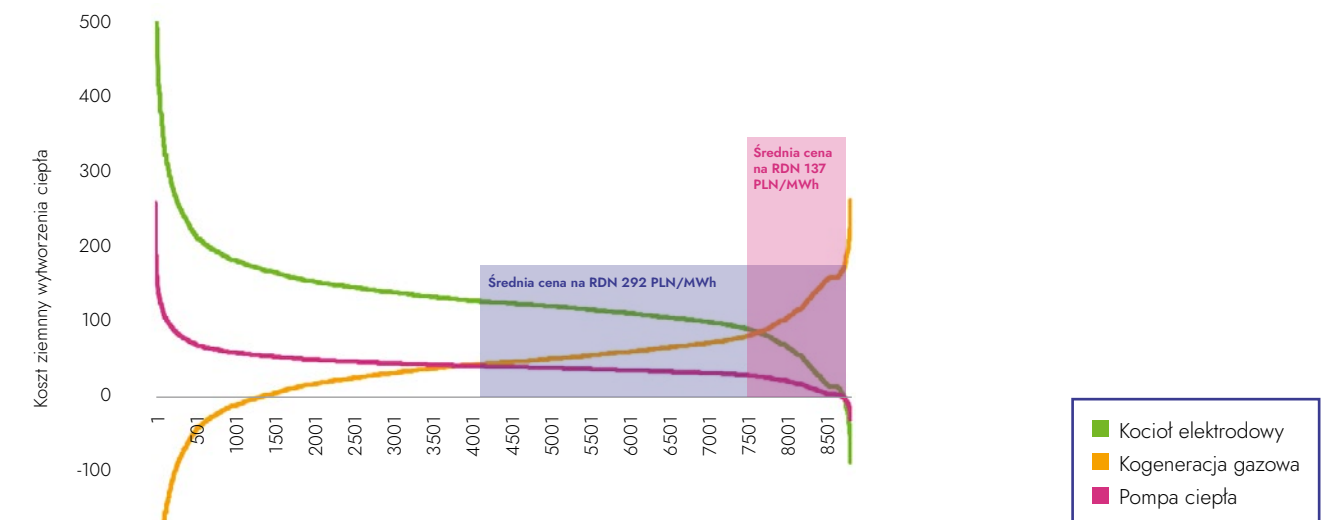
Zmienność cen godzinowych na rynku energii wpływa na dynamiczne zmiany w kolejności uruchamiania jednostek w stosie wytwórczym. W określonych godzinach (rys 15. godziny 1:00–7:00 oraz 18:00–24:00), przy odpowiednich warunkach cenowych, jednostki kogeneracyjne mogą generować energię po niższych kosztach, co umożliwia ich pracę w podstawie systemu. Z kolei kotły elektrodowe, ze względu na najwyższe koszty zmienne, przesuwane są do roli jednostek szczytowych. Odwrotna sytuacja występuje w momentach niskich lub ujemnych cen energii (rys 15. godziny 10:00–16:00) – wówczas to kotły elektrodowe oraz pompy ciepła mogą pełnić funkcję jednostek podstawowych, zastępując kogenerację. Na podstawie danych za cały 2024 rok, zakładanej stawki dystrybucyjnej 55 PLN/MWh i bez uwzględnienia wparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, liczba godzin, kiedy wy-

korzystanie kotłów elektrodowych oraz pomp ciepła było bardziej korzystane cenowo niż kogeneracja wynosiła:

- **dla kotłów elektrodowych** – 1100 godzin – przy średniej cenie energii elektrycznej na rynku hurtowym 137 PLN/MWh, a maksymalnej cenie energii elektrycznej dochodzącej do 256 PLN/MWh;
- **dla pomp ciepła** – 4200 godzin – przy cenie energii elektrycznej na rynku hurtowym 292 PLN/MWh, a maksymalnej cenie energii elektrycznej dochodzącej do 411 PLN/MWh.

Przedstawione w dalszej części wyniki dotyczą optymalizacji pracy całego układu, składającego się z większej liczby urządzeń. W związku z tym liczba godzin pracy i cena zakupu energii elektrycznej przez źródła Power to Heat będzie zależała też od pozostałych urządzeń.

Rys. 16. Porównanie kosztów wytworzenia ciepła dla źródeł kogeneracyjnych i Power to Heat



4.1. Przebiegi tygodniowe pracy urządzeń w poszczególnych wariantach

Całość przygotowanej analizy dotyczy pełnego roku 2024 jednak w niniejszej części, w celu najlepszego przedstawienia sposobu współpracy układu ciepłowniczego z KSE zostały uwzględnione również tygodnie pracy układów w okresie 24–30 marca 2025 roku. Jest to ciekawy przypadek prezentujący okres przejściowy w ciągu roku, w którym ze strony ciepłownictwa występuje jeszcze wysokie zapotrzebowanie na ciepło, a ze strony KSE pojawiają się wahania cenowe

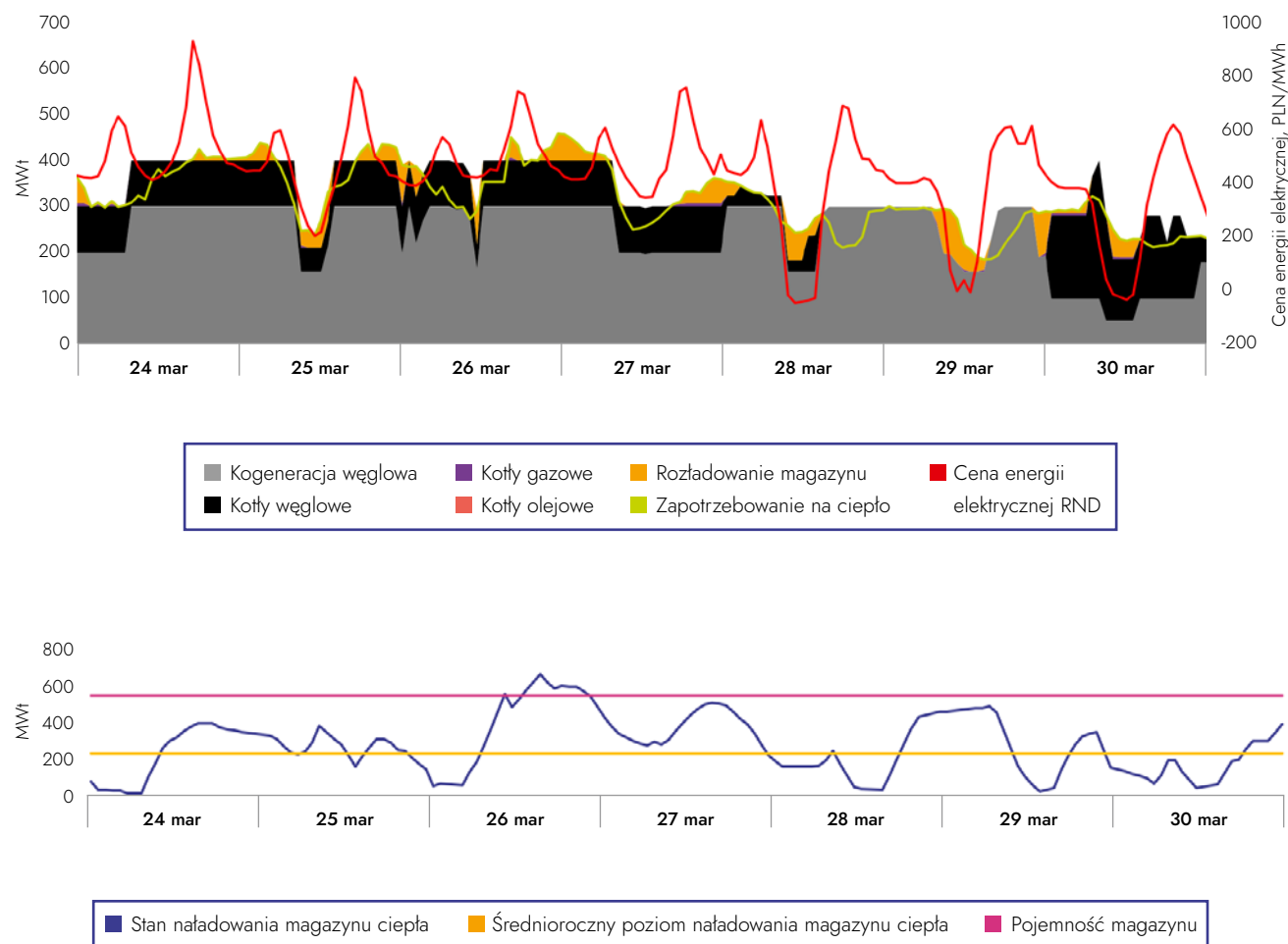
spowodowane większą, wiosenną, generacją z farm fotowoltaicznych oraz wiatrowych. W tym okresie w 2025 roku występowały już godziny z ujemnymi cenami energii w godzinach południowych i bardzo wysokimi cenami w godzinach wieczornych. Wyniki analizy godzinowej zostały opracowane dla całego okresu od stycznia 2024 do marca 2025 dla wskazanych wariantów technologicznych. Wyniki podsumowujące roczną pracę dotyczą tylko 2024 roku.



WARIANT 1 – UKŁAD KOGENERACJI WĘGLOWEJ, KOTŁÓW WĘGLOWYCH, GAZOWYCH ORAZ OLEJOWYCH I AKUMULATOR CIEPŁA

Poniżej przedstawiono wykres produkcji ciepła w układzie technologicznym opartym o kogenerację węglową, kotły węglowe, gazowe, olejowe oraz akumulator ciepła.

Rys. 17. Praca urządzeń w Wariancie 1 w okresie 24–30 marca 2025 roku



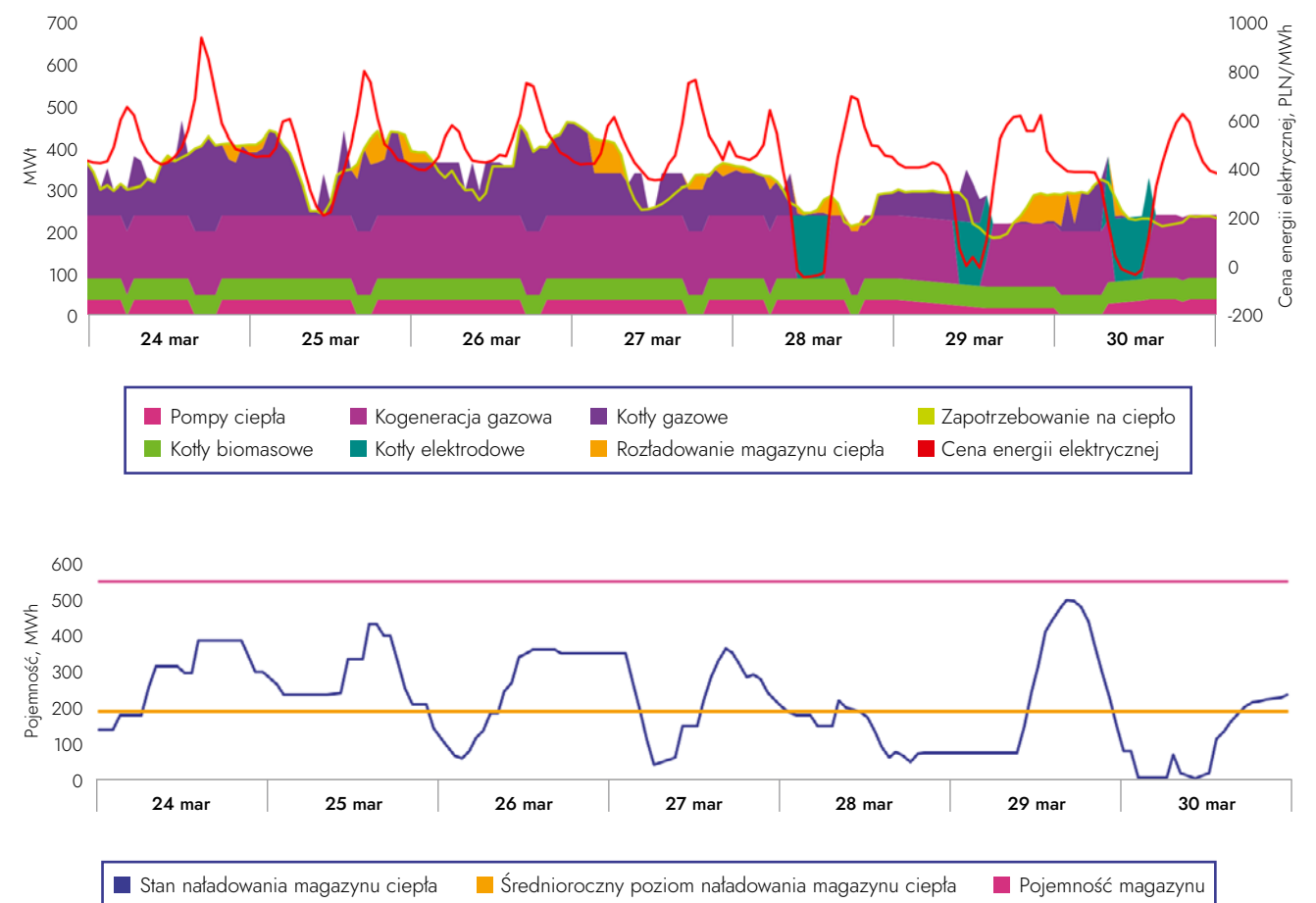
W podstawie systemu ciepłowniczego w tym wariancie wykorzystywana jest kogeneracja węglowa, która ma ograniczone możliwości elastycznej pracy. Przez większość godzin jednostkami pokrywającymi zapotrzebowanie na ciepło są bloki węglowe. Pracują one na potrzeby systemu ciepłowniczego lub ładują magazyn ciepła. W momentach niskich cen energii, przy mniej opłacalnej pracy tych jedno-

stek, są one redukowane, a w ich miejsce włączane są kotły węglowe lub magazyn ciepła. Jest to mało elastyczny układ, magazyn ciepła może wspierać pracę bloków węglowych, jednak mimo to, zmienny charakter pracy bloków węglowych w ciągu roku oznacza większą liczbę ich rozruchów, co przykładają się na wzrost awaryjności i spadek żywotności jednostek wytwórczych.

WARIANT 2 – UKŁAD KOGENERACJI GAZOWEJ, KOTŁÓW BIOMASOWYCH, GAZOWYCH, ELEKTRODOWYCH, POMPY CIEPŁA, AKUMULATOR CIEPŁA

Poniżej przedstawiono wykres produkcji ciepła w układzie technologicznym opartym o kogenerację gazową, pompy ciepła, kotły biomasowe, gazowe, elektrodowe oraz akumulator ciepła.

Rys. 18. Praca urządzeń w Wariancie 2 w okresie 24–30 marca 2025 roku



Wariant ten charakteryzuje się mocno zdywersyfikowanym układem jednostek wytwórczych. Podstawą pracy jest pompa ciepła, kocioł biomasowy oraz kogeneracja gazowa. Pompa ciepła jest wyłączana w momentach wysokich cen energii elektrycznej i w jej miejsce uruchamiane są jednostki szczytowe – w tym przypadku kotły gazowe lub magazyn ciepła. Przy modelowej, optymalnej z punktu ekonomii pracy układu, kotły elektrodowe będą uruchamiane tylko w przypadku bardzo niskich cen energii elektrycznej albo jako jednostki

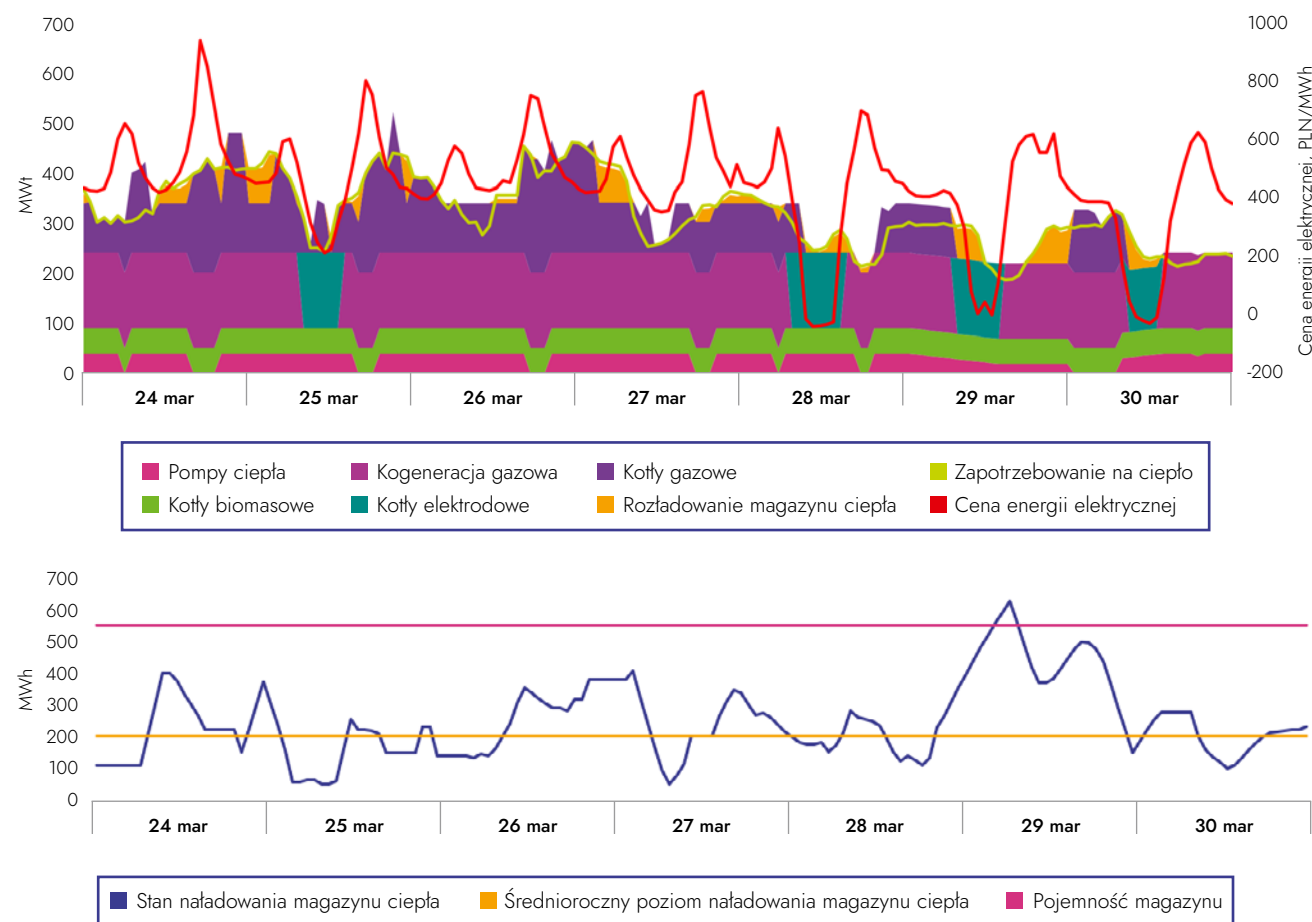
szczytowe, uzupełniające wymaganą moc przy najwyższym zapotrzebowaniu (głównie zimą). Kogeneracja gazowa również charakteryzuje się pracą w podstawie, przez dużą liczbę godzin w ciągu roku, ale jest redukowana w okresie niskich cen energii elektrycznej – produkcja ciepła jest wtedy uzupełniana kotłami elektrodowymi. Układ ten charakteryzuje się najlepszą elastycznością i współpracą z systemem elektroenergetycznym – produkcja energii elektrycznej oraz pobór energii elektrycznej w okresach niskich cen.



WARIANT 2B – IDENTYCZNY POD WZGLĘDEM DOBORU URZĄDZEŃ JAK WARIANT 2 Z WYMUSZONĄ PRACĄ KOTŁÓW ELEKTRODOWYCH PRZY NADWYŻKACH ENERGII Z OZE W KSE

Poniżej przedstawiono dodatkowy wykres, który w swojej strukturze źródeł jest analogiczny do Wariantu 2, sprawdzający jak zmienia się układ pracy źródeł i poziom cen ciepła, przy założeniu wymuszenia pracy kotła elektrodowego w momencie wysokiej generacji OZE (ponad 40%) i pojawiających się nadwyżkach energii odnawialnej.

Rys. 19. Praca urzędzeń w Wariancie 2B w okresie 24–30 marca 2025 roku



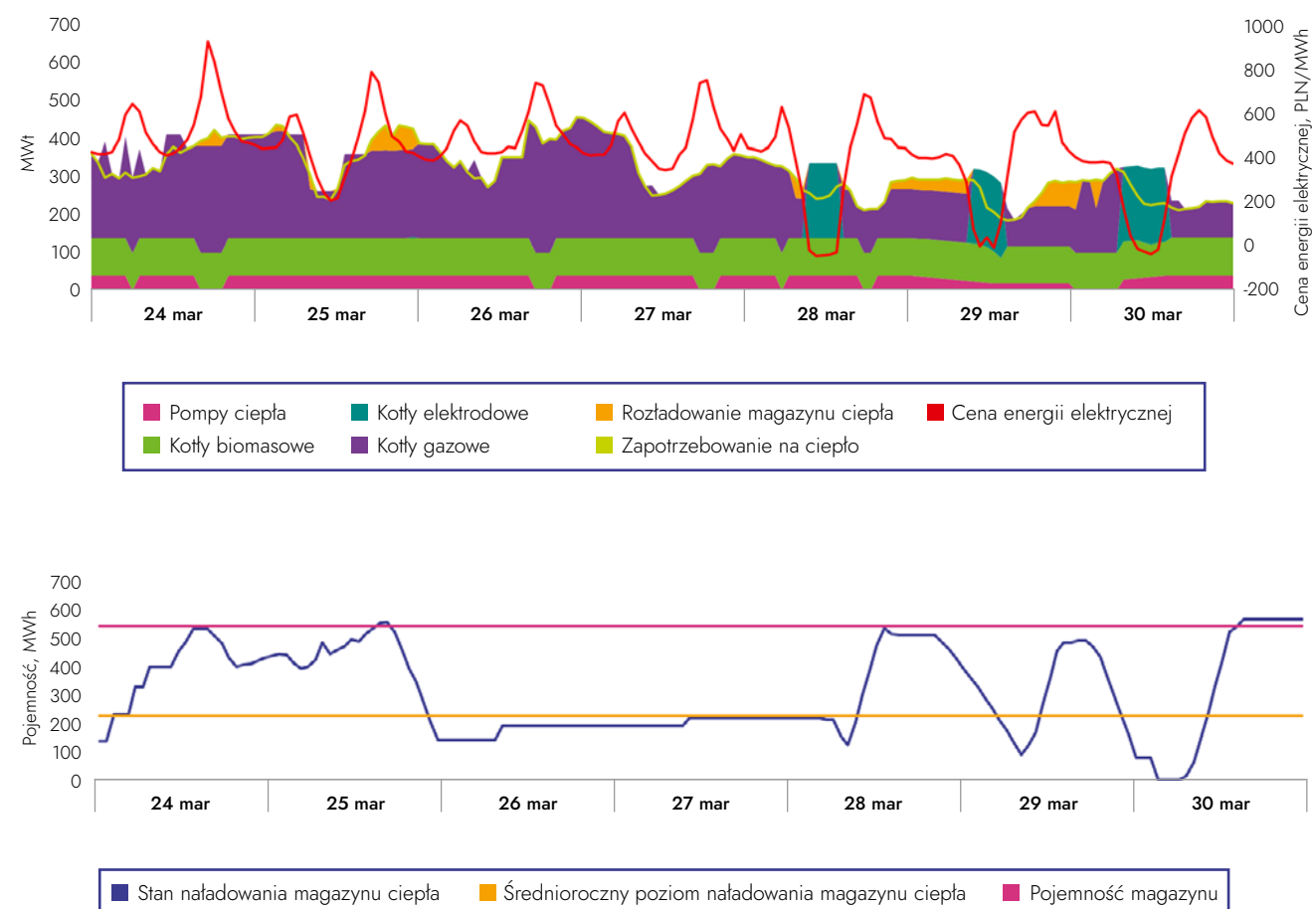
W przypadku hipotetycznej pracy kotłów elektrodowych jako jednostki bilansujące i reagujące na zwiększone udziały OZE w sieci (w celu zwiększania udziału OZE w produkcji ciepła na potrzeby definicji efektywnego systemu ciepłowniczego) byłaby konieczna praca tych urządzeń nawet w momentach wyższych cen energii elektrycznej i przez większą liczbę godzin w ciągu roku. W tym wariancie w momentach zwiększonego udziału energii z OZE, przekraczającego 40%, średnia cena zakupu tej energii na potrzeby pracy kotła elektrodowego wynosiła 273 PLN/MWh, natomiast na potrzeby pompy ciepła 430 PLN/MWh. W momentach większych udziałów OZE w KSE, po stronie ciepłownictwa

redukowane są jednostki kogeneracyjne, a w ich miejsce włączane są technologie Power to Heat. Przy opisanym założeniu efektem pracy tych źródeł jest wyższy koszt produkcji ciepła, ale jednocześnie większy udział energii elektrycznej z OZE w produkcji ciepła. Żeby układ taki mógł funkcjonować w rzeczywistości potrzebne będzie dodatkowe wsparcie operacyjne dla jednostek Power to Heat, które pozwoli na obniżenie cen ciepła dla odbiorcy końcowego. Magazyn ciepła jest ładowany przez kogenerację gazową, ale też kotły elektrodowe, co pozwala na maksymalne wykorzystanie dostępności niskich cen.

WARIANT 3 – UKŁAD BEZ KOGENERACJI GAZOWEJ. KOTŁY GAZOWE, BIOMASOWE, POMPY CIEPŁA ORAZ KOTŁY ELEKTRODOWE

Poniżej przedstawiono wykres produkcji ciepła w układzie technologicznym opartym o kotły biomasowe, gazowe, pompy ciepła oraz kotły elektrodowe z akumulatorem ciepła.

Rys. 20. Praca urządzeń w Wariancie 3 w okresie 24–30 marca 2025 roku



Wariant ten charakteryzuje się zdywersyfikowanym układem jednostek wytwórczych, jednak nie zawiera układów kogeneracyjnych. Podstawą pracy jest pompa ciepła oraz kocioł biomasowy. Pompa ciepła pracuje w podstawie, ale jej praca jest redukowana w sytuacji wysokich cen energii elektrycznej. Kocioł biomasowy ze względu na stałe, stosunkowo niskie, koszty w ciągu roku pracuje bez większych zmian. Kotły gazowe oraz elektrodowe uzupełniają szczytowe zapotrzebowanie na ciepło, przy czym kotły elektrodowe są uruchamiane w okresach niskich cen energii

elektrycznej. W takiej konfiguracji urządzeń magazyn ciepła jest wykorzystywany w mniejszym stopniu. W momencie braku jednostek kogeneracyjnych, jedynym momentem do ładowania akumulatora jest praca kotłów elektrodoowych. Przy takim założeniu, częściej występują momenty, kiedy stan naładowania magazynu się nie zmienia. Układ ten charakteryzuje się umiarkowanym poziomem współpracy z KSE – tylko w zakresie poboru energii w okresach niskich cen energii elektrycznej (brak produkcji energii elektrycznej).

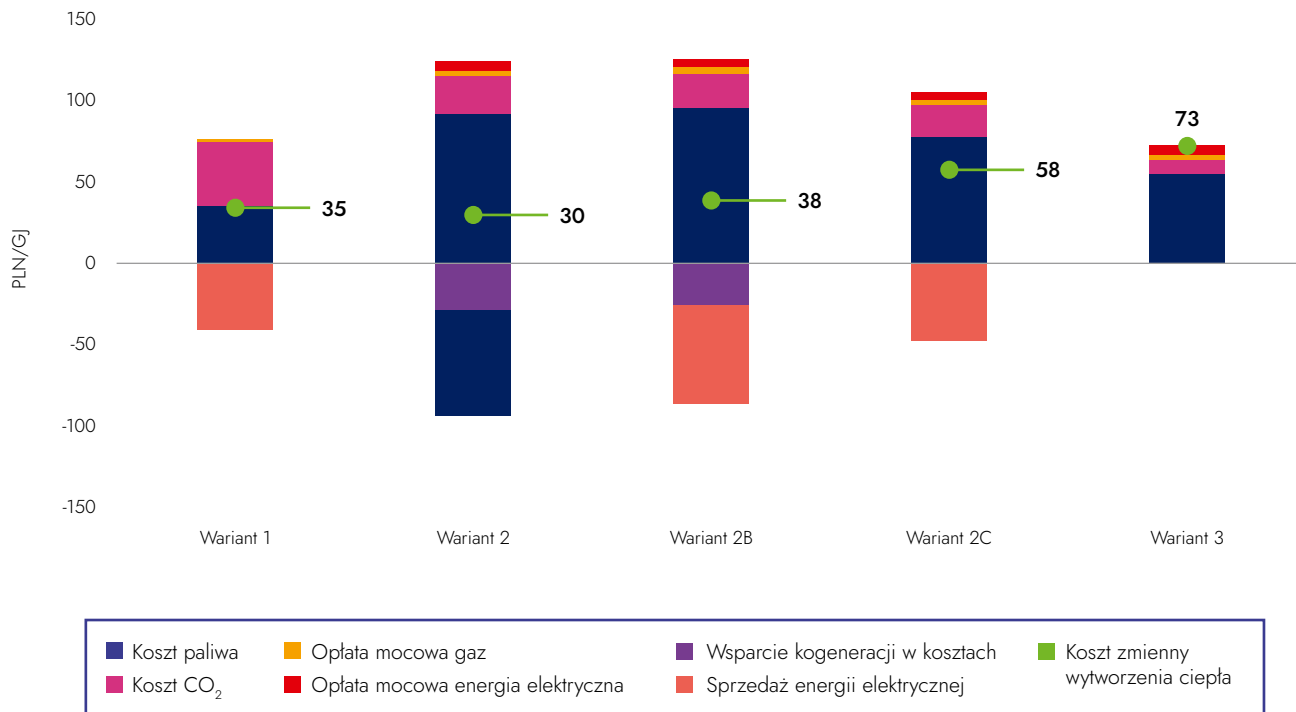


4.2. Porównanie wyników rocznych

a. Koszt zmienny wytworzenia ciepła

Wnioski płynące z analizy kosztów zmiennych:

Rys. 21. Porównanie kosztów zmiennych wytworzenia ciepła w analizowanych wariantach



- Wariant 2 wykorzystujący Power to Heat oraz źródła kogeneracyjne, dzięki produkcji energii elektrycznej charakteryzuje się najniższymi kosztami zmiennymi wytworzenia ciepła (30 PLN/GJ). Istotny jest jednak wpływ mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji – w Wariacie 2B bez dodatkowego przychodu koszty wytworzenia ciepła są wyższe o 93%.
- W wariacie alternatywnym do Wariantu 2 (Wariant 2B) z wymuszoną pracą kotła elektrodowego koszty zmienne wytworzenia ciepła wzrastają o 26%. Jednocześnie średnia cena zakupu energii elektrycznej na potrzeby pracy kotłów elektrodowych wzrasta do około 273 PLN/MWh w porównaniu do Wariantu 2, w którym

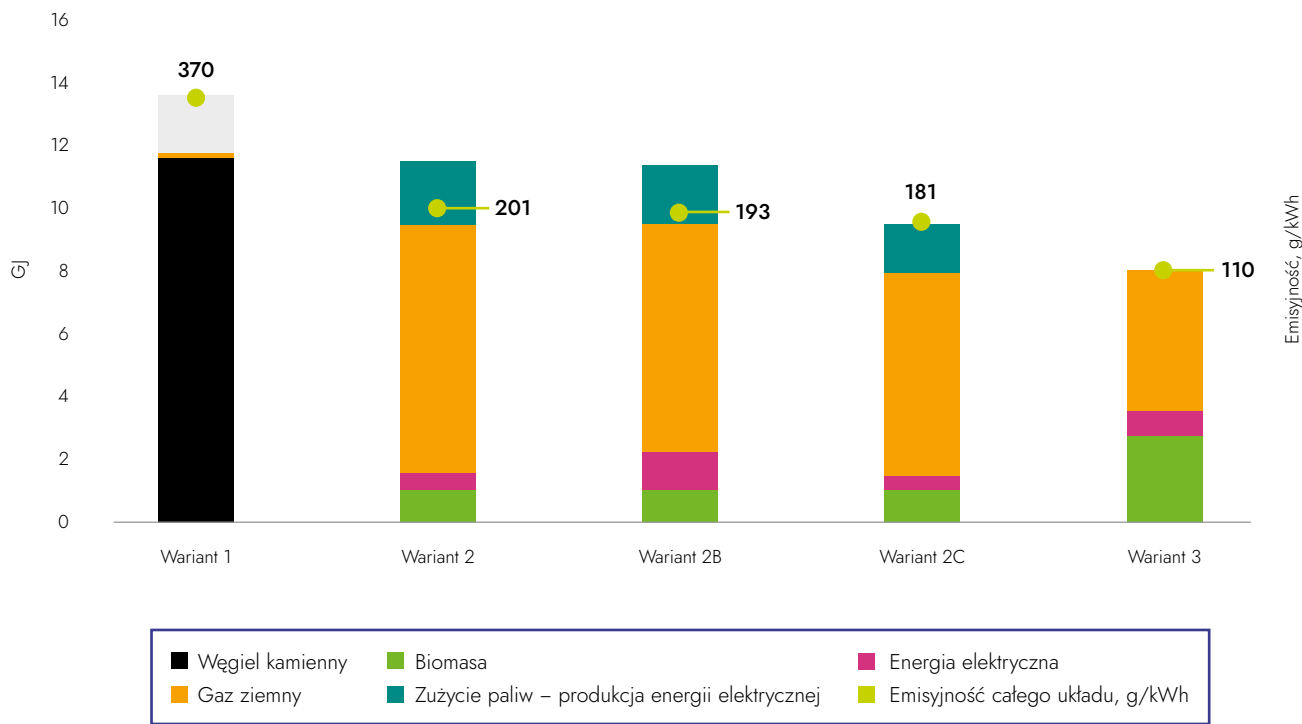
średnia cena oscyluje ok. 137 PLN/MWh. Wyższa cena zakupu energii wynika z pracy przez większą liczbę godzin, niekoniecznie z najniższą ceną, ale z wysokimi udziałami OZE. Żeby układ taki mógł funkcjonować w rzeczywistości potrzebne będzie dodatkowe wsparcie operacyjne dla jednostek Power to Heat, który pozwoli na obniżenie cen ciepła dla odbiorcy końcowego. W Wariacie 3 bez jednostek kogeneracyjnych koszt wytworzenia ciepła jest najwyższy. Brak przychodów z energii elektrycznej i wsparcia z kogeneracji powoduje, że jednostkowy koszt wytworzenia ciepła wzrasta o 143% w porównaniu do Wariantu 2.

Tabela 10. Porównanie ceny zakupu energii elektrycznej dla jednostek Power to Heat w Wariacie 2 i 2B

Cena zakupu energii elektrycznej	Wariant 2	Wariant 2B
Kocioł elektrodowy	137 PLN/MWh	273 PLN/MWh
Pompa ciepła	430 PLN/MWh	430 PLN/MWh

b. Zużycie paliw i emisyjność układu

Rys. 22. Porównanie zużycia paliw, energii elektrycznej oraz emisyjności CO₂ w analizowanych wariantach



- Wariant 1, oparty o źródła węglowe wykazuje najwyższe wartości emisyjności CO₂ na jednostkę wytworzonej energii.
- Zastąpienie węgla jednostkami gazowymi, biomasowymi i elektrycznymi (pozostałe warianty) znacząco obniża emisyjność. Najniższa emisyjność cechuje Wariant 3, jednak przy braku produkcji energii elektrycznej wariant ten jednocześnie ma najwyższe koszty produkcji ciepła.
- Zwiększenie wykorzystania kotłów elektrodowych w Wariacie 2B obniża emisyjność, ponieważ kotły

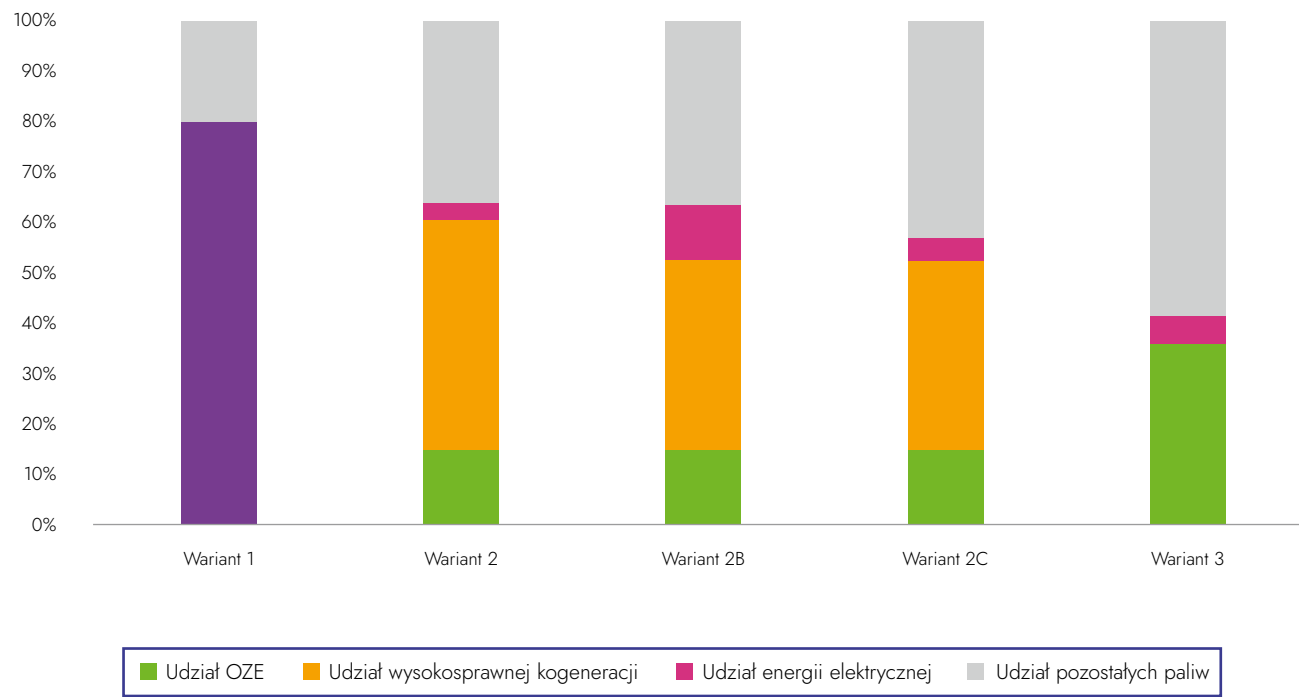
elektrodowe w momentach pracy wykorzystują energię elektryczną o wysokim udziale OZE, jednak podwyższa koszty wytworzenia ciepła.

- Biomasa w każdym wariacie ma zauważalny udział w produkcji ciepła. W Wariacie 3, gdzie analizowana jest większa moc zainstalowana kotłów biomasowych, jest najniższa emisyjność układu. Dostępność urządzeń biomasowych, nawet nie będących podstawą systemu, obniża emisyjność i pomaga osiągnąć kamienie milowe dla definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.



c. Spełnienie kryteriów dla efektywnego systemu ciepłowniczego – udziały OZE i energii elektrycznej

Rys. 23. Porównanie wolumenowych udziałów źródeł ciepła wymaganych do spełnienia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego



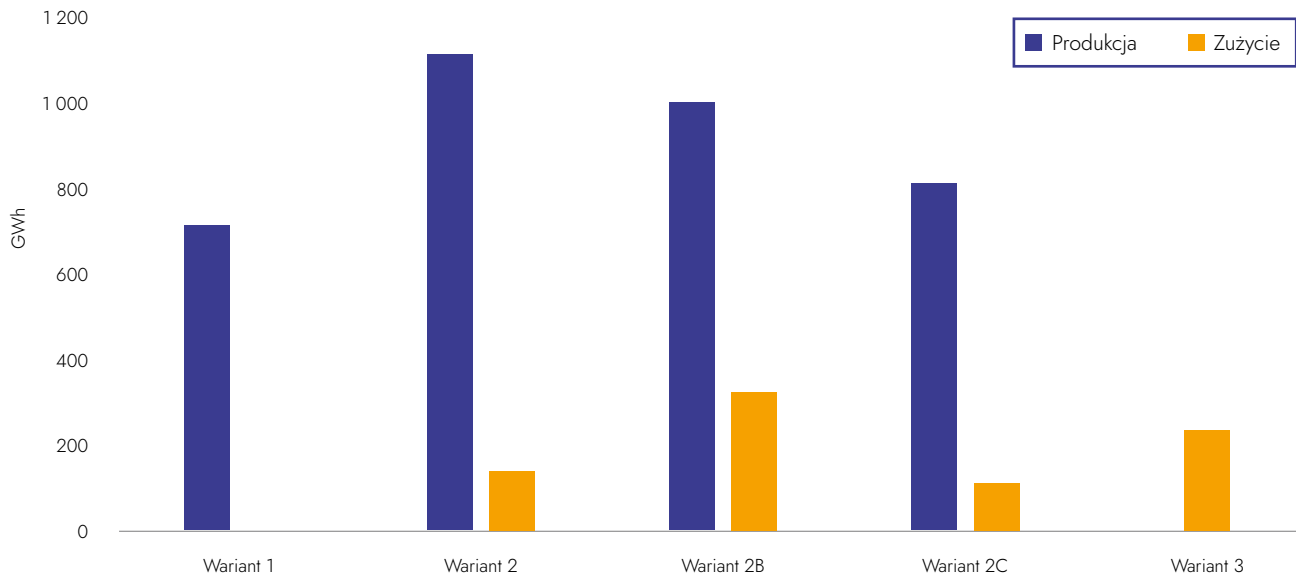
- Optymalnym wariantem pod względem możliwości osiągnięcia przez system ciepłowniczy statusu efektywnego jest Wariant 2, który łączy w sobie zalety wysokosprawnej kogeneracji, OZE i Power To Heat. Wariant 2B pozwala na większy udział energii elektrycznej, jednak obniżenie kosztów wytwarzania będzie wymagało wsparcia dla Power to Heat.
- Energia elektryczna pobierana z sieci przez urządzenia Power to Heat w godzinach, w których jest wysoki udział OZE może (przy uznaniu ciepła z energii elektrycznej jako OZE) skutecznie pomóc w osiągnięciu wymagań dla systemu efektywnego. Kocioł elektrodowy produkuje ciepło ze sprawnością bliską 100%, więc udział OZE w produkcji ciepła byłby podobnie wysoki. Jest to widoczne w Wariancie 2B, gdzie energia elek-

tryczna odpowiada za ponad 10% produkcji ciepła.

- Wykorzystanie urządzeń biomasowych, nawet nie będących podstawą systemu, pomaga osiągnąć status systemu efektywnego w każdym z analizowanych wariantów (oprócz węglowego) biomasa odpowiadała za 9% OZE.
- W Wariancie 1 produkcja z kogeneracji węglowej pozwala spełniać wymagania efektywnego systemu ciepłowniczego do końca 2027 roku. Taki system ciepłowniczy może jednak skorzystać z derogacji od spełnienia wymogów emisyjnych dla kogeneracji do roku 2034 pod warunkiem przedstawienia planu obniżenia emisyjności. To jednak wiąże się z zastąpieniem węglowej kogeneracji innym źródłem lub kogeneracją gazową.

d. Produkcja i zużycie energii elektrycznej

Rys. 24. Porównanie produkcji i zużycia energii elektrycznej w analizowanych wariantach



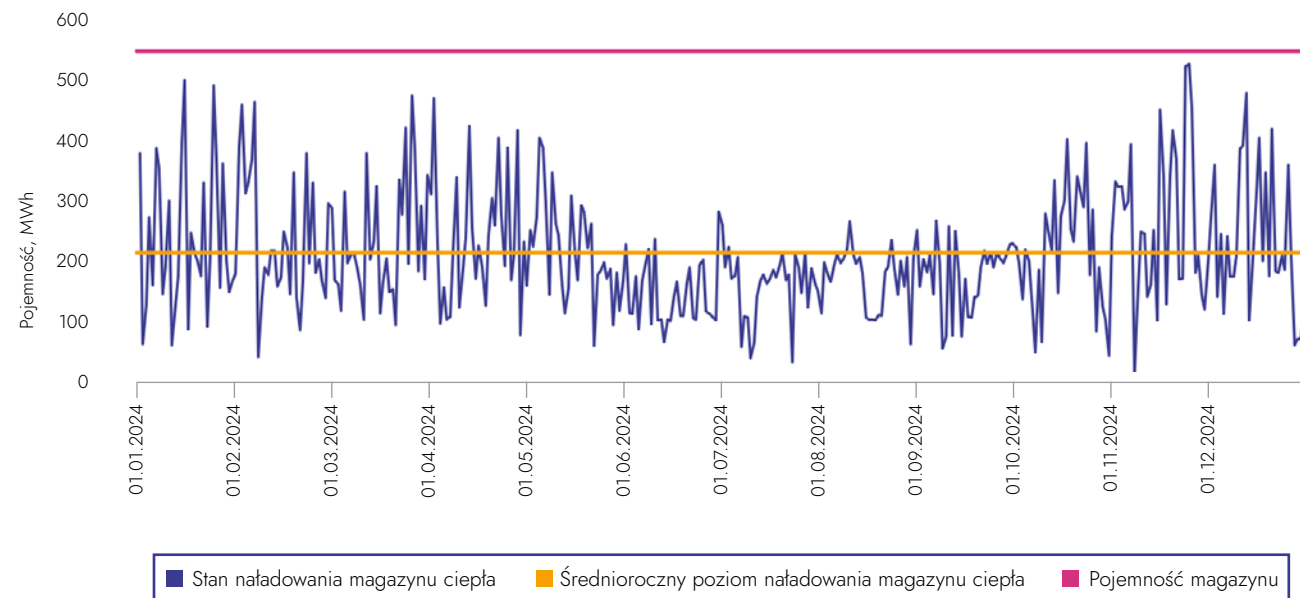
- Wariant 1 obrazujący stan istniejący, składający się z bloków węglowych, w ciągu roku produkuje około 700 GWh energii elektrycznej, która oddawana jest do KSE. W zależności od przyjętego modelu biznesowego transformacji, dekarbonizacja ciepłownictwa może wiązać się ze zmniejszoną produkcją energii elektrycznej. Zdaniem PTEC istotny będzie odpowiedni dobór urządzeń, który umożliwi osiągnięcie kompromisu między pobieraniem a oddawaniem energii elektrycznej do sieci.
- Wariantem najlepiej dostosowanym do współpracy z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym jest Wariant 2, zakładający produkcję energii z jednostek kogeneracji w momentach wysokiego zapotrzebowania – wysokich cen energii elektrycznej – i pobieranie energii elektrycznej w momentach nadwyżek generacji OZE w KSE przez technologię Power to Heat.
- Wariant 2 wykazuje się większą produkcją energii elektrycznej niż Wariant 1.
- Wariant 3 osiągnął najniższe emisje, wysokie udziały OZE, jednak nie produkuje energii elektrycznej.





e. Wariant 2 – praca magazynu ciepła

Rys. 25. Roczny przebieg pracy magazynu ciepła w Wariantcie 2



- W każdym analizowanym wariantcie występował magazyn ciepła, który ładowany i rozładowywany był w cyklu dobowym. Poprawiało to pracę urządzeń wytwórczych, które są mniej elastyczne. Dodatkowo umożliwiało pracę źródeł w okresach, kiedy zapotrzebowanie na ciepło było poniżej mocy minimalnej, bo nadwyżka ciepła mogła być przesyłana do magazynu.
- Magazyn oddaje ciepło w momentach wysokiego

zapotrzebowania na ciepło. Kolejny okres pracy to moment niskich cen energii elektrycznej, kiedy nie jest opłacalne pracować jednostkami kogeneracyjnymi. Magazyn w takich okresach może pracować zastępując jednostki emisyjne.

- W każdym wariantcie magazyn ciepła odpowiadał za około 7% ciepła oddawanego do sieci ciepłowniczej.

4.3. Podsumowanie i wnioski z analizy

Przeprowadzona analiza miała na celu ilościowe i jakościowe zobrazowanie współpracy systemu ciepłowniczego opartego o miks urządzeń kogeneracyjnych i Power to Heat z systemem elektroenergetycznym. Analizowane układy były modelami hipotetycznymi, odzwierciedlającymi konfigurację urządzeń, które w systemie ciepłowniczym mogą pojawić się na większą skalę dopiero za kilka lat, ale których praca mogłaby być opłacalna i korzystna dla ciepłownictwa i KSE już teraz. Sprawdzone, jak takie układy mogłyby pracować w obecnych warunkach rynków energii, przy zmieniających się dynamicznie cenach energii elektrycznej i dużych udziałach generacji z OZE w KSE. Obliczenia przeprowadzono w ujęciu godzinowym, co pozwoliło najlepiej uchwycić pracę urządzeń Power to Heat i jednostek kogeneracji.

Analiza wykazała, że zastosowanie technologii Power to Heat w połączeniu z gazowymi jednostkami kogeneracyjnymi już dziś mogłoby pomóc spełnić wymagania, które są stawiane przed systemami ciepłowniczymi w przyszłości. Chodzi przede wszystkim o dekarbonizację sektora i osiągnięcie statusu systemu efektywnego w zgodzie z założeniami regulacji unijnych. Tak zaprojektowany sektor ciepłownictwa systemowego może z powodzeniem osiągnąć efekt synergii z sektorem elektroenergetycznym, znajdując rozwiązania na wyzwania związane z transformacją energetyczną, takie jak bilansowanie pracy KSE, zarządzanie nadwyżkami energii elektrycznej oraz bezpieczeństwem pracy krajowej sieci elektroenergetycznej.

Wnioski:

- Najlepszą elastycznością pracy i współpracą z systemem elektroenergetycznym charakteryzuje się układ hybrydowy obejmujący urządzenia kogeneracyjne i Power to Heat. Hybrydowy układ sprzyja optymalizacji kosztów zmiennych produkcji ciepła i zwiększeniu udziału energii odnawialnej w systemie ciepłowniczym

oraz ograniczeniu redukcji generacji OZE w KSE poprzez odbieranie jej nadwyżek i produkcję ciepła odnawialnego.

- Kogeneracja gazowa, poprzez optymalną produkcję energii elektrycznej w momentach najwyższego zapotrzebowania w KSE, pozwala na produkcję ciepła po najniższych kosztach. Układy wyposażone w jednostki kogeneracyjne zapewniają dużą produkcję energii elektrycznej, co jest korzystne dla KSE. Dekarbonizacja ciepłownictwa będzie wiązać się z wyłączeniem bloków węglowych i mniejszą generacją energii elektrycznej, więc istotny będzie odpowiedni dobór urządzeń, który zapewni kompromis między pobieraniem a oddawaniem energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej. Najlepsze połączenie między poborem energii elektrycznej, a jej produkcją charakteryzuje się wariant z kogeneracją i wyposażony w urządzenia Power to Heat.
- Elektryfikacja może w znaczący sposób wspierać ciepłownictwo i obniżać koszty wytworzenia ciepła, jednak konieczna jest odpowiednia optymalizacja wykorzystania tego typu jednostek. Według analiz PTEC, w przypadku elektryfikacji znacznej części wytwarzania ciepła poprzez zabudowę kotłów elektrodowych w podstawie, zwiększenie zapotrzebowania w ciągu roku o 500 MW (w każdej godzinie 2024 roku) podniosłoby średnioroczną cenę energii elektrycznej w 2024 roku o 5%; a wzrost o 1000 MW oznaczałby cenę wyższą o 10%.
- Najniższą emisyjnością i najniższym zużyciem paliw charakteryzował się układ bez kogeneracji gazowej, niemniej w najmniejszym stopniu spełniał on wymagania efektywnego systemu ciepłowniczego oraz charakteryzował się najwyższymi kosztami wytworzenia ciepła. Niezależnie od przyjętych wariantów, ważną rolę w systemie pełni biomasa, która ze względu na niskie koszty zmienne jest w stanie pracować przez znaczny okres w ciągu roku i pomaga w osiąganiu celów efektywnego systemu ciepłowniczego.



Orlen Termika S.A.

16. Więcej informacji nt. poszczególnych technologii i ograniczeń w ich stosowaniu można odnaleźć w raportach PTEC z 2024 r.: „Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce” i „Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych”.



- Energia elektryczna pobierana z sieci przez technologie Power to Heat w godzinach, w których jest wysoki udział generacji OZE może (przy uznaniu ciepła z energii elektrycznej jako OZE) skutecznie pomóc w osiągnięciu wymagań systemu efektywnego. Dekarbonizacja ciepłownictwa przez zwiększoną elektryfikację będzie wymagała systemów wsparcia operacyjnego, które pozwoli pokryć część kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej przez te jednostki. W innym przypadku ceny ciepła mogą stać się barierą dla wykorzystania tej technologii w odpowiedniej skali.
- Elementem, który podwyższa koszty wytwarzania ciepła w układach z elektrycznymi źródłami, są koszty stałe związane z opłatą za moc zamówioną. Koszty te dla energii elektrycznej są – w odniesieniu do mocy ciepłej urządzeń typu Power to Heat – niewspółmiernie wyższe od podobnych opłaty dla np. gazu ziemnego. Jest to szczególnie odczuwalne w przypadku urządzeń które produkują relatywnie niewielki wolumen ciepła w ciągu roku. Przykładem są tutaj kotły elektrodowe, które mogą być jednostkami o mocy kilkadziesiąt MW i które obecnie z optymalną ekonomiczną pracą oraz bilansując KSE produkują ciepło przez ok. 15% godzin w roku. Konieczne jest opracowanie systemu, który pozwoliłby nagradzać te jednostki za bilansowanie KSE lub zwiększanie udziału OZE w systemie ciepłowniczym poprzez obniżanie kosztów stałych. Interesującą propozycją są również wszelkie mechanizmy pozwalające

na przekroczenie mocy zamówionej we wskazywanych przez operatorów KSE godzinach doby, bez konieczności ponoszenia dodatkowych opłat związanych z mocą przyłączeniową.

- Magazyn ciepła jest urządzeniem, które w każdym wariancie zwiększa elastyczność pracy układu i zmniejsza zużycie paliw. Poprawia dobową pracę urządzeń ciepłowniczych, wspierając ich elastyczność, a także ograniczając wyłączenia jednostek i tym samym zmniejszając liczbę ponownych rozruchów.
- Ważne przy integracji źródeł OZE z ciepłownictwem a ciepłownictwa z KSE są też sieci ciepłownicze. Pompy ciepła czy magazyny ciepła mogą wykorzystywać energię elektryczną z sieci, ale technologie te mogą nie być w stanie zapewnić wysokich parametrów sieci ciepłowniczej. Mogą to zrobić kotły elektrodowe, jednak żeby w pełni móc korzystać z dostępnych technologii Power to Heat, istotne jest inwestowanie w sieci niskotemperaturowe oraz infrastrukturę odbiorczą w budynkach.
- Konieczna jest współpraca pomiędzy branżą ciepłowniczą a KSE, tak aby instalacje ciepłownicze pobierające i wytwarzające energię elektryczną były sytuowane z lokalizacjach optymalnych z punktu widzenia obydwu systemów (ciepłowniczego oraz elektroenergetycznego), jak również mogły pracować w okresach pozwalających na uzyskanie jak najlepszych korzyści z punktu widzenia KSE oraz odbiorców ciepła systemowego.

5.Rekomendacje – proponowane zmiany regulacyjne

Celem niniejszego rozdziału jest przekrojowe zaprezentowanie zmian regulacyjnych, jakie powinny zostać wprowadzone, aby wzmocnić współpracę sektora ciepłownictwa systemowego i sektora elektroenergetycznego. Dla zapewnienia przejrzystości naszego stanowiska, postulaty po-

dzieliśmy na obszary tematyczne obejmujące zagadnienia regulacyjne przyporządkowane do poszczególnych segmentów. Każdy z poniższych modułów zawiera propozycje zmian regulacyjnych niezbędnych do stworzenia otoczenia regulacyjnego umożliwiającego rozwój sector coupling.

1. PROCEDURY ADMINISTRACYJNE – DEREGULACJA PROCESU INWESTYCYJNEGO

Przedstawione w tabeli zmiany stanowią niezbędne do wprowadzenia rozwiązania, mające na celu wspieranie idei sector coupling poprzez impuls do rozwoju technologii pomp ciepła oraz kotłów elektrodowych.

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
Zwolnienie z obowiązku uzyskania pozwolenia na budowę oraz zgłoszenia, wykonywania robót budowlanych polegających na instalowaniu m.in. pomp ciepła, niezależnie od ich mocy zainstalowanej	Postulowane rozwiązanie w postaci zwolnienia z obowiązku uzyskania pozwolenia na budowę oraz dokonania zgłoszenia robót budowlanych polegających na instalowaniu m.in. pomp ciepła, niezależnie od ich mocy zainstalowanej wspierać będzie dekarbonizację ciepłownictwa w oparciu o technologie pomp ciepła.	ustawa – Prawo budowlane
Ograniczenie ilości dopuszczalnych wezwań do usunięcia braków wniosku o wydanie pozwolenia na budowę	Wprowadzenie możliwości jednokrotnego wezwania wnioskodawcy do uzupełnienia braków wniosku o pozwolenia na budowę będzie wiązało się z koniecznością wskazania przez organ administracji architektoniczno-budowlanej wszystkich zauważonych uchybień i jednokrotnego wezwania wnioskodawcy do ich usunięcia. Przedstawione rozwiązanie może znacząco wpłynąć na skrócenie postępowań administracyjnych w sprawach o wydanie pozwolenia na budowę.	ustawa – Prawo budowlane
Termin do wydania pozwolenia na budowę na realizacji inwestycji w oze, obejmującej pompy ciepła i kotły elektrodowe, oraz mechanizm sankcyjny wobec organu administracji architektoniczno-budowlanej w przypadku niewydania pozwolenia na budowę w terminie	Celem zmiany jest zobowiązanie organu administracji architektoniczno-budowlanej do wydania pozwolenia na budowę w zakresie inwestycji polegających na wykonaniu lub odbudowie instalacji oze, obejmujących pompy ciepła i kotły elektrodowe, w terminie 90 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie pozwolenia. Zaproponowane rozwiązanie istotnie wpłynie na skrócenie okresu trwania postępowania administracyjnego w tego rodzaju sprawach. Jednocześnie, w przypadku przekroczenia ustawowego terminu do wydania pozwolenia, możliwe stałoby się wymierzenie organowi właściwemu do wydania pozwolenia kary za każdy dzień zwłoki.	ustawa – Prawo budowlane



Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
Usprawnienie i przyspieszenie postępowania koncesyjnego na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w instalacjach OZE, magazynowania energii elektrycznej i wytwarzania ciepła przy użyciu pomp ciepła i kotłów elektrodowych	30–dniowy termin na rozpatrzenie wniosku o udzielenie lub zmianę koncesji dotyczyłby następujących rodzajów działalności: ■ wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w instalacjach odnawialnych źródeł energii, ■ magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW, ■ wytwarzania ciepła w pompie ciepła lub kotle elektrodowym o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 20 MW. Powyższy termin byłby liczony od dnia otrzymania przez Prezesa URE wniosku o udzielenie lub zmianę koncesji.	ustawa – Prawo energetyczne
Zmiany w zakresie opłaty zmiennej dla pomp ciepła – uzależnienie tej opłaty od ilości energii pobranej (nie wykorzystanej)	Uzależnienie opłaty zmiennej od ilości energii pobranej (w obecnie obowiązujących przepisach – od wykorzystanej) przez instalacje z wykorzystaniem wody, która została pobrana, wykorzystana, a następnie odprowadzona do wód lub tej samej warstwy wodonośnej w tej samej ilości i niepogorszonej jakości, z wyjątkiem zmiany jej temperatury, oraz za pobraną bezzwrotnie wodę technologiczną nieprzeznaczoną wprost do celów ogrzewania lub chłodzenia.	ustawa – Prawo wodne
Zmiana opłat za usługi wodne dla pomp ciepła	Wprowadzanie do wód powierzchniowych wody zużytej w pompach ciepła nie powinno podlegać opłacie zmiennej uzależnionej od temperatury tych wód – przekroczenie temp. 26°C zrzucanych ścieków – w przypadkach, gdy temperatura pobieranej wody jest na tyle wysoka, że mimo przeprowadzenia jej przez pompę ciepła nie uda jej się schłodzić poniżej 26°C.	ustawa – Prawo wodne
Ułatwienie procesu inwestycyjnego w zakresie budowy lub przebudowy sieci ciepłowniczych	Uproszczenia procedury przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie budowy, przebudowy lub modernizacji sieci ciepłowniczych (w szczególności w zakresie ułatwień w uzyskiwaniu zgód na wejście w teren).	przyjęcie dedykowanej ustawy lub nowelizacja obowiązujących przepisów różnych aktów prawnych

2. WSPÓŁPRACA SEKTORA CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO Z KRAJOWYM SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM

Sektor ciepłownictwa systemowego może pełnić ważną rolę w stabilizacji pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez produkcję ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji. Podkreślenia wymaga również zdolność sektora ciepłownictwa do wykorzystania nadwyżek produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jej konwersji na ciepło z OZE i magazynowania. Aby ta transformacja mogła się wydarzyć, konieczne jest wprowadzenie zmian regulacyjnych opisanych w tabeli poniżej.

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
Kwalifikowanie całego strumienia ciepła wytworzonego w pompach ciepła jako ciepło z OZE celem spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego	Uwzględnienie w kwalifikacji danego systemu ciepłowniczego jako efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego ciepła wytworzonego w pompach ciepła. Zmiana wspiera dekarbonizację ciepłownictwa w oparciu o technologie pomp ciepła. Taka kalkulacja ilości ciepła z pomp ciepła jest zgodna z Zaleceniami Komisji (UE) 2024/2395 z dnia 2 września 2024 r. ustanawiającymi wytyczne dotyczące interpretacji art. 26 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 w odniesieniu do zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą.	ustawa – Prawo energetyczne
Kwalifikowanie ciepła wytworzonego w kotłach elektrodowych jako ciepła z OZE na potrzeby spełnienia kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego	Uwzględnienie w kwalifikacji danego systemu ciepłowniczego jako efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego ciepła wytworzonego w kotłach elektrodowych. Działanie będzie służyć dekarbonizacji ciepłownictwa z wykorzystaniem technologii kotłów elektrodowych. Energia elektryczna pochodząca z odnawialnych źródeł energii wykorzystywana do produkcji ciepła w kotłach elektrodowych powinna zostać potwierdzona gwarancjami pochodzenia energii (lub mechanizmem opartym o gwarancje pochodzenia) lub umowami zakupu energii (PPA).	ustawa – Prawo energetyczne, ustawa o odnawialnych źródłach energii





3. MECHANIZMY FINANSOWE WSPIERAJĄCE SECTOR COUPLING

Osiągnięcie maksymalnych korzyści wynikających z sector coupling wiąże się nierozzerwalnie z potrzebą transformacji sektora ciepłownictwa systemowego, do której przeprowadzenia wymagane są znaczne nakłady inwestycyjne. Mając na względzie potrzebę zintensyfikowania inwestycji w ramach „zazieleniania ciepłownictwa systemowego”, przy jednoczesnym zapewnieniu odbiorcom końcowym cen ciepła na akceptowalnym poziomie, należy wprowadzić nowe mechanizmy wsparcia dla określonych technologii lub zmodyfikować już istniejące programy. Postulaty w tym zakresie prezentujemy w poniższej tabeli.

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
Usprawnienie mechanizmu wsparcia dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji	Kluczowe postulaty: ■ przedłużenie terminu na wytworzenie po raz pierwszy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w nowej jednostce kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji od dnia rozstrzygnięcia aukcji/naboru z 48/60 miesięcy do odpowiednio 60/72 miesięcy; ■ zmiana w zakresie wyznaczonego terminu uzyskania ostatecznego pozwolenia na budowę poprzez jego wydłużenie z 12 do 24 miesięcy. Modyfikacja ta zmitiguje ryzyko utraty otrzymanego wsparcia przez wytwórców w przypadku zmian harmonogramów realizacji inwestycji; ■ wyeliminowanie ryzyka niewykonania przez przedsiębiorstwa, które wygrały aukcję na premię kogeneracyjną/nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, obowiązku pierwszego wytworzenia energii w wyznaczonym terminie (3 lata) – uchylenie sankcji. Pozostałe postulaty obejmują: ■ możliwość zwiększenia wsparcia przyznanego z tytułu premii kogeneracyjnej skorygowanej albo premii gwarantowanej skorygowanej w sytuacji późniejszego obniżenia pomocy publicznej na realizację inwestycji; ■ zwolnienie z przedkładania sprawozdania w zakresie wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i sprzedanej, wraz z opinią akredytowanej jednostki (sporządzoną na podstawie badania przeprowadzonego u wytwórcy stwierdzającą prawidłowość danych zawartych w sprawozdaniu) przez wytwórcę w przypadku, gdy wsparcie wynosi 0 złotych za MWh – zbędny obowiązek; ■ dokonanie jednokrotnej aktualizacji danych zawartych w ofercie, która wygrała nabór/aukcję.	ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji
Zwiększenie puli środków przeznaczonych dla aukcji na premie kogeneracyjne poprzez przeniesienie środków niewykorzystanych w związku z nierozstrzygniętymi naborami na premie kogeneracyjną indywidualną	W związku z brakiem rozstrzygnięcia od 2020 r. kilku następujących po sobie naborów na premię kogeneracyjną indywidualną, z powodu braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, postulujemy przekierowanie środków przeznaczonych na wypłatę premii kogeneracyjnych indywidualnych, niewykorzystanych w związku z nierozstrzygniętymi naborami, na powiększenie budżetu przeznaczonego na aukcje na premie kogeneracyjne.	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej

Mechanizm wynagradzający dostępność (dyspozycyjność) jednostek kluczowych z perspektywy bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	Mechanizm dyspozycyjności funkcjonowałby w oparciu o rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej. Niezbędne jest zachowanie zgodności mechanizmu z przepisami w zakresie pomocy publicznej.	przyjęcie aktu prawnego dedykowanego nowemu systemowi wsparcia
Mechanizm wsparcia operacyjnego dla technologii Power to Heat	Wsparcie operacyjne dla pomp ciepła i kotłów elektrodowych poprzez stworzenie mechanizmu skierowanego do przedsiębiorstw energetycznych działających w obszarze sektora ciepłownictwa systemowego. Jednocześnie wsparcie operacyjne powinno przysługiwać również w przypadku wprowadzenia ciepła do magazynu ciepła, przed jego wprowadzeniem do publicznej sieci ciepłowniczej.	przyjęcie aktu prawnego dedykowanego nowemu systemowi wsparcia
Kontynuowanie programów wsparcia inwestycyjnego dla wysokosprawnej kogeneracji	Utrzymanie dotychczasowych form udzielania wsparcia (przede wszystkim w ramach Funduszu Modernizacyjnego), które przewidują zarówno dotację, jak i pożyczkę dla technologii opartych na gazie ziemnym. Rozstrzygnięcie – w sposób uwzględniający potrzeby sektora ciepłowniczego – problemu oceny zgodności projektów gazowych z taksonomią UE.	Utrzymanie dotychczasowego programu wsparcia inwestycyjnego
Rozszerzenie możliwości wsparcia z Funduszu Modernizacyjnego po 2030 r. dla jednostek kogeneracji.	Wskazana byłaby dalsza możliwość pozyskiwania wsparcia dla jednostek wytwórczych w sektorze ciepłowniczym po 2030 r., w tym tych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację. Punktem wyjścia do dyskusji nad tym zagadnieniem może być zaplanowany na 2026 r. przegląd funkcjonowania ETS.	Dyrektywa ETS
Zwiększenie dostępu przedsiębiorstw do środków pomocowych oraz podniesienie dopuszczalnych pułapów pomocy państwa	Rewizja odpowiednich przepisów w zakresie pomocy publicznej, w szczególności progów dopuszczalnej intensywności pomocy w ramach rozporządzenia GBER do 60%, podwyższenie progu notyfikacji do 100 mln EUR na projekt.	Rozporządzenie GBER
Objęcie wsparciem budowy magazynów ciepła jako samodzielnych projektów	Postulat jest zgodny z wytycznymi pomocowymi GBER, w których wskazano, że magazyn ciepła może być finansowany w ramach pomocy publicznej jako oddzielny projekt.	Nowy program wsparcia realizowany przez NFOŚiGW z Funduszu Modernizacyjnego, obejmujący magazyny ciepła jako samodzielne inwestycje
Wsparcie inwestycyjne dla budowy kotłów elektrodowych wytwarzających ciepło na potrzeby systemów ciepłowniczych	Zapewnienie wsparcia inwestycyjnego dla budowy kotłów elektrodowych dedykowanych wytwarzaniu ciepła na potrzeby systemów ciepłowniczych.	Nowy program wsparcia lub modyfikacja istniejącego programu „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa”
Przyjęcie programu w zakresie modernizacji i rozwoju infrastruktury związanej z dystrybucją ciepła sieciowego	Dofinansowanie inwestycji w zakresie poprawy efektywności i niezawodności pracy infrastruktury sieciowej, związanej z dystrybucją ciepła sieciowego dla odbiorców, a także dostosowanie infrastruktury sieciowej do parametrów sieci niskotemperaturowych.	Przyjęcie nowego programu wsparcia dla sieci ciepłowniczych



4. MODEL RYNKU CIEPŁA

Wspieranie rozwoju sector coupling wymaga wprowadzenia zmian obszarze taryfowania ciepła, a także modyfikacji technicznych aspektów funkcjonowania rynku ciepła. W poniższej tabeli zebraliśmy główne postulaty odnoszące się do modelu rynku ciepła.

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
Taryfowanie jednostek kogeneracji	Utrzymanie modelu taryfowania metodą uproszczoną i zapewnienie równomierności w kształtowaniu przychodów dla wszystkich jednostek kogeneracji.	rozporządzenie taryfowe dla ciepła
Taryfowanie magazynów ciepła	Wprowadzenie regulacji umożliwiających taryfowanie magazynów ciepła.	ustawa – Prawo energetyczne, rozporządzenie taryfowe dla ciepła
Wprowadzenie regulacji dotyczących przychodu minimalnego	Przywrócenie zmodyfikowanych uprzednio przepisów odnoszących się do przychodu minimalnego, których stosowanie zostało odroczone do 2028 r.	rozporządzenie taryfowe dla ciepła
Dedykowana dla pomp ciepła i kotłów elektrodowych taryfa dystrybucyjna	Postulowana zmiana wpłynie na efekt synergii z systemem elektroenergetycznym poprzez zrezygnowanie ze zwiększenia składnika stałego stawki sieciowej z tytułu zastosowania różnych wielkości mocy umownej.	ustawa – Prawo energetyczne, rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej
Preferencyjne traktowanie pomp ciepła i kotłów elektrodowych w zakresie taryfowania	Zwolnienie pomp ciepła do 20 MW z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE.	ustawa – Prawo energetyczne
Dodatkowy komponent wzoru na koszt kapitału	Wprowadzenie do wzoru premii za wytwarzanie ciepła z OZE lub przy wykorzystaniu ciepła odpadowego oraz zwiększenie udziału wykorzystania źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego w ogrzewnictwie i chłodnictwie.	ustawa – Prawo energetyczne, rozporządzenie taryfowe dla ciepła
Dodatkowy komponent wzoru na koszt kapitału własnego	Dopuszczenie w kalkulacji premii za reinwestycję dla działalności w zakresie wytwarzania ciepła rozliczenia nakładów inwestycyjnych w okresie x(5) lat od faktycznego poniesienia.	rozporządzenie taryfowe dla ciepła
Dedykowane regulacje w zakresie wynagradzania inwestycji wspierających transformację ciepłownictwa	Pokrycie kosztów uzasadnionych działalności w zakresie budowy, modernizacji i przyłączenia jednostek wytwórczych będących instalacjami OZE, celem wynagrodzenia wysiłków podejmowanych na rzecz dekarbonizacji i impulsu rozwoju odnawialnych źródeł energii.	rozporządzenie taryfowe dla ciepła
Aktualizacja parametrów obliczeniowych wykorzystywanych przy projektowaniu obciążenia grzewczego w budynkach	Niezbędne są zmiany stref klimatycznych i aktualizacja norm dotyczących temperatur obliczeniowych, ponieważ są one nieaktualne i nie przystają do obecnie obserwowanych temperatur zimowych, w związku z czym dochodzi do znacznego przewymiarowania zapotrzebowania budynków na ciepło.	Ustawa – Prawo energetyczne, rozporządzenie taryfowe dla ciepła, Norma: PN-EN 128311-1:2017-08 i Załącznik krajowy

5. EDUKACJA I KOMUNIKACJA SPOŁECZNA

Rozwój idei sector coupling powinien być wspierany przez aktywne działania komunikacyjne na szczeblu krajowym i samorządowym, jak również edukację i wsparcie pracowników w nabywaniu kompetencji niezbędnych do pracy w dynamicznie przeobrażających się sektorach. Z uwagi na powyższe, w tabeli przedstawiamy kierunki działań na rzecz sector coupling w obszarach edukacji i komunikacji społecznej.

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
Upowszechnianie idei sector coupling na szczeblu samorządu terytorialnego i poziomie krajowym	Zwiększenie świadomości decydentów lokalnych i krajowych na temat korzyści płynących z integracji sektorów. Uwzględnianie sector coupling w strategiach miejskich, np. planach zaopatrzenia w ciepło, planach energetycznych regionów.	
Kształcenie wysoko specjalizowanych kadr technicznych	Wpływ na rozwój sektora w wymiarze edukacyjnym poprzez kształcenie wysoko specjalizowanej kadry dedykowanej obsłudze nowych, zintegrowanych systemów energetycznych.	







**Polskie Towarzystwo
Energetyki Ciepłej**
ul. Nowogrodzka 11
00-513 Warszawa

