



CIEPŁO DO ZMIANY

Jak zmodernizować sektor ciepłownictwa
systemowego w Polsce



Spis treści

Wstęp	3
Kluczowe wnioski	4
1 Jaki jest stan ciepłownictwa w Polsce	6
2 Co czeka sektor ciepła	22
3 Na jakim etapie transformacji jest ciepłownictwo	32
Udział węgla w produkcji ciepła	32
Udział OZE w ciepłownictwie	34
Intensywność emisji	35
Sprawność wytwarzania ciepła	37
Wydajność pracy	40
4 Jaka przyszłość czeka ciepłownictwo	44
Bibliografia	61



AUTOR

Robert Tomaszewski

starszy analityk ds. energetycznych

Polityka Insight

REDAKCJA

Grażyna Ordak

PROJEKT GRAFICZNY

Anna Olczak

Partnerem raportu jest E.ON Edis Energia. Opracowanie jest bezstronne i obiektywne. Partner nie miał wpływu na jego tezy ani wymowę.

Wszystkie prawa zastrzeżone.

Przygotowując raport korzystaliśmy z danych udostępnionych dzięki uprzejmości Urzędu Regulacji Energetyki. Za wsparcie merytoryczne i konsultację chcielibyśmy podziękować prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki Rafałowi Gawinowi, byłem prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki Maciejowi Bando, wiceprezesowi Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie Bogusławowi Regulskiemu i Michałowi Hetmańskiemu z Fundacji Instrat. Za wszystkie błędy w publikacji odpowiedzialność ponosi autor.

POLITYKA INSIGHT to pierwsza w Polsce platforma wiedzy dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Działa od 2013 r. i ma trzy linie biznesowe: wydaje serwisy analityczne dostępne w abonamentach (PI Premium, PI Finance i PI Energy), przygotowuje opracowania, prezentacje i szkolenia na zlecenie firm, administracji publicznej i organizacji międzynarodowych oraz organizuje debaty tematyczne i konferencje.

www.politykainsight.pl

Warszawa, październik 2020 r.

Wstęp

Polskie ciepłownictwo to śpiący olbrzym. Mamy drugi, po Niemczech, największy rynek ciepła systemowego w Europie. Krajowe ciepłociągi należą do najdłuższych w Unii, a podłączonych jest do nich 40 proc. gospodarstw domowych – to jeden z najwyższych wskaźników w Europie. Jednocześnie w polskich systemach ciepłowniczych zainstalowano łącznie 53,5 GW mocy. Żaden inny, unijny kraj nie dysponuje taką flotą wytwórczą.

Sektor ciepłowniczy czeka w nadchodzących latach ogromne zmiany. Unia Europejska ma stać się neutralna klimatycznie do 2050 r. Aby osiągnąć ten cel, dekarbonizacja na kontynencie będzie musiała przyspieszyć, obciążając kosztami emitentów CO₂. By utrzymać konkurencyjność, Polska musi zwiększyć tempo odchodzenia od węgla. Proces ten będzie szczególnie trudny dla firm ciepłowniczych.

W raporcie oceniamy, na jakim etapie znajduje się proces modernizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce i jak dużo brakuje sektorowi, aby osiągnąć unijną średnią. Analizujemy w nim też trendy, jakie zdeterminują rozwój sektora w kolejnych latach. Przyglądamy się także, jak inne państwa radzą sobie z modernizacją własnych sektorów. Szukamy przy tym rozwiązań, które można wdrożyć w Polsce.

Wnioski nie są optymistyczne. Polskie ciepłownictwo jest najbardziej uzależnione od węgla w Europie, a dystans między naszym krajem a resztą kontynentu maleje bardzo powoli. Jednocześnie rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) jest znacznie wolniejszy niż w innych krajach wspólnoty. Wydajność sektora, mimo że w ciągu ostatnich 20 lat wzrosła trzykrotnie, jest wciąż cztery razy mniejsza niż w Niemczech. Widać jednak też pozytywne trendy – emisje są wciąż duże, ale szybko maleją, rośnie też sprawność wytwarzania ciepła. Sektor traci coraz mniej energii na przesyle i wykorzystuje coraz więcej ciepła odpadowego.

Ciepłownictwo systemowe wymaga zmiany. Od jego modernizacji zależy sukces transformacji całej energetyki. Źle poprowadzona reforma doprowadzi do gwałtownego wzrostu cen ciepła, zmuszając odbiorców do odłączania się od sieci i palenia w piecach węglem i śmieciami. Dobra zmiana może sprawić, że ciepłownictwo stanie się fundamentem bezpieczeństwa energetycznego kraju, przyczyniając się do podniesienia jakości powietrza i komfortu cieplnego Polaków. Aby tak się stało, olbrzym musi się obudzić.

POLITYKA
INSIGHT

Kluczowe wnioski

Dekarbonizacja ciepłownictwa jest dziś zbyt wolna nie tylko w stosunku do wymagań unijnej polityki klimatycznej, ale też oczekiwań odbiorców. Jeśli zmiany nie przyspieszą, sektor czeka zapaść. Horyzont reformy nie może ograniczać się do końca 2030 r. Aby osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r., sektor ciepła już teraz musi zaplanować kolejny krok swojej ewolucji – przejście z systemów niskoemisyjnych ku zeroemisyjnym. Oto co należy zrobić:

1

» **Zintegrować ciepło z prądem.** Ciepło w przyszłości będzie powstawało głównie w wysokosprawnej kogeneracji. Zwykłe ciepłownie będą stopniowo wypierane przez elektrociepłownie bazujące na gazie, OZE i odpadach. Rząd powinien wesprzeć ich powstawanie, wykorzystując do tego istniejące mechanizmy wsparcia i rozszerzając dedykowane dla sektora programy takie jak „Ciepłownictwo Powiatowe”. Ważna będzie też integracja ciepłownictwa z energetyką. Wykorzystanie technologii *Power to Heat* pozwoli zagospodarować nadwyżki prądu z OZE i stabilizować system elektroenergetyczny. Rząd powinien przygotować mapę drogową połączenia obu branż.

2

» **Zaakceptować neutralność klimatyczną.** Dekarbonizacja i modernizacja ciepłownictwa systemowego będzie kosztowała co najmniej 70 mld zł w perspektywie 2030 r. Bez wsparcia UE sektor nie udźwignie takich inwestycji. Aby uzyskać pełen dostęp do europejskich środków, rząd musi zaakceptować neutralność klimatyczną do 2050 r. i aktywnie włączyć się w realizację celu ograniczenia emisji o 55 proc. do 2030 r.

3

» **Uelastyczyć taryfy i zwiększyć ochronę odbiorców wrażliwych.** Model taryfikacji ciepłownictwa powinien być bardziej elastyczny i szybciej przenosić sygnały cenowe na taryfę. Da to przedsiębiorcy możliwość uzyskania godziwego zwrotu na kapitale. Jednocześnie państwo powinno wdrożyć mechanizmy wsparcia odbiorców zagrożonych ubóstwem energetycznym tak, aby chronić ich przed wzrostem cen ciepła.

4

» **Wejść w sieci nowych generacji.** Budowane dziś ciepłociągi będą funkcjonować do połowy obecnego stulecia, dlatego już teraz warto stawiać na sieci niskotemperaturowe, które mogą stać się integratorem lokalnych systemów energetycznych. Rząd powinien stworzyć zachęty do ich rozwoju. Kluczem będzie postawienie na magazyny energii i digitalizację, co pozwoli na stabilną pracę wielu źródeł energii. Obniżanie temperatury umożliwi wykorzystanie ciepła odpadowego z przemysłu i instalacji OZE, a w przyszłości również z domów o dodatnim potencjale energetycznym.

5

» **Wykorzystać ciepło odpadowe.** Prawie połowa ciepła wytwarzanego w przemyśle trafia do atmosfery, zamiast ogrzewać domy, budynki czy hale produkcyjne. Państwo powinno stworzyć zachęty do korzystania z ciepła odpadowego, a szczególnie zbudować mechanizm, który premiuje przechodzenie z kogeneracji węglowej na ciepło odpadowe. Dla Polski szczególnie opłacalne może być wykorzystanie ciepła emitowanego przez serwerownie i duże bazy danych. Krajowy rynek *data center* szybko się rozwija, a jego zasoby podwoją się do 2025 r.

6

» **Przygotować się na zeroemisyjność.** Przyszłością ciepłownictwa jest wodór wytwarzany z odnawialnych źródeł energii. Jego zastosowanie pozwoli zastąpić gaz i umożliwi w dłuższej perspektywie ograniczenie emisji w sektorze do zera. Ciepłownicy planujący modernizację swoich instalacji, już teraz powinni szykować plany przechodzenia na wodór. Z kolei rząd powinien przygotować strategię budowy rynku zielonego wodoru i infrastruktury do jego przesyłu.

Rozdział

01

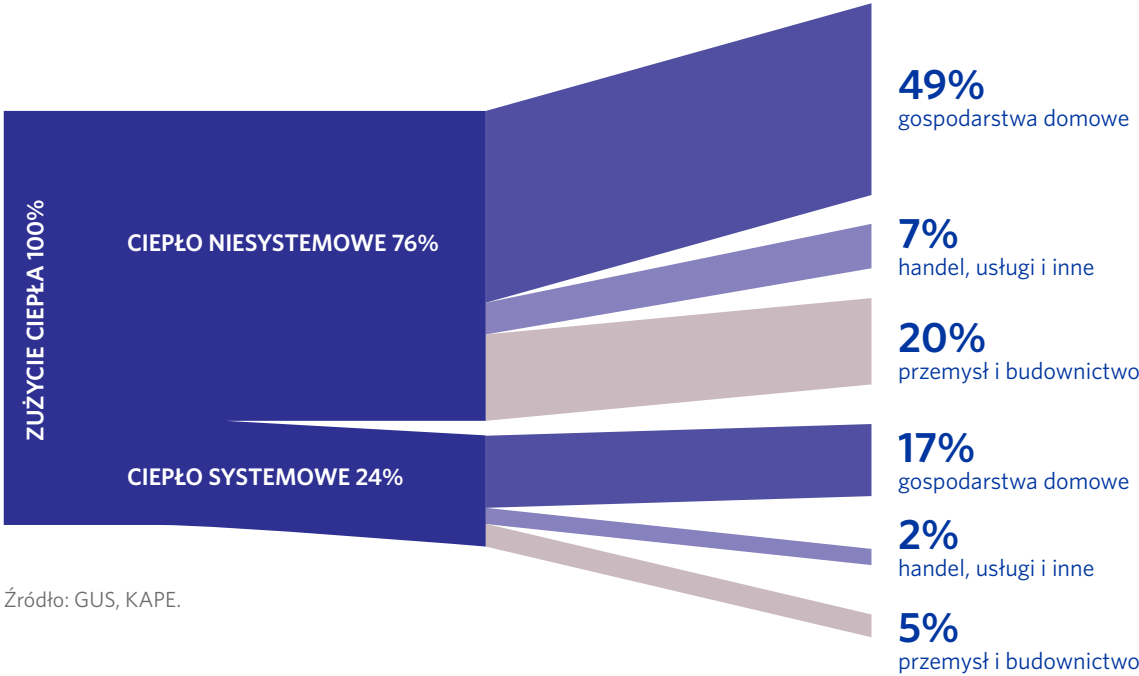
Jaki jest stan ciepłownictwa w Polsce

Polska ma drugi, po Niemczech, największy rynek ciepła systemowego w Europie. Do sieci ciepłowniczej przyłączonych jest ponad 40 proc. spośród 13,5 mln gospodarstw domowych – to jeden z najwyższych wskaźników w Unii.

Łącznie w polskich systemach ciepłowniczych zainstalowanych jest 53,5 GW mocy (URE, 2019)¹, żaden inny kraj w UE nie dysponuje taką flotą wytwórczą. Jednak ciepło systemowe dostarcza tylko 1/4 ciepła zużywanego w kraju. Resztę wytwarzają pozostałe gałęzie gospodarki, przede wszystkim przemysł i same gospodarstwa domowe. Jednocześnie polska produkcja ciepła jest najbardziej w Europie uzależniona od węgla. Gospodarstwa domowe spalają co roku ok. 12 mln ton tego paliwa, a ciepłownie systemowe ok. 14,5 mln ton².

¹ Na tę ostatnią liczbę składają się moce cieplne zainstalowane w przemyśle i elektroenergetyce (26 GW) oraz samych przedsiębiorstwach ciepłowniczych (29 GW).
² Same ciepłownie i elektrociepłownie zużywają rocznie 8,5 mln ton węgla kamiennego.

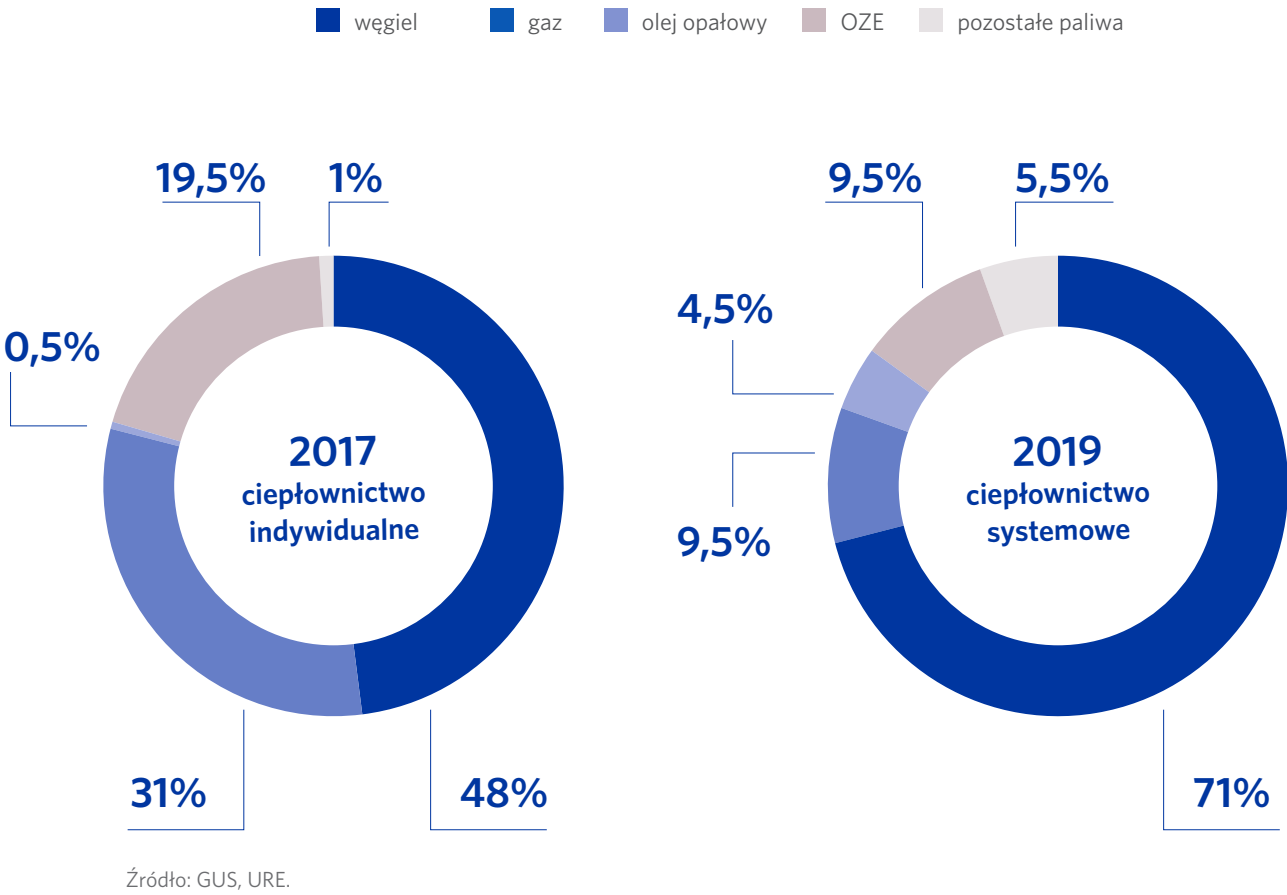
WYKRES 1: STRUKTURA ZUŻYCIA CIEPŁA W POLSCE W 2018 R.



Struktura zużycia różni się – w gospodarstwach domowych węgiel odpowiada za 48 proc. produkowanego ciepła, a w jednostkach systemowych za 71 proc.³ (URE, 2020). Mimo tej różnicy to właśnie gospodarstwa domowe najbardziej odpowiadają za smog i złą jakość powietrza w kraju⁴, spalając węgiel w kotłach, które nie spełniają standardów środowiskowych⁵. Produkcja ciepła w ciepłowniach jest znacznie efektywniejsza i bardziej przyjazna środowisku.

³ Dane za 2019 r.
⁴ Około 3,5 mln z tych budynków zaopatrywanych jest w ciepło z niskosprawnych źródeł opalanych węglem. Stare, energetycznie nieefektywne kotły i piece opalane słabym paliwem są główną przyczyną powstawania smogu.
⁵ 50 proc. krajowej emisji pyłów PM i 84 proc. emisji benzo(a)pienu pochodzi z tzw. niskiej emisji.

WYKRES 2: STRUKTURA ZUŻYCIA PALIW W CIEPŁOWNICTWIE INDYWIDUALNYM I SYSTEMOWYM



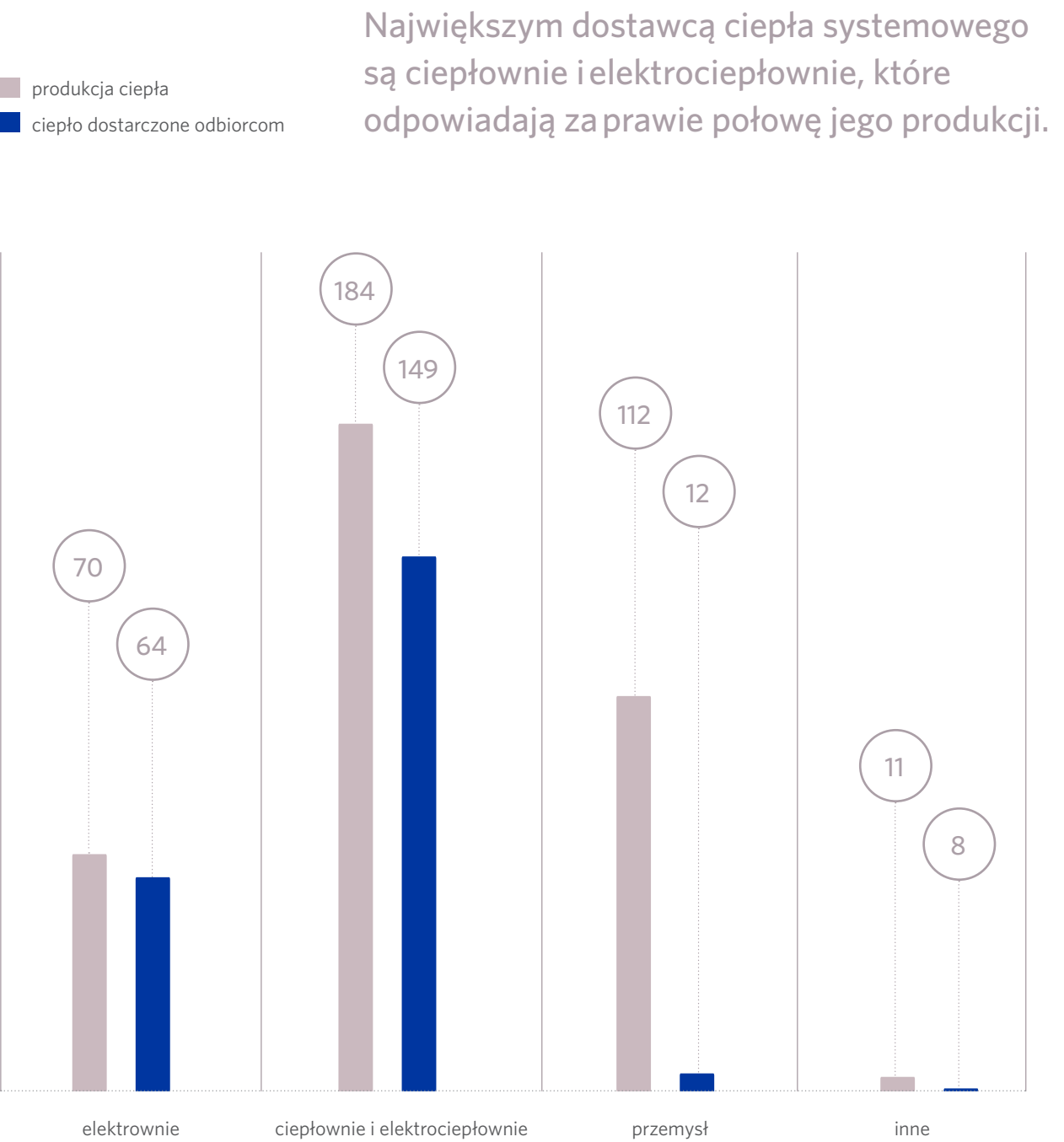
Gospodarstwa domowe spalają co roku ok. 12 mln ton węgla, a ciepłownictwo systemowe ok. 14,5 mln ton.

Produkcja ciepła spada

W 2019 r. produkcja ciepła systemowego w Polsce wyniosła 400 PJ⁶, to o blisko 3 proc. mniej niż rok wcześniej i prawie 20 proc. mniej niż w 2002 r. Największym dostawcą ciepła są ciepłownie i elektrociepłownie, które odpowiadają za prawie połowę jego produkcji. W dalszej kolejności ciepło dostarczają też jednostki przemysłowe (30 proc. udziału) i zwykłe elektrownie (20 proc.).

6 Wliczając w to odzysk ciepła z procesów przemysłowych.

WYKRES 3: PRODUKCJA CIEPŁA SYSTEMOWEGO W PODZIALE NA RODZAJE PODMIOTÓW W 2018 R. (PJ)



Źródło: URE.

Popyt na ciepło maleje, bo domy budowane w Polsce mają coraz lepszą izolację termiczną. Zmienia się również struktura rynku, który mimo lokalnego charakteru jest coraz bardziej skonsolidowany.

Ciepło jest produktem lokalnym

Polski rynek ciepła jest mozaiką lokalnych monopolii. Wynika to z właściwości fizycznej ciepła, którego transport na duże odległości jest nieefektywny. Najbardziej opłacalną działalnością jest produkcja i dystrybucja ciepła w obszarze silnie zurbanizowanym, gdzie na małej powierzchni mieszka dużo jego odbiorców.

W 2019 r. w Polsce działało 396 przedsiębiorstw ciepłowniczych, czyli takich, które wytwarzają lub dostarczają ciepło i mają na to koncesje (URE, 2020) – to ponad dwa razy mniej niż jeszcze w 2002 roku⁷. Spośród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych ponad 80 proc. stanowią podmioty zintegrowane pionowo, czyli produkujące, przesyłające i sprzedające ciepło⁸. Do prywatnych podmiotów należy 1/3 systemów ciepłowniczych, reszta to własność przede wszystkim samorządów. Sam sektor produkcji ciepła jest jednak dużo większy. Z danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) wynika, że w 2018 r. w Polsce działało 23,7 tys. kotłowni⁹ dostarczających ciepło (o 1,6 proc. mniej niż w 2017 r.).

Długość sieci rośnie

Krajowe sieci ciepłownicze mają 21,7 tys. km długości, co lokuje Polskę w europejskiej czołówce¹⁰. Od 2002 r. powiększyły się o ponad 4 tys. km. Z danych GUS wynika, że największe zagęszczenie sieci występuje na Śląsku (29,5 km na 100 km²) i w Małopolsce (13,3 km na 100 km²), a najmniejsze w województwie lubuskim (3,7 km na 100 km²) oraz podlaskim i warmińsko-mazurskim (po 4,1 km na 100 km²). Stan sieci ciągle się polepsza. W ostatnich latach firmy rozpoczęły ich digitalizację (w tym np. instalację inteligentnych liczników), która ma poprawić rozpływ ciepła i zredukować straty przesyłowe. Jednak większość infrastruktury, zwłaszcza w małych miastach jest niedoinwestowana i wymaga modernizacji.

7 Powodem tak dużego spadku są zarówno przekształcenia własnościowe spółek ciepłowniczych i zakończenie działalności przez część z nich, jak i zmiany w Prawie energetycznym z 2005 r. Podniosły one próg wielkości mocy instalacji ciepłowniczej (lub mocy zamówionej przez odbiorców), od którego wymaga się posiadania koncesji – z 1 do 5 MW.

8 Część podmiotów ma koncesje wyłącznie na dystrybucję i obrót ciepłem, ale wytwarza też ciepło we własnych źródłach, które ze względu na moc zainstalowaną do 5 MW nie podlegają koncesjonowaniu.

9 Według definicji GUS to budynek lub pomieszczenie wraz z ustawionymi w nim kotłami oraz urządzeniami służącymi do wytwarzania energii cieplnej na cele ogrzewania lub ogrzewania i równoczesnego dostarczania ciepłej wody.

10 Dla porównania niemieckie sieci ciepłownicze liczą 24,7 tys. km, a duńskie 30,8 tys. km.

Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze stają się dziś standardem rynkowym. Rozwija je Dania, Szwecja, Finlandia oraz Niemcy.

Polskie systemy ciepłownicze tkwią w drugiej generacji (2G)

Polskie ciepłownie były budowane głównie w latach 60. i 70. XX wieku na bazie technologii opracowanych jeszcze przed II wojną światową. W żargonie ciepłowników określa się je mianem drugiej generacji (2G).

Kluczowym parametrem, który różnicuje rodzaj generacji systemu ciepłowniczego, jest temperatura nośnika ciepła – im wyższa, tym wyższe straty na przesyłach i mniej efektywny system. W pierwszych sieciach ciepłowniczych, które powstawały pod koniec XIX wieku w USA i na zachodzie Europy, nośnikiem ciepła była para wodna o bardzo wysokiej temperaturze (powyżej 150 st. Celsjusza).

Systemy ciepłownicze drugiej generacji oparte były na gorącej wodzie pod ciśnieniem o temperaturze powyżej 130 st. Celsjusza¹¹. Jej transport odbywał się zazwyczaj przez ciepłociągi w betonowych kanałach – same rury budowane były ze stali bez dobrej izolacji, co zwiększało straty przesyłowe – będące częścią scentralizowanego systemu ciepłego. Tę technologię zaczęto stosować w latach 30. XX wieku, ale szczyt jej popularności przypadł 40 lat później. Drugą generację stosowano powszechnie na wschodzie Europy, w państwach socjalistycznych, w tym Polsce.

W latach 70. na północy Europy rozwinęła się też trzecia generacja systemów ciepłowniczych. Skandynawowie postanowili obniżyć temperaturę wody poniżej 100 st. Celsjusza, a do jej transportu wykorzystać preizolowane rury zakopane w ziemi. Obniżenie temperatury sprawiło, że straty ponoszone na przesyłach były znacznie niższe, a budowa sieci tańsza, gdyż można do niej wykorzystać rury z tworzyw sztucznych. Za stworzeniem systemów trzeciej generacji stało głównie bezpieczeństwo dostaw, co było efektem kryzysu naftowego z lat 70-tych. Skandynawowie postawili też na dywersyfikację paliwową – ich ciepłownie wykorzystywały węgiel i ropę naftową, ale też biomasę, odpady i energię geotermalną – oraz decentralizację, czyli włączanie w sieć różnych źródeł ciepła.

Rozwój ciepłownictwa nie skończył się na trzech generacjach. W czwartej generacji temperatura wody spada poniżej 70 st. Celsjusza, a nacisk położono na integrację miejskiej infrastruktury (ciepłowniczej, energetycznej, kanalizacyjnej i gazowniczej) w jeden organizm, w którym następuje wymiana informacji pomiędzy poszczególnymi segmentami. W tej generacji maleje znaczenie centralnego źródła ciepła, np. głównej elektrociepłowni. Jego miejsce zajmują instalacje OZE (kolektory słoneczne, źródła geotermalne), ale też ciepło odpadowe odprowadzane do sieci z zakładów przemysłowych.

W Polsce pionierem jest Szczecińska Energetyka Ciepła. W lipcu 2020 r. rozpoczęła budowę sieci ciepłowniczej piątej generacji na Łasztowni, wyspie rzecznej w Szczecinie. Sieć o temperaturze 50-28 st. Celsjusza będzie wykorzystywała m.in. ciepło odpadowe, magazyny ciepła i chłodu oraz instalacje OZE. Pierwszy odcinek systemu ciepłowniczego o długości 750 m zasiląć będzie w ciepło, ale też w chłód Morskie Centrum Nauki.

11 Wykorzystywano też parę wodną, która ma wyższą temperaturę.

TABELA 1: PRZYKŁADOWE PARAMETRY HYBRYDOWYCH SIECI CIEPŁOWNICZYCH

	istniejące	4G	5G	6G
temperatura zasilania sieci wysokoparametrowej	135°C	70°C	45°C	35°C
temperatura powrotu sieci wysokoparametrowej	60°C	30°C	25°C	30°C
średni wskaźnik zapotrzebowania energii pierwotnej budynków zasilanych z sieci ciepłowniczej	99-383 kWh/(m² rok)	44-79 kWh/(m² rok)	0-33 kWh/(m² rok)	—
udział źródeł konwencjonalnych w produkcji ciepła	90%	70%	50%	10%
udział źródeł OZE w produkcji ciepła	5% (instalacje pilotażowe, kolektory słoneczne, biomasa)	15% (kolektory słoneczne, PV, biomasa, geotermia, farmy wiatrowe)	30% (kolektory słoneczne, PV, biomasa, geotermia, farmy wiatrowe)	50% (kolektory słoneczne, PV, biomasa, geotermia, farmy wiatrowe)
ciepło z odpadów i biogazu – wysypiska	2%	5%	5%	20%
chłodzenie	brak	centralne lub lokalnie scentralizowane	lokalnie scentralizowane	indywidualne lub lokalnie scentralizowane

Źródło: M. Turski, R. Sekret, Konieczność reorganizacji systemów ciepłowniczych w świetle zmian zachodzących w sektorze budowlano-instalacyjnym, Rynek Energii, sierpień 2015.

Im mniejsze miasto, tym mniej efektywny system

Na przełomie XX i XXI wieku przez polskie ciepłownictwo przeszła fala modernizacji. Przedsiębiorstwa komunalne były prywatyzowane, jednostki wytwórcze ulepszane, a sieci rozbudowywane. Trend ten objął jednak przede

wszystkim dużym miastom, w których działały elektrociepłownie, sprzedające oprócz ciepła również energię elektryczną. Większa liczba klientów zapewniała lepszą rentowność i większe środki na inwestycje.

W tym zostały jednak mniejsze miejscowości, w których komunalne ciepłownie nie zapewniały atrakcyjnej stopy zwrotu. Obecnie 80 proc. małych systemów ciepłowniczych (o mocy od 1 do 100 MWt) w Polsce jest nieefektywnych, czyli nie spełnia wymogów unijnej dyrektywy o efektywności energetycznej (Forum Energii, 2019). Efektywny system ciepłowniczy to taki, który produkuje ciepło lub chłód, wykorzystując co najmniej: 50 proc. energii z OZE, 50 proc. ciepła odpadowego lub 75 proc. ciepła pochodzącego z kogeneracji. To kluczowe kryterium, bo decyduje o tym, czy konkretna jednostka dostanie wsparcie na inwestycje ze środków krajowych lub unijnych.

Dziś kryterium efektywności spełniają prawie wszystkie systemy ciepłownicze w miastach powyżej 500 tys. mieszkańców. W miejscowościach do 20 tys. takich systemów jest zaledwie 14 proc. To właśnie nieefektywne ciepłownie czeka w najbliższych latach najwięcej wyzwań związanych z inwestycjami i dostosowaniem się do unijnych wymogów w zakresie emisji, a co za tym idzie największe ryzyko wzrostu cen ciepła. To ważne, bo mieszkańcy mniejszych

80 proc. małych systemów ciepłowniczych (o mocy od 1 do 100 MWt) w Polsce jest nieefektywnych, czyli nie spełnia wymogów unijnej dyrektywy o efektywności energetycznej.

miast dysponują statystycznie mniejszymi środkami finansowymi niż odbiorcy w dużych aglomeracjach, a płacą wyższe rachunki za ciepło. Źle poprowadzona modernizacja sektora grozi pogłębieniem zjawiska ubóstwa energetycznego¹², a także odłączaniem się odbiorców od sieci i przechodzeniem na własne ogrzewanie.

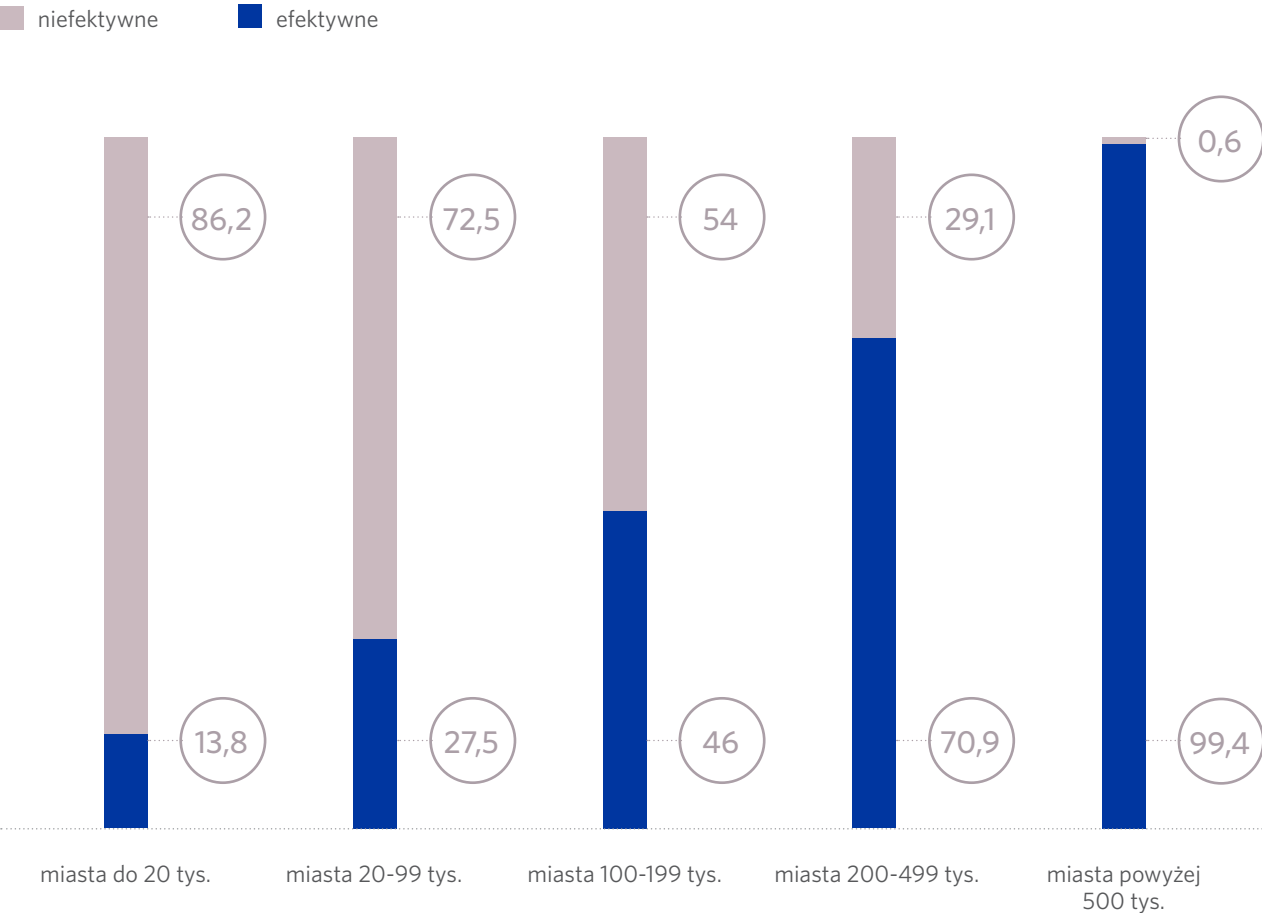
Kogeneracja powoli rośnie w siłę

Jednym ze sposobów uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego jest przejście na kogenerację (ang. *combined heat and power*, CHP), czyli jednoczesne wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej. W tradycyjnych elektrowniach ciepło jest produktem ubocznym, a w elektrociepłowniach jest wykorzystywane w celach użytkowych.

Przedsiębiorstwa produkujące ciepło w kogeneracji stanowią 1/3 koncesjonowanych firm ciepłowniczych w kraju, ale odpowiadają za produkcję 2/3 ciepła systemowego. Z danych URE wynika, że liczba takich podmiotów rośnie. Kogeneracja jest efektywniejsza i mniej emisyjna niż rozdzielona produkcja prądu i ciepła, bo z tej samej ilości energii pierwotnej (zawartej w paliwie) możemy uzyskać znacznie więcej energii finalnej, czyli takiej, którą możemy zużyć. Z tego powodu rozwój tej technologii jest od lat 90. wspierany przez UE i polskie regulacje.

Elektrociepłownie są też mniej zależne od węgla. O ile całe ciepłownictwo systemowe bazuje swoją produkcję w 71 proc. na tym paliwie, to w przypadku kogeneracji poziom ten wynosi 66,5 proc. (URE, 2020). Wyższy jest też udział OZE w produkcji (11 proc. w stosunku do 9,5 proc. w całym sektorze) oraz gazu (9,8 proc. w stosunku do 9,5 proc.).

WYKRES 4: GDZIE SĄ EFEKTYWNE SYSTEMY CIEPŁOWNICZE (PROC.)



Źródło: NFOŚiGW, IGCP.

¹² Ubóstwo energetyczne dotyczy około 1,3 mln (10 proc.) gospodarstw domowych w Polsce.

Jak Polska wspiera elektrociepłownie

W latach 2007-2018 działał w Polsce system żółtych i czerwonych certyfikatów*, który premiował wielkość produkcji prądu. Im była ona wyższa, tym więcej certyfikatów otrzymywały elektrociepłownie (węglowe jednostki dostawały czerwone certyfikaty, a gazowe – żółte), które potem mogły sprzedać na rynku. Zysk ze sprzedaży był dla nich wsparciem finansowym.

* Z przerwą w 2013 i na początku 2014 r.

TABELA 2: FORMY WSPARCIA ELEKTROCIEPŁOWNI

	poniżej 1MW (mała)	1-50MW	50-300MW	>300MW
istniejąca	premia gwarantowana	premia gwarantowana	premia gwarantowana indywidualna	indywidualna notyfikacja
zmodernizowana				
znacznie zmodernizowana		aukcja na premię kogeneracyjną	nabór na premię kogeneracyjną indywidualną	
nowa				

Źródło: Opracowanie własne.

W styczniu 2019 r. weszła w życie ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, która wprowadziła nowy system wsparcia dla elektrociepłowni. W jego ramach wsparcie przyznaje się na 15 lat w postaci premii do sprzedawanej energii elektrycznej. Jednocześnie pomocą obejmuje się tylko te jednostki, które emitują nie więcej niż 450 kg CO₂ na MWh i dostarczają ciepło do publicznej sieci ciepłowniczej – premiuje to przede wszystkim jednostki na gaz. Elektrociepłownie o mocy powyżej 1 MW muszą ubiegać się o wsparcie w aukcjach lub naborze organizowanym przez URE. System ma pozwolić na budowę niskoemisyjnych elektrociepłowni o mocy 5 GW do 2030 r. Kogeneracja może korzystać też ze wsparcia z rynku mocy, czyli systemu opłat dla źródeł wytwórczych za samą gotowość do produkcji energii elektrycznej.

Sektor ciepłowniczy jest coraz mniej rentowny

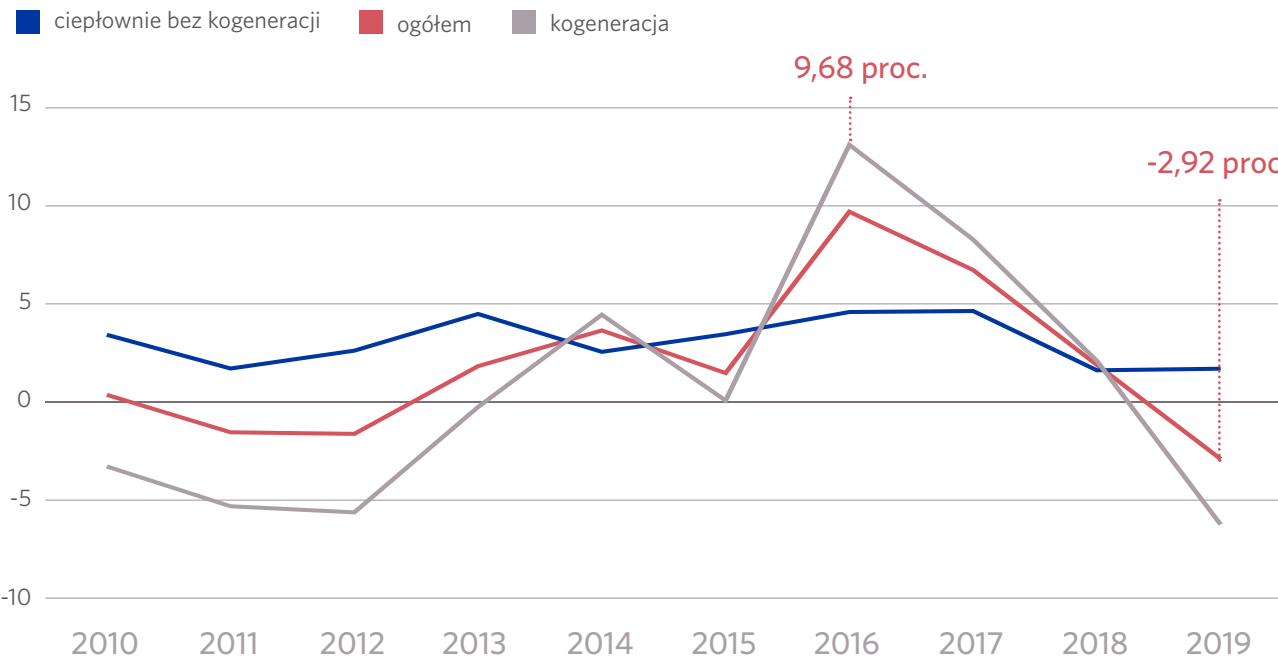
Przychody ciepłownictwa zależą od popytu na ciepło oraz jego cen, które ustala Urząd Regulacji Energetyki (URE) w taryfie, bazując na kosztach wytworzenia ciepła z poprzedniego roku kalendarzowego¹³. Ma to ogromne znaczenie dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, bo w razie gwałtownego wzrostu kosztów (np. wskutek rosnących cen CO₂) nie mogą one szybko podnieść ceny ciepła¹⁴. Z drugiej strony, przy spadku kosztów (np. taniejącego paliwa) mogą one dłużej utrzymać wysokie ceny i zwiększoną rentowność sprzedaży.

Taki kształt systemu taryfowego premiuje stabilizację cen ciepła. Sprawia jednak, że kosztów inwestycji nie da się od razu zaszyć w cenie ciepła, przez co zwrot z zaangażowanego kapitału jest bardzo długi. W efekcie odbiorcy

13 Podstawą ustalania taryfy są koszty planowane na pierwszy rok jej stosowania. Ich oceny dokonuje się na podstawie kosztów roku poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy. Taryfy mogą uwzględniać również koszty modernizacji i rozwoju oraz realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska oraz zwrot z zaangażowanego kapitału.
14 Szybkość zatwierdzanych taryf jest też uzależniona od jakości materiałów przedkładanych przez przedsiębiorstwa oraz czasu udzielania odpowiedzi na wezwanie URE.

mogą cieszyć się z relatywnie niskich cen, ale ciepłownictwo nie dysponuje wystarczającymi środkami na inwestycje, które ograniczają emisje i podnoszą efektywność instalacji. W ostatnich latach problem ten był mało widoczny, bo sektor był rentowny. Sytuacja zmieniła się w 2018 r., gdy gwałtownie wzrosły ceny uprawnień do emisji CO₂.

WYKRES 5: RENTOWNOŚĆ PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH (PROC.)



Źródło: URE.

Ceny CO₂ i węgla podbiły koszty produkcji ciepła

Ciepłownie i elektrociepłownie o mocy powyżej 20 MW muszą kupować certyfikaty w ramach systemu EU ETS. Tona CO₂ na początku 2018 r. kosztowała 5 euro, a pod koniec roku już 24 euro. Doprowadziło to do gwałtownego wzrostu kosztów sektora. Z danych URE wynika, że pozostałe koszty zmienne (w tej kategorii ujmuje się wydatki na CO₂) wzrosły z 281 mln zł w 2017 r. do 430 mln zł rok później i aż 767 mln zł w 2019 r. Oznacza to, że w ciągu dwóch lat pozycja ta zwiększyła się o 85 proc.

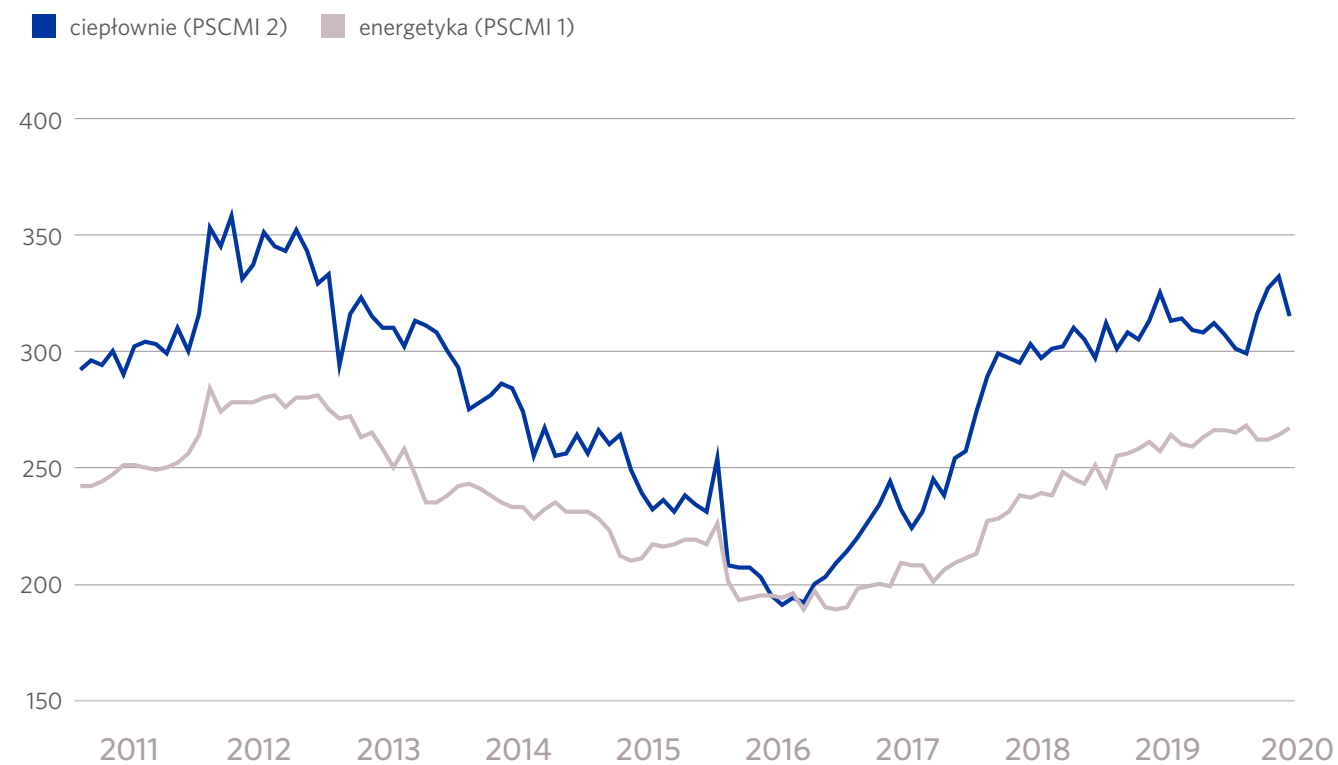
O ile w 2018 r. sektor utrzymał swoje wyniki w ryzach, to rok później jego rentowność osiągnęła wartości ujemne. Oznacza to, że koszty były wyższe niż przychody. To pierwszy taki przypadek od 2012 r. Z danych URE wynika, że różnica ta była znacząca, przez co wynik finansowy brutto wyniósł -543 mln zł. Sektor pociągnęła w dół kogeneracja, której rentowność spadła do poziomu -6 proc. Miało to związek z obowiązującym w 2019 r. uproszczonym modelem taryfowym dla kogeneracji, który z opóźnieniem przenosił wzrost kosztów na ceny ciepła (w kwietniu 2020 r. wprowadzono jego korektę), ale też z zamrożeniem przez rząd cen energii elektrycznej w 2019 r., co uderzyło

w elektrociepłowni¹⁵. W efekcie rentowność tego segmentu rynku spadła do rekordowo niskiego poziomu -6,2 proc. Zwykle ciepłownie, które nie produkują prądu, utrzymały rentowność na poziomie 1,68 proc. Ceny CO₂ to niejedynie zmartwienie ciepłowników. Szybko rosną też koszty opłat za korzystanie ze środowiska, które między 2017 a 2019 r. wzrosły o 37 proc. do 324 mln zł. Zwiększają się też wydatki na wynagrodzenia oraz koszt zakupu paliwa, szczególnie węgla kamiennego, który w latach 2017-2019 podrożał o blisko 30 proc. Co więcej, od 2016 r. wzrost cen węgla dla sektora ciepłowniczego jest znacznie szybszy niż cen tego paliwa dla energetyki (ARP). W marcu 2020 r. tona węgla dla elektrowni kosztowała 263 zł, a dla ciepłowni 331 zł, czyli o jedną czwartą więcej.

¹⁵ Dane URE nie pokazują rzeczywistej sytuacji finansowej sektora kogeneracji. Obecnie nie da się rozdzielić kosztów wytwarzania ciepła w kogeneracji od kosztów wytwarzania energii elektrycznej, a przedsiębiorstwa mają swobodę, gdy wybierają metodę podziału kosztów wspólnych.

W 2019 r. rentowność sektora ciepłowniczego, po raz pierwszy od 2012 r., osiągnęła wartości ujemne.

WYKRES 6: CENY WĘGLA KAMIENNEGO DLA CIEPŁOWNI I ENERGETYKI (PLN/TONA)

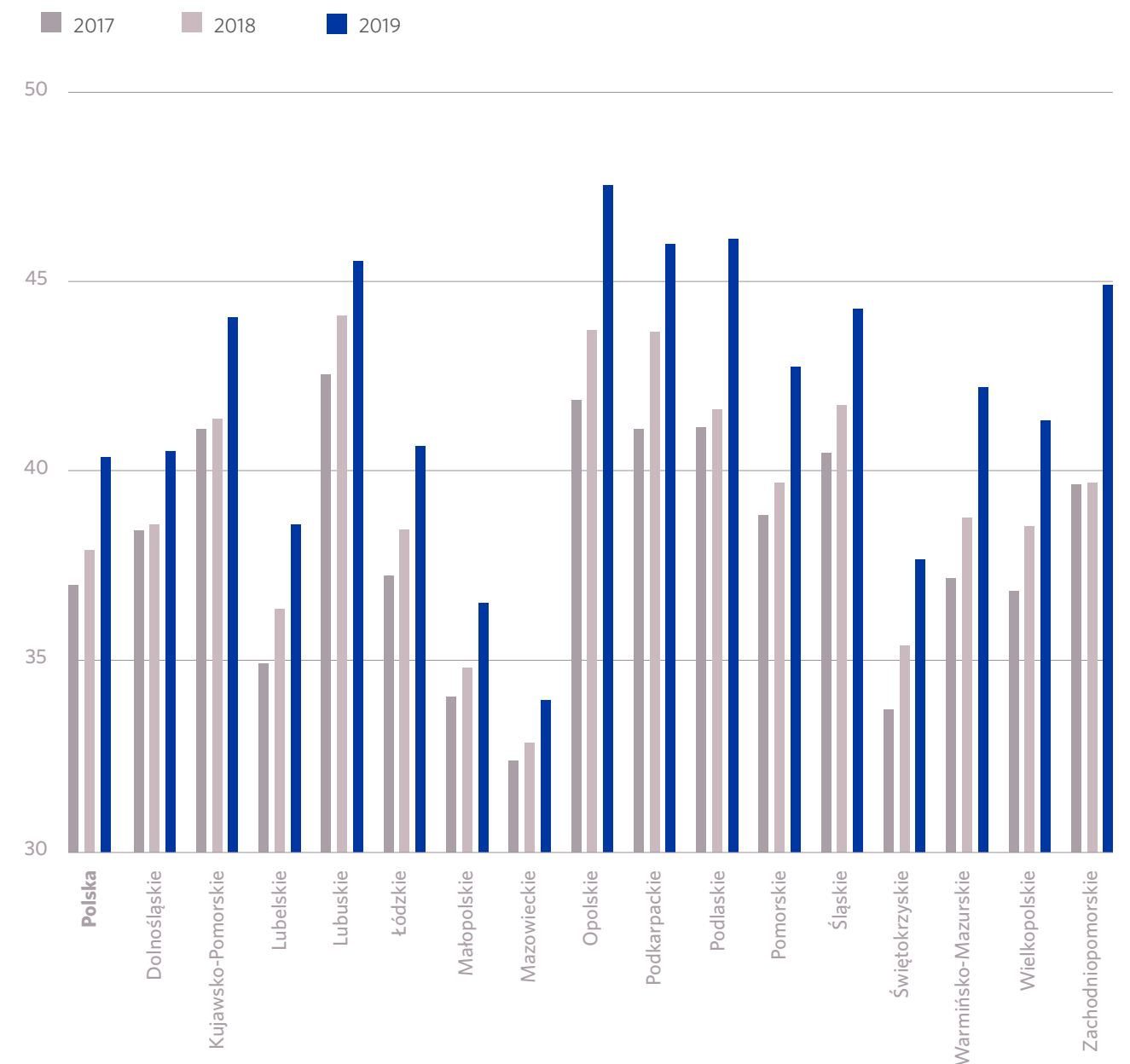


Źródło: ARP.

Ceny ciepła rosną

W ostatnich latach ceny ciepła w Polsce utrzymywały się na stabilnym poziomie 37-38 zł za gigadzula (GJ). Ciepło znacznie taniej produkują elektrociepłownie niż zwykłe ciepłownie – różnica w cenie GJ wynosi ok. 20 proc. Jednak wzrost cen uprawnień do emisji sprawił, że ciepło zaczęło drożeć. W 2019 r. średnia cena ciepła w Polsce wzrosła do 41 zł za GJ (URE, 2020). Największy skok odnotowały zwykłe ciepłownie, w których GJ zdrożało o 11 proc. do 48,5 zł. Łagodniejszy wzrost cen miały elektrociepłownie – o 4 proc. do 37,9 zł.

WYKRES 7: ŚREDNIE CENY CIEPŁA ZE ŹRÓDEŁ KONCESJONOWANYCH (PLN/GJ)



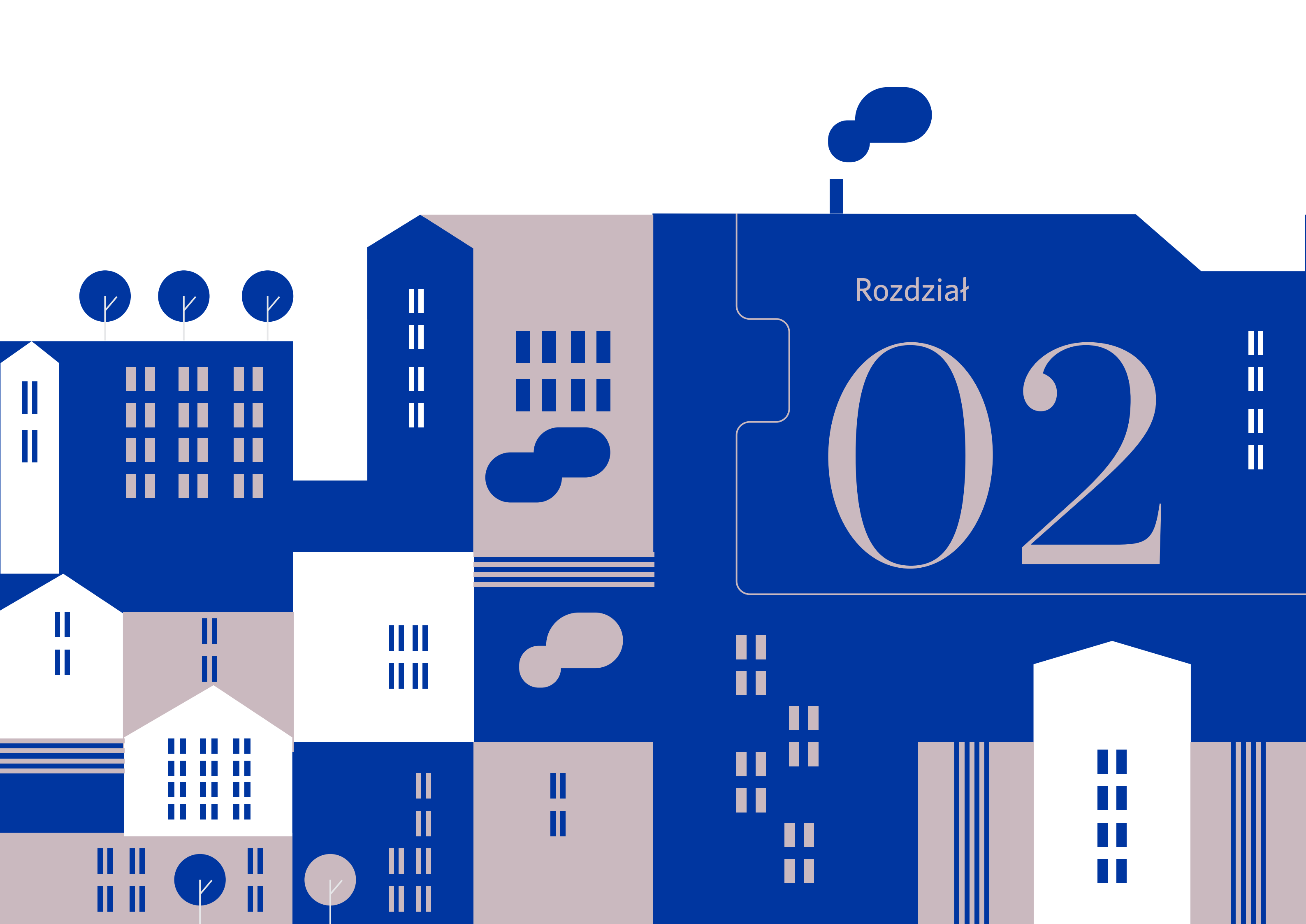
Źródło: URE.

Ciepłownictwo finansuje inwestycje z własnych środków

W 2019 r. sektor ciepłownictwa systemowego zainwestował 3,5 mld zł. Nakłady w latach 2016-2018 były niższe niż w 2015 r., ale utrzymują się na wysokim poziomie 2-3 mld zł, czyli o 18 proc. więcej niż rok wcześniej (URE, 2020). Dla porównania wydatki inwestycyjne całego sektora wytwarzania i zaopatrzenia w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę to ok. 22 mld zł (GUS, 2020).

Przedsiębiorstwa ciepłownicze finansują inwestycje głównie z własnych środków. W latach 2015-2018 udział finansowania zewnętrznego wynosił ok. 15 proc., a w 2019 r. wzrósł do ponad 20 proc. Wynika to m.in. z niskiej aktywności branży w aplikowaniu o środki. Jednak rosnące potrzeby związane z koniecznością modernizacji ciepłowni i ograniczania ich emisyjności sprawiają, że w kolejnych latach ten odsetek będzie coraz większy.





Rozdział

102

Co czeka sektor ciepła

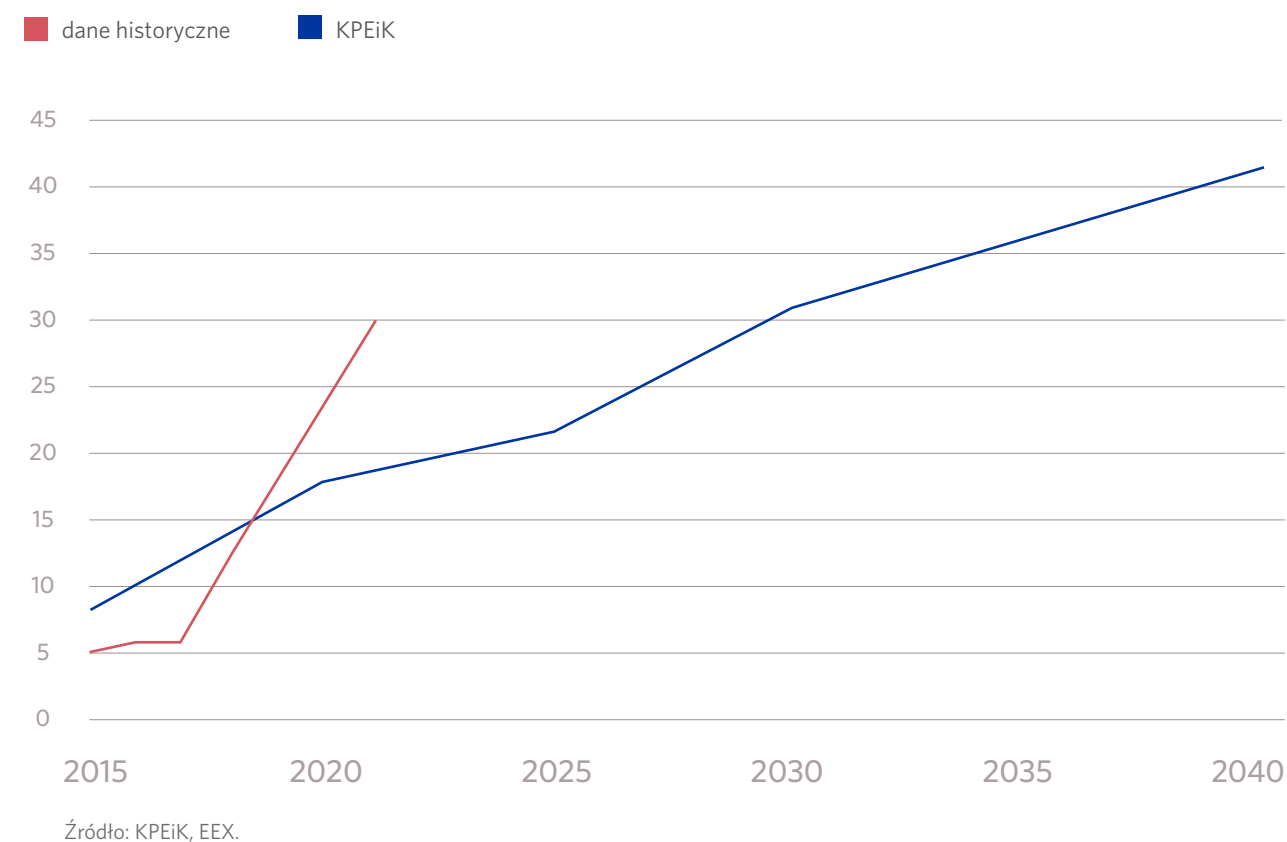
Brak dywersyfikacji paliwowej i wysokie uzależnienie od węgla powoduje, że polskie ciepłownictwo jest bardzo wrażliwe na wzrost cen uprawnień do emisji. Skok, do którego doszło w 2018 r., gdy tona CO₂ z unijnego systemu EU ETS podrażała z 5 do ok. 24 euro, sprawił, że ich zakup stał się jednym z najważniejszych kosztów dla ciepłowni.

Epidemia koronawirusa i kryzys gospodarczy zmniejszyły zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji. 18 marca 2020 r. ceny spadły do 15 euro za tonę. Od tego czasu certyfikaty zaczęły zyskiwać na wartości – w lipcu ceny przekroczyły granicę 30 euro, drożając o 100 proc. w ciągu czterech miesięcy i osiągając najwyższe poziomy od kilkunastu lat. Ceny rosną, bo inwestorzy zakładają, że UE będzie dalej zaostrzać swoją politykę klimatyczną i podniesie cel redukcji emisji na 2030 r. z 40 do 55 proc. oraz rozszerzy system EU ETS.

Wzrost cen CO₂ to ogromny problem dla ciepłowni. Na wykresie nr 8 widać ścieżkę wzrostu cen uprawnień w perspektywie 2040 r., którą założył rządowy krajowy plan na rzecz energii i klimatu (KPEiK). Z prognozy wynika, że CO₂ ma osiągnąć poziom 30 euro za tonę w 2030 r. Bieżące trendy na rynku pokazują, że te założenia są już nieaktualne.

Drożące ceny uprawnień do emisji pogorszyły sytuację finansową spółek ciepłowniczych, szczególnie w małych miastach. W Polsce większość systemów ciepłowniczych jest własnością samorządów. Część z nich nie ma wystarczającego zaplecza kapitałowego na prowadzenie dużych inwestycji, tak jak prywatne firmy ciepłownicze w większych miastach. Banki obawiają się bowiem udzielać spółkom samorządowym kredytów, szczególnie podmiotom o statusie nieefektywnych systemów ciepłowniczych i bazujących na węglu.

WYKRES 8: PROGNOZA CEN UPRAWNIEŃ DO EMISJI CO₂ (EUR'10/TON)



W Polsce większość systemów ciepłowniczych jest własnością samorządów. Część z nich nie ma wystarczających środków na modernizację swoich instalacji.

W efekcie komunalne ciepłownie i elektrociepłownie często nie są gotowe na tak drastyczne wzrosty cen CO₂.

W 2019 r. w małopolskim Andrychowie władze miejskie musiały przejąć prywatną elektrociepłownię, która zbankrutowała m.in. przez rosnące ceny CO₂. Miało to zagwarantować mieszkańcom i lokalnym firmom ciągłość dostaw prądu i ciepła sieciowego jeszcze przed zimą. Elektrociepłownia zaopatruje w ciepło praktycznie trzy czwarte Andrychowa, dostarcza prąd, ciepło i wodę do mieszkań, budynków użyteczności publicznej oraz ok. 400 firm.

Z kolei w Dęblinie wzrost cen CO₂ tak bardzo zaskoczył lokalnego dostawcę ciepła, że nie był on w stanie wykupić wszystkich niezbędnych uprawnień do emisji. W efekcie dostał od Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska 9 mln zł kary, a ciepłownię przejęła państwowa spółka PGNiG Termika.



Innym przykładem samorządu, który zмага się z rosnącymi cenami uprawnień, jest Chełm, 62-tysieczne miasto w wojewódzkie lubelskim. Dla tamtejszej miejskiej spółki ciepłowniczej wzrost ceny CO₂ o jedno euro to koszt wyższy o ok. 400 tys. zł. Regulowane raz w roku przez URE ceny ciepła nie były w stanie uwzględnić szybko rosnącego kosztu. Przykładowo taryfa dla Chełma na 2018 r. zakładała cenę CO₂ na poziomie 6,38 euro, podczas gdy tona dwutlenku węgla w tym czasie wzrosła do 24 euro, czyli prawie czterokrotnie. W efekcie tylko w 2018 r. chełmski MPEC odnotował 6,5 mln zł straty (wysokienapiecie.pl).

W 2019 r. w małopolskim Andrychowie władze miejskie musiały przejąć infrastrukturę elektrociepłowni, która zbankrutowała m.in. przez rosnące ceny CO₂.

Coraz mniej czasu na modernizację

Wzrost cen CO₂ może w najbliższych latach jeszcze bardziej przyspieszyć. 4 marca 2020 r. Komisja Europejska opublikowała projekt Prawa klimatycznego, którego zadaniem ma być włączenie do europejskich regulacji celu osiągnięcia przez Unię neutralności klimatycznej do 2050 r. Jednym z jego elementów ma być rewizja celów w zakresie redukcji emisji CO₂ do 2030 r. do 50 lub 55 proc. z obecnych 40 proc. 16 września 2020 r. Komisja zaproponowała podwyższenie celu redukcji do co najmniej 55 proc.

Jak zauważa Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, w przypadku zaostrzenia celu do 50 proc. ceny uprawnień do emisji wzrosną do ok. 34 euro w 2025 r. i 52 euro w 2030 r. Z kolei podniesienie celu do 55 proc. sprawi, że cena uprawnień podskoczy do 41 euro w 2025 r. i 76 euro pięć lat później. W efekcie koszt zakupu uprawnień wzrośnie w 2030 r. o 10-18 mld euro przyspieszając odchodzenie od węgla i gazu w energetyce, przemyśle i ciepłownictwie.

Szybki wzrost cen ciepła może doprowadzić do odłączania się odbiorców od sieci i zastępowania ciepła sieciowego źródłami indywidualnymi, np. ogrzewaniem elektrycznym lub pompami ciepła. W negatywnym scenariuszu ciepło sieciowe mogą zastąpić piece na węgiel, co przełoży się na wzrost emisji i pogorszenie jakości powietrza.

Duże jednostki muszą dostosować się do wymagań IED

Ciepłownictwo musi ograniczyć emisje nie tylko CO₂, ale też szkodliwych substancji. Kluczową regulacją w tym zakresie jest unijna dyrektywa IED (*Industrial Emission Directive*) z 2010 r. Wprowadza ona zasady zapobiegania zanieczyszczeniom w przemyśle oraz ich kontroli, zaostrzając standardy emisji dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i pyłów¹⁶. Przepisy obejmują jednostki o mocy od 50 do 200 MW. Tego rodzaju ciepłownie ma co czwarte koncesjonowane przedsiębiorstwo w Polsce (URE, 2020), czyli ok. 90 podmiotów – chodzi głównie o duże jednostki w miastach takich jak

¹⁶ Przykładowo dla istniejących źródeł opalanych węglem kamiennym, które zostały oddane do użytkowania przed 1990 r. (o nominalnej mocy cieplnej od 50 do 100 MW), standardy emisyjne dwutlenku siarki zmieniają się z 1500 mg/m³ na 400 mg/m³, tlenków azotu z 600 mg/m³ na 300 mg/m³, natomiast pyłu ze 100 mg/m³ na 30 mg/m³.

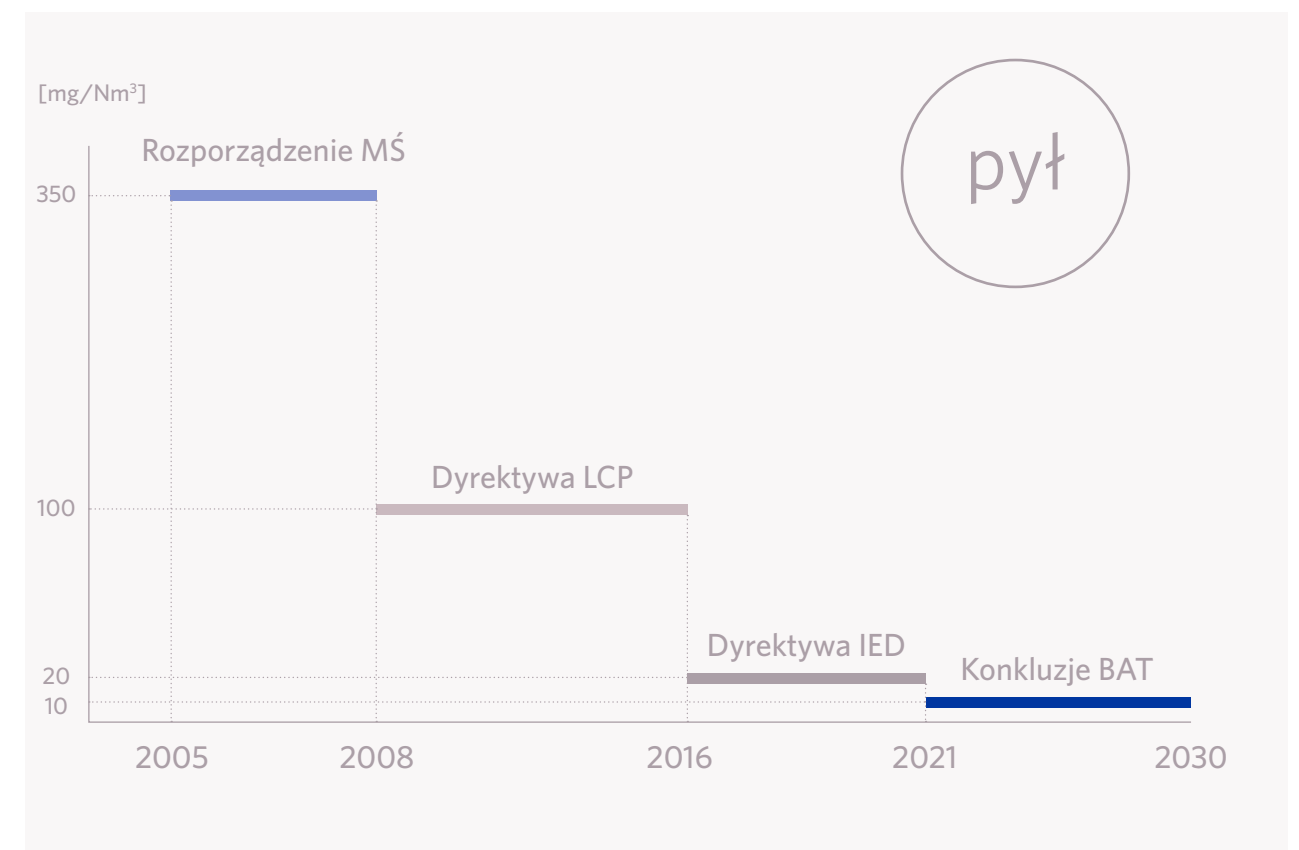
Warszawa, Lublin czy Gdańsk. Przepisy dyrektywy dla źródeł istniejących (które uzyskały pozwolenie na eksploatację przed 7 stycznia 2013 r.) zaczęły obowiązywać od 1 stycznia 2016 r.

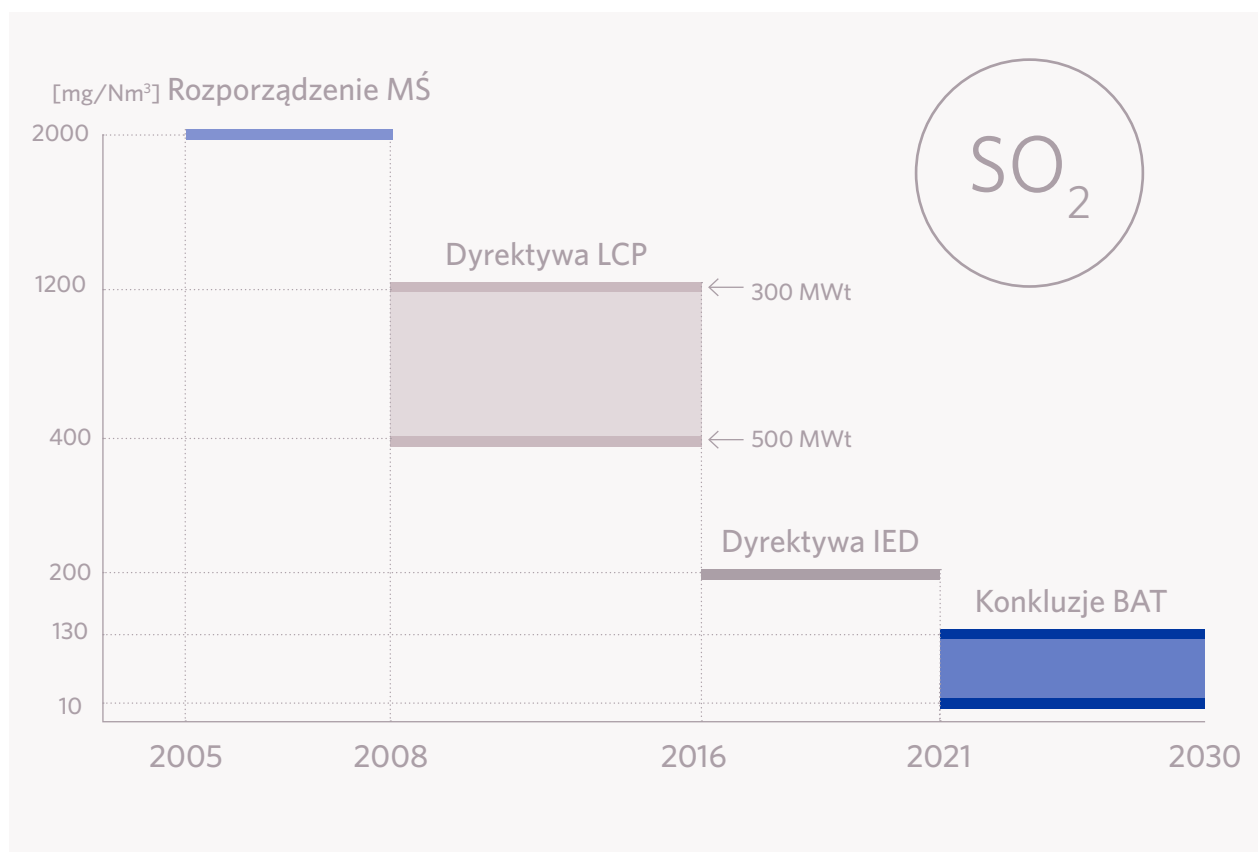
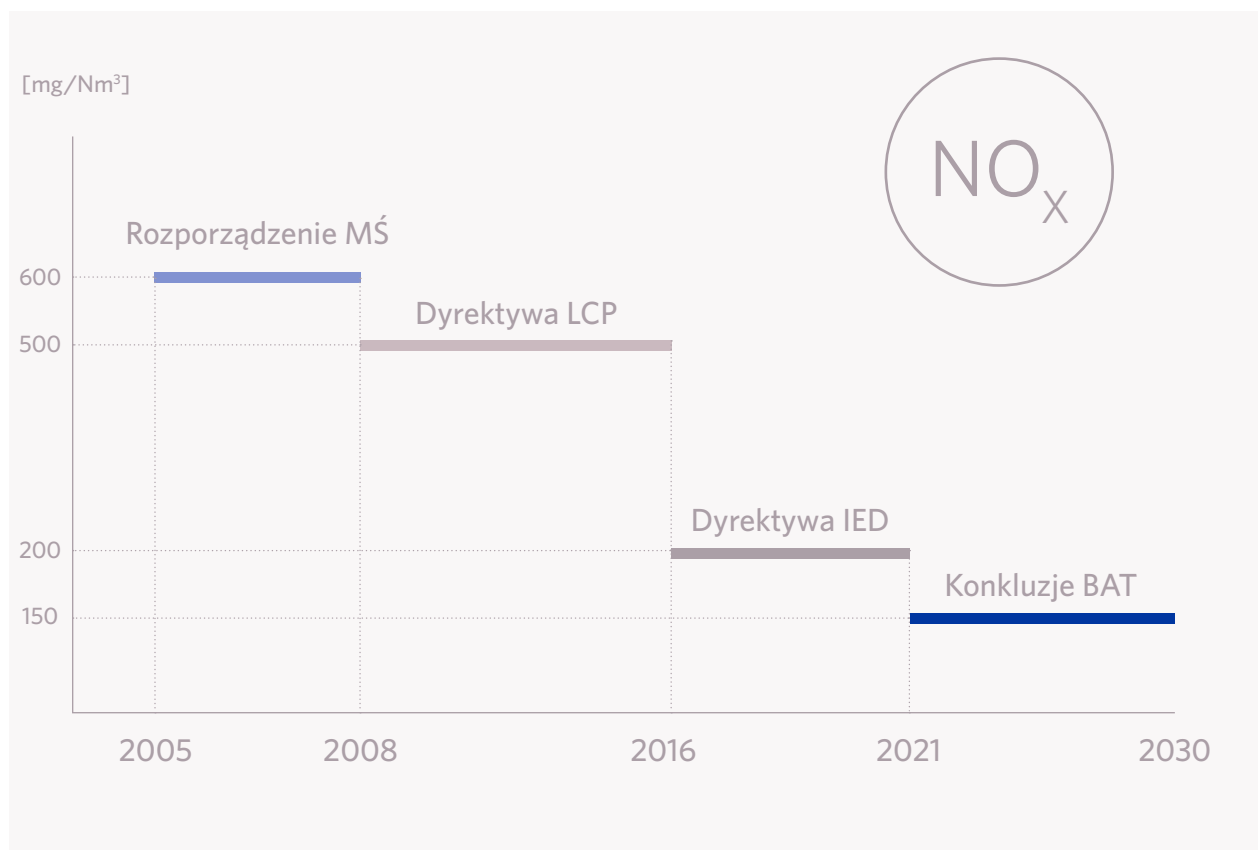
W 2017 r. Komisja Europejska przyjęła konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik dla dużych źródeł spalania (tzw. konkluzje BAT). Stanowią one kolejne zaostrzenie wymagań emisyjnych w zakresie SO₂, NO_x i pyłów, ale wprowadzają też nowe wymagania emisyjne dotyczące rtęci, chlorowodoru, fluorowodoru i amoniaku.

Konkluzje wejdą w życie 18 sierpnia 2021 r. Do tego czasu ciepłownie trzeba będzie zmodernizować. Jednak starsze jednostki (uruchomione przed 27 listopada 2002 r. i odprowadzające co najmniej 50 proc. ciepła do publicznej sieci) korzystają z derogacji, która przesuwła dla nich termin dostosowania się do nowych wymogów na 31 grudnia 2022 r.

Sprostanie konkluzjom BAT to ogromne wyzwanie dla właścicieli źródeł ciepła. W styczniu 2020 r. radni w Chełmie zdecydowali się sprzedać swoją ciepłownię. Taka decyzja była wynikiem analizy możliwości dostosowania jednostki do unijnych wymagań emisyjnych. O ile miasto było w stanie na bieżąco pokrywać stratę związaną z rosnącymi cenami CO₂, to koszty modernizacji lub budowy nowego źródła – szacowane na 60-90 mln zł – przekroczyły możliwości samorządu. Derogacja ciepłownicza dla Chełma kończy się 31 grudnia 2022 r. Jeśli do tego czasu inwestor nie zbuduje nowej ciepłowni, mieszkańców czeka gwałtowny wzrost rachunków za ciepło.

WYKRES 9: STANDARDY EMISYJNE DLA PYŁU, TLENKÓW AZOTU I DWUTLENKU SIARKI





Źródło: Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych.

Źródła ciepła, które do 1 stycznia 2023 r. nie zostaną zmodernizowane, będą musiały zostać wyłączone z eksploatacji. Dziś tylko co czwarta krajowa ciepłownia i elektrociepłownia spełnia zaostrzone warunki konkluzji BAT.

Problem Chełma dotyczy też innych miast. Ciepłownie, które do 1 stycznia 2023 r. nie zostaną zmodernizowane, trzeba będzie zamknąć. Obecnie tylko co czwarta krajowociepłownia spełnia zaostrzone warunki konkluzji BAT (BOŚ Bank, 2020). Największe wyzwanie dotyczy redukcji emisji dwutlenku siarki i pyłów, które – w przeliczeniu na jednostkę ciepła – są wciąż znacząco wyższe niż w elektrowniach i ciepłowniach przemysłowych.

Kto zatruwa ten płaci

Jednostki, które nie zdążą się zmodernizować, a będą musiały pracować dalej (np. elektrociepłownie, które są jedynym źródłem ciepła dla miast), zostaną obciążone karami. Ich wysokość może być znacząca – w przypadku źródła o mocy 100 MW praca bez ważnego pozwolenia zintegrowanego przedsiębiorstwa to koszt ok. 3,2 mln zł na rok. Do tego należy doliczyć kary:

- » za przekroczenie emisji (m.in. tlenków siarki i azotu) w wysokości ok. 9 mln zł na rok,
- » za wyłączenie z systemu EU ETS (w wyniku braku pozwolenia zintegrowanego), co zwiększa koszt emisji tony CO₂ do 100 euro,
- » (ewentualne) od URE oraz WIOŚ, które mogą wynieść ok. 15 mln zł.

W skrajnym wypadku ciepłowni o mocy 100 MW grożą kary w wysokości ok. 102 mln zł¹⁷.

Prawo umożliwia wliczenie kar w koszty realizowanych inwestycji środowiskowych, co z kolei przełoży się na gwałtowny wzrost cen ciepła. Ryzyko powstania takiego scenariusza jest na razie niewielkie. Z danych URE wynika, że spośród 88 przedsiębiorstw ciepłowniczych, które mają zrealizować inwestycje dostosowujące do konkluzji BAT, 84 już je realizuje. Jednak dalsze zaostrzenie polityki klimatycznej Unii, może zmienić tę sytuację.

Dyrektywa IED przewiduje, że po czterech latach od dostosowania firm do ostatnich konkluzji BAT uruchomiony zostanie proces przygotowania nowych konkluzji. W efekcie najpóźniej w 2027 r. UE opublikuje nowe wymagania, która wejdą w życie najpóźniej 1 stycznia 2032 r. Oznacza to konieczność podjęcia kolejnych inwestycji. Nawet jeśli przedsiębiorstwa ciepłownicze zdążą do 2023 r. z dostosowaniem się do nowych wymogów emisyjnych, to kolejne podwyżki norm mogą zmusić je do zakończenia działalności.

¹⁷ Obliczenia własne na podstawie danych dostarczonych przez E.ON.

Dyrektywa MCP

Mniejsze ciepłownie, o mocy od 1 do 50 MW, będą musiały dostosować się do wymagań narzuconych przez dyrektywę MCP (*Medium Combustion Plants*) w sprawie ograniczenia emisji ze średnich obiektów energetycznych. MCP – podobnie jak IED – wprowadza przepisy, które określają standardy emisyjne dla SO₂, NO_x i pyłów. Standardy obowiązują nowe obiekty od 20 grudnia 2018 r., źródła istniejące o mocy przekraczającej 5 MW od 2025 r., a źródła istniejące o mocy 1–5 MW od 2030 r. Ustanawia też zasady monitorowania emisji tlenu węgla.

Pod dyrektywę MCP podlega ponad 4,8 tys. instalacji w tym: 3,4 tys. o mocy 1-5 MW, 1,2 tys. o mocy 5-20 MW oraz 112 źródeł o mocy 20-50 MW.

Dyrektywa obejmuje ponad połowę wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw produkujących ciepło w kraju, czyli około 190 podmiotów. W praktyce jej zasięg jest dużo większy. Pod te przepisy podlega ponad 4,8 tys. instalacji, w tym: 3,4 tys. o mocy 1-5 MW, 1,2 tys. o mocy 5-20 MW oraz 112 źródeł o mocy 20-50 MW (Ministerstwo Środowiska, 2017). To właśnie te jednostki są najbardziej niedofinansowane i obciążone największym ryzykiem zamknięcia.

To z myślą o nich Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) uruchomił w 2019 r. „Ciepłownictwo Powiatowe”, czyli pilotażowy program wsparcia miejskich ciepłowni i elektrociepłowni (do 50 MW mocy) z budżetem wynoszącym 0,5 mld zł. W jego ramach samorządy mogły starać się o dotacje warte do 30 proc. kosztów kwalifikowanych inwestycji ciepłowniczych, a przy wykorzystaniu technologii geotermalnych - nawet do 50 proc. Warunkiem udzielenia wsparcia było jednocześnie zaciągnięcie pożyczki z NFOŚiGW, w części stanowiącej uzupełnienie do 100 proc. kosztów inwestycji. Finansowanie dotyczyło inwestycji o wartości od 0,5 mln zł do 300 mln zł.

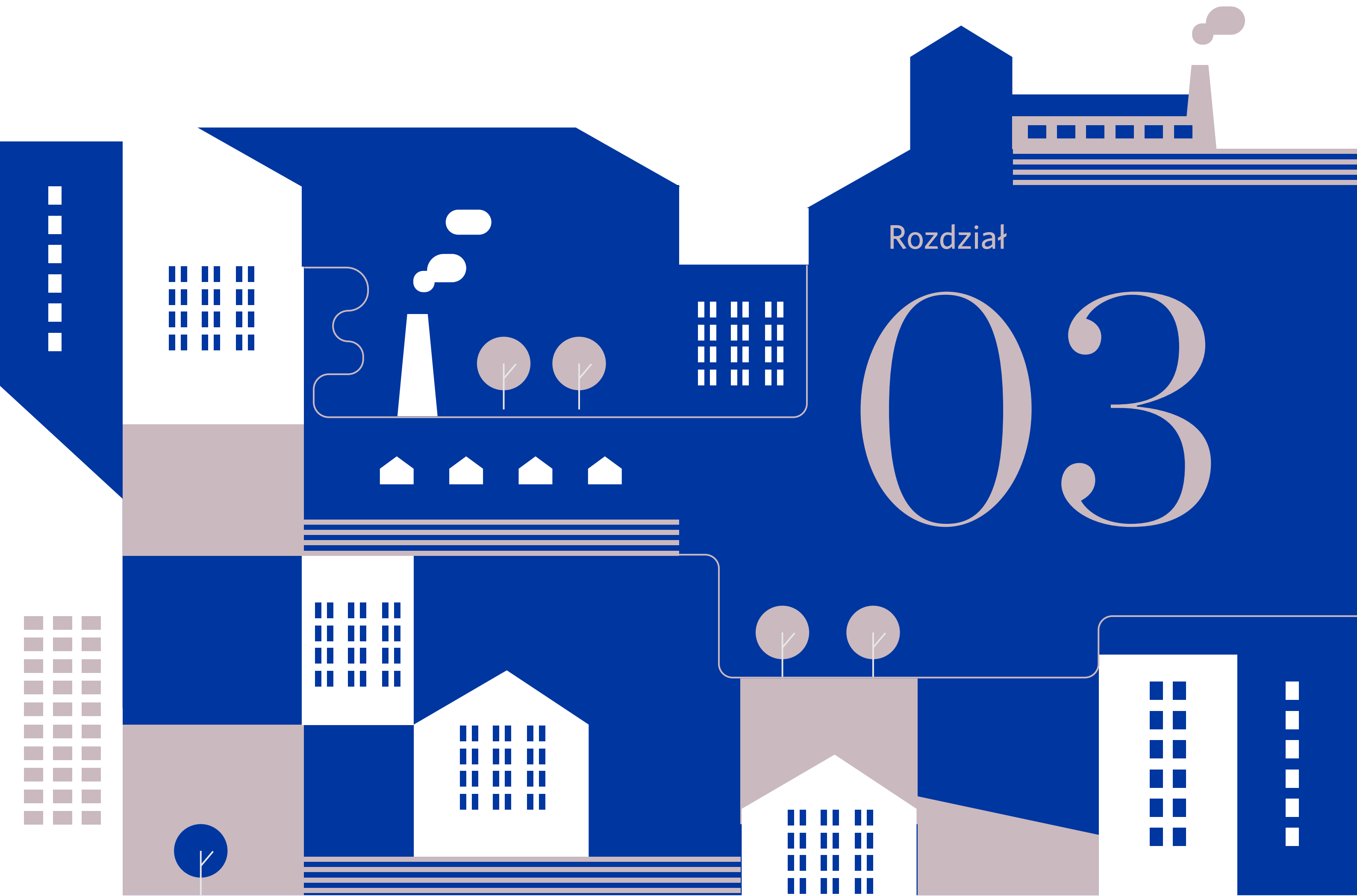
Pilotaż okazał się sukcesem, dlatego 1 października uruchomiono program w rozszerzonej wersji. Zmniejszono minimalną kwotę pożyczki NFOŚiGW (z 1 mln zł do 0,5 mln zł), a do dotacji dopuszczono samorządy, które mają ponad 50 proc. udziałów w jednostkach produkujących ciepło, a nie jak dotychczas minimum 70 proc. Zmiana kryteriów programu rozszerzy możliwość pozyskiwania środków na modernizację systemów ciepłowniczych mniejszym samorządom. Program nie ma jednak dużego budżetu, dlatego liczba jego beneficjentów pozostanie ograniczona.

Dostosowanie się do wymagań w zakresie OZE

Spełnienie standardów emisyjnych to nie jedyne wyzwanie stojące obecnie przed ciepłownictwem. Kolejne to dyrektywa ws. charakterystyki energetycznej budynków z 2010 roku. W przypadku ciepła sieciowego z węgla nakłada ona na deweloperów obowiązek podniesienia standardu energetycznego budynku, czyli zmniejszenia jego energochłonności lub dodania odnawialnego źródła energii. Może się okazać, że indywidualne źródło ciepła będzie dla inwestora tańsze niż podłączenie się do sieci ciepłowniczej.

Kluczowa jest znowelizowana dyrektywa OZE z grudnia 2018 r. (zwana też RED II), która wprowadza wiążący cel unijny 32 proc. udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 2030 r. Co więcej, ustala też od 2021 r. coroczny poziom wzrostu udziału ciepła i chłodu z OZE oraz ciepła odpadowego w strumieniu ciepła dostarczanego odbiorcom o minimum 1,3 pkt proc. do 2030 r. Cel ten może się niebawem zwiększyć – w sierpniu 2020 r. Komisja Europejska poinformowała o tym, że rozpoczyna przegląd unijnych dyrektyw dotyczących OZE i efektywności energetycznej.

Ta rewizja ma dostosować oba akty do przygotowywanego zwiększania celów redukcji emisji gazów cieplarnianych przez Unię do 2030 r. do 55 proc. z obecnych 40 proc. Zmiany w obu dyrektywach z dużym prawdopodobieństwem zakończą się podniesieniem celów dla OZE i efektywności energetycznej.



Rozdział

03

Na jakim etapie transformacji jest ciepłownictwo

Polskie ciepłownictwo, podobnie jak cała energetyka, jest w trakcie transformacji. Aby ocenić stan zaawansowania zmian w sektorze, wybraliśmy pięć wskaźników (udział węgla i OZE w produkcji ciepła, wielkość emisji, efektywność wytwarzania i wydajność sektora) i prześledziliśmy ich zmiany na przestrzeni ostatnich lat. Analizowane wskaźniki odnieśliśmy następnie do uśrednionych danych dla Unii tak, aby pokazać, jak duży dystans dzieli polskie ciepłownictwo od reszty Europy, a także skalę wyzwania, jakie stoi przed krajowym sektorem.

1. UDZIAŁ WĘGLA W PRODUKCJI CIEPŁA: 79 PROC.

» ŚREDNIE TEMPO DEKARBONIZACJI*: 0,8 pkt proc./rok

» DYSTANS DO UE: ▼ maleje

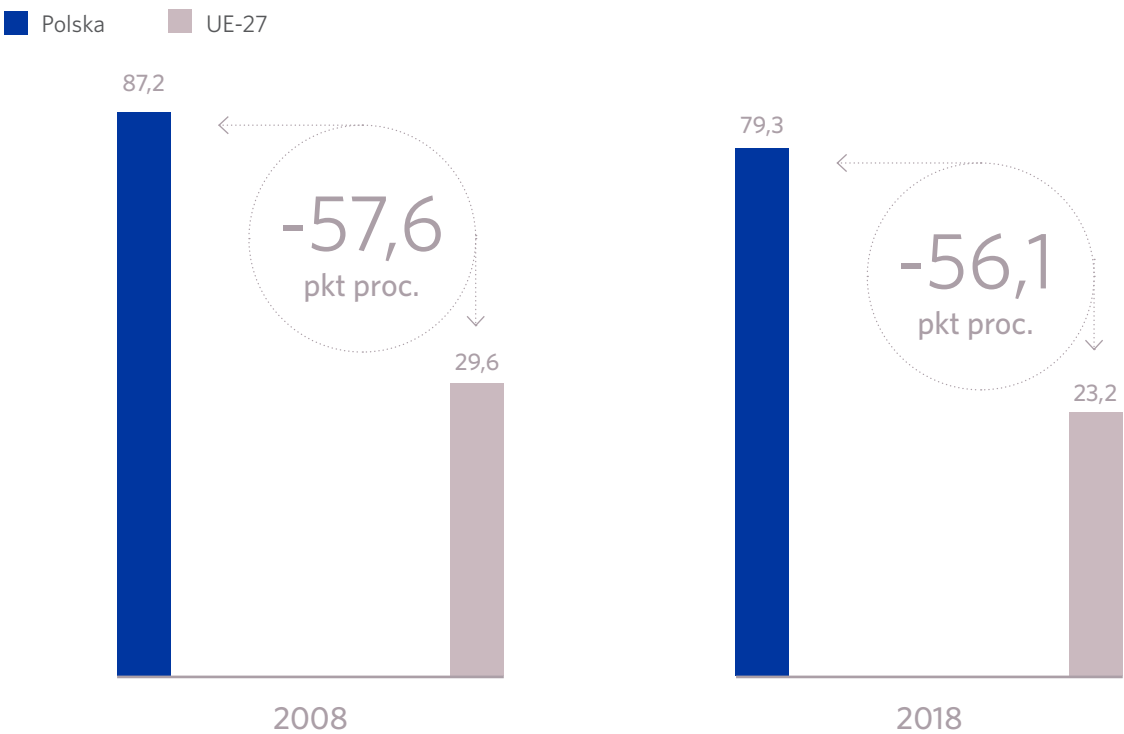
* Średni spadek udziału węgla w produkcji ciepła systemowego w Polsce w latach 2008-2018.

Polskie ciepłownictwo jest najbardziej uzależnione od węgla w Europie. W 2018 r. udział tego paliwa w produkcji ciepła w Polsce wyniósł 79 proc. wobec 23 proc. w Unii (Eurostat). Dane pokazują, że krajowy sektor w ciągu ostatniej dekady minimalnie skrócił dystans, który dzieli go od europejskiej średniej. Różnica wciąż jest gigantyczna i wynosi obecnie 56,1 pkt proc., czyli

zaledwie o 1,5 pkt proc. mniej niż 10 lat wcześniej. Dekarbonizacja ciepła szybciej przebiega w obszarze koncesjonowanym, gdzie udział węgla w produkcji ciepła w 2019 r. wyniósł 71 proc. wobec 72,5 proc. rok wcześniej i 82 proc. w 2002 r. (URE, 2020).

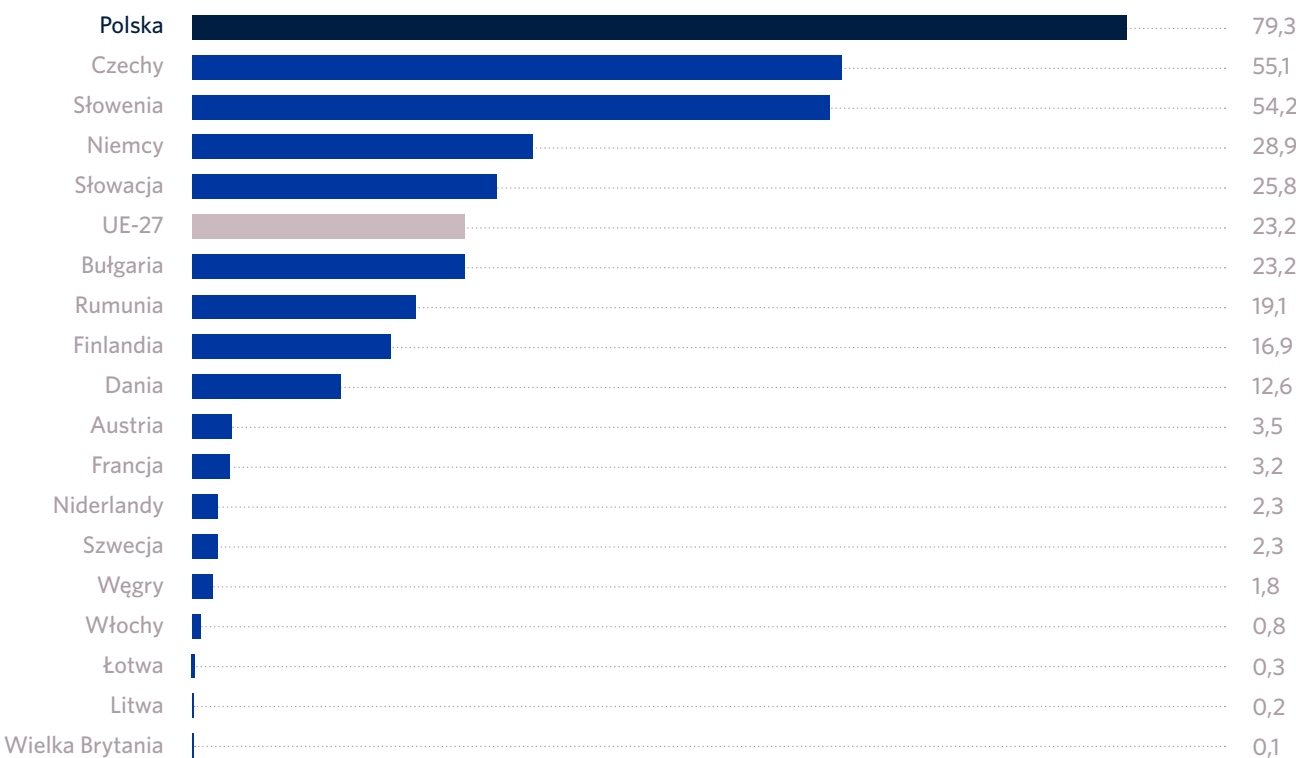
Dekarbonizacja ciepła szybciej przebiega w ciepłownictwie koncesjonowanym, gdzie udział węgla w produkcji ciepła w 2019 r. wyniósł 71 proc. wobec 72,5 proc. rok wcześniej.

WYKRES 10: UDZIAŁ WĘGLA W PRODUKCJI CIEPŁA BRUTTO W POLSCE I UNII (PROC.)



Źródło: Eurostat.

WYKRES 11: UDZIAŁ WĘGLA W PRODUKCJI CIEPŁA W 2018 R. (PROC.)



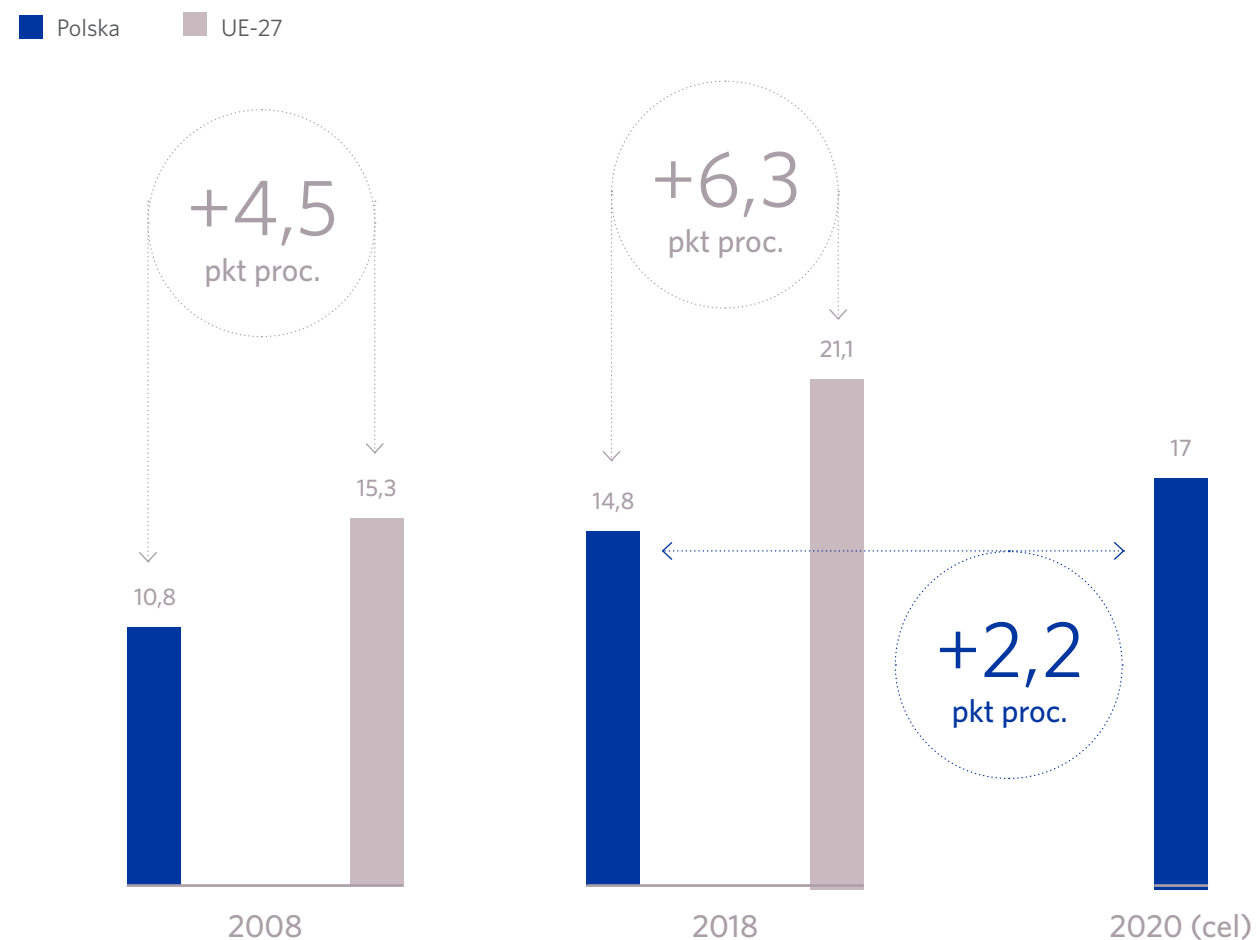
Źródło: Eurostat.

2. UDZIAŁ OZE W CIEPŁOWNICTWIE: 14,8 PROC.

» ŚREDNIE TEMPO WZROSTU UDZIAŁU OZE: 0,4 pkt proc./rok

» DYSTANS DO UE: ▲ rośnie

WYKRES 12: UDZIAŁ OZE W CIEPŁOWNICTWIE – FINALNE ZUŻYCIE ENERGII BRUTTO (PROC.)



Źródło: Eurostat.

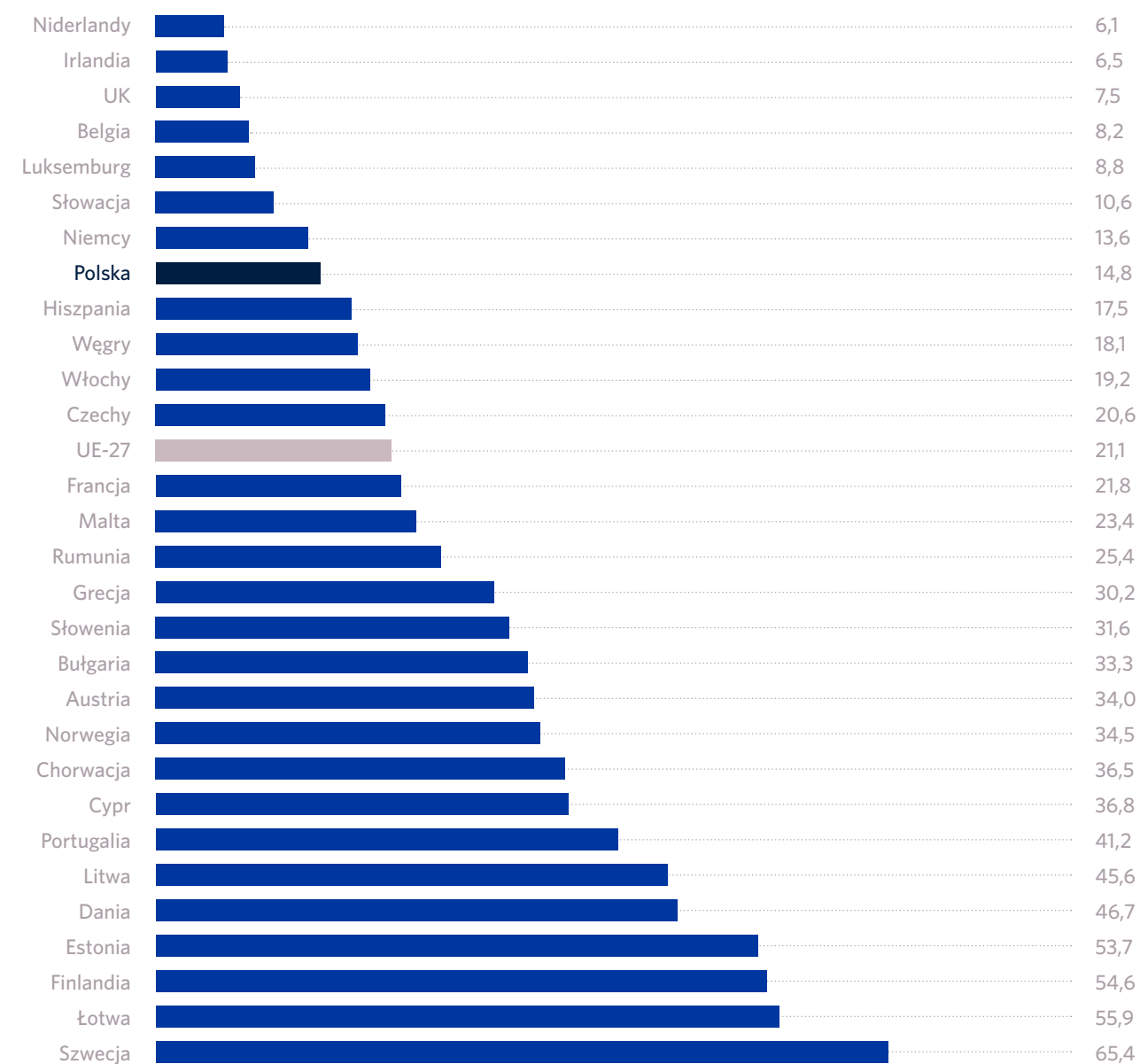
W 2018 r. udział OZE w polskim ciepłownictwie wyniósł 14,8 proc., to poniżej średniej dla UE (21,1 proc.). Jednocześnie dystans między Polską a Unią Europejską wzrósł w ciągu ostatnich 10 lat do 6,3 pkt proc., czyli o 1,8 pkt proc. Oznacza to, że Polsce raczej nie uda się zrealizować unijnych celów w zakresie zwiększenia udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie do 17,05 proc. do 2020 r.

Warto jednak pamiętać o tym, że wskaźnik ten odnosi się do całego sektora produkcji ciepła, czyli obejmuje również gospodarstwa domowe. W ciepłownictwie systemowym, to udział OZE w produkcji ciepła w podmiotach koncesjonowanych wynosi tylko 9,5 proc.¹⁸ (URE), a dla wszystkich ciepłowni tylko 5 proc.¹⁹ (Eurostat). Za ponad 90 proc. zielonego ciepła w Polsce odpowiada biomasa.

¹⁸ Dane za 2019 r.

¹⁹ Dane za 2018 r.

WYKRES 13: UDZIAŁ OZE W PRODUKCJI CIEPŁA W 2018 R. (PROC.)



Źródło: Eurostat.

3. INTESYWNOŚĆ EMISJI: 96,5 TON CO₂/TJ

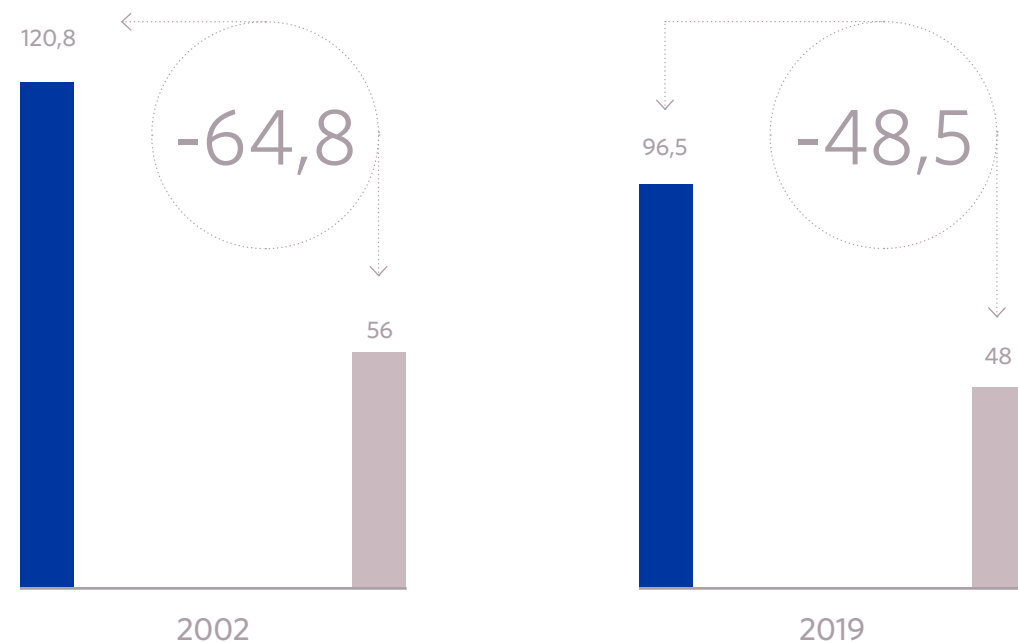
» TEMPO SPADKU EMISJI: 0,4 pkt proc./rok

» DYSTANS DO UE: ▼ maleje

Emisja dwutlenku węgla w ciepłownictwie systemowym spada, co jest efektem modernizacji przedsiębiorstw i poprawy ich efektywności. Od 2002 r. zmalała ona o 1/3 do 37 mln ton²⁰, a ich intensywność o 1/5. Obecnie aby wyprodukować jeden teradżul ciepła, polskie ciepłownie muszą wyemitować 96,5 tony CO₂, czyli 24,5 tony mniej niż jeszcze 18 lat temu. To wciąż jednak dwa razy więcej, niż wynosi średnia emisyjność produkcji energii w Unii, ale dystans ten udało się zmniejszyć o prawie jedną czwartą.

WYKRES 14: INTENSYWNOŚĆ EMISJI CO₂ W CIEPŁOWNICTWIE (TONA CO₂/TJ)

■ Polska ■ UE-27

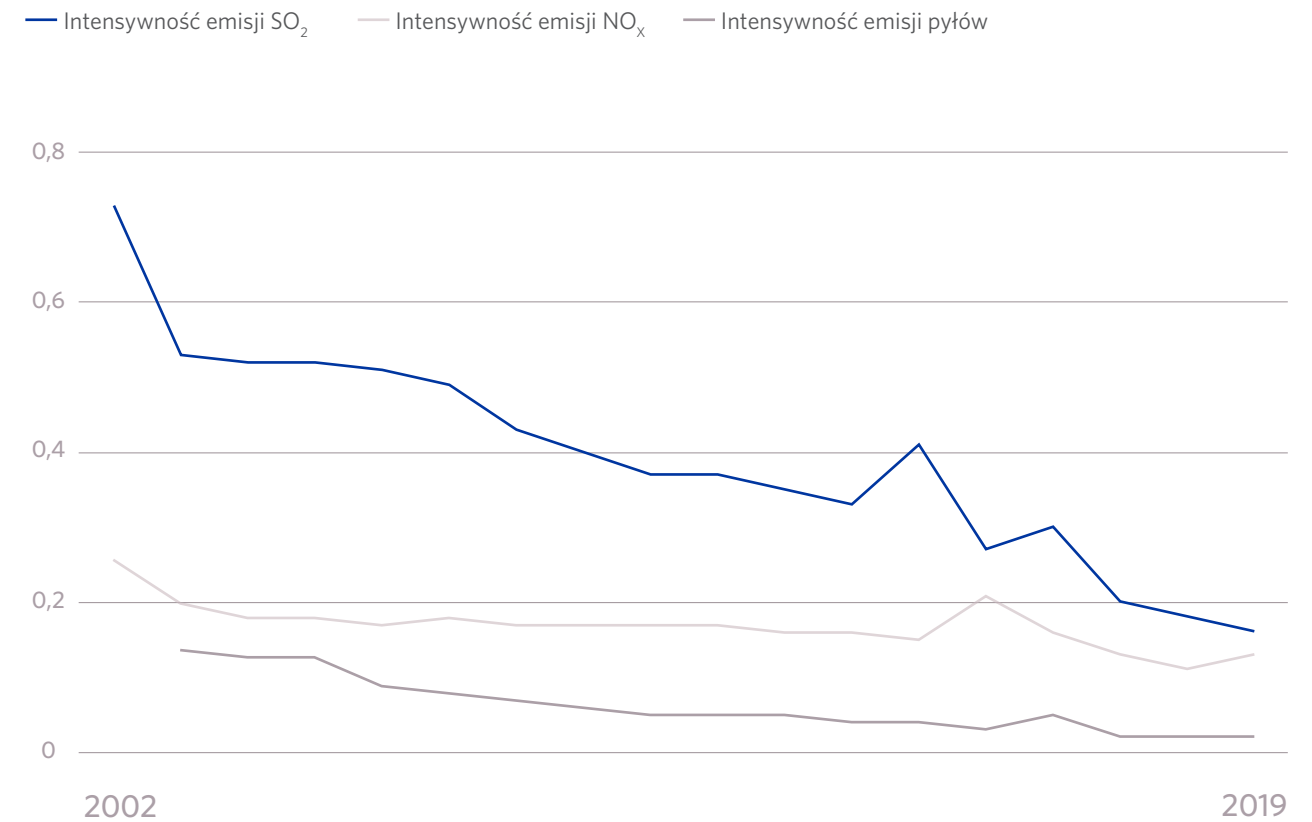


Źródło: Eurostat, URE.

Znacznie większy postęp Polska osiągnęła w redukcji emisji dwutlenku siarki (SO₂) oraz pyłów, które od początku wieku zmalały odpowiednio o 78 i 85 proc. O ponad połowę spadły też emisje tlenków azotu (NO_x). To efekt stale zastrzanych norm emisyjnych. Postęp jest jednak nierówny. Przykładowo emisja SO₂ i pyłów w ciepłownictwie jest wciąż wyraźnie wyższa niż w elektrowniach i ciepłowniach przemysłowych.

²⁰ W 2018 r. polskie ciepłownictwo wyemitowało 37,3 mln ton CO₂, co stanowiło ok. 9 proc. łącznej emisji całej krajowej gospodarki, czyli 415 mln ton (Źródło: URE, Eurostat).

WYKRES 15: INTENSYWNOŚĆ EMISJI SO₂, NO_x I PYŁÓW W CIEPŁOWNICTWIE (TONA CO₂/TJ)



Źródło: Eurostat, URE.

4. SPRAWNOŚĆ WYTWARZANIA CIEPŁA: **85,6** PROC.

» TEMPO WZROSTU SPRAWNOŚCI: 0,3 proc./rok (od 2002 r.)

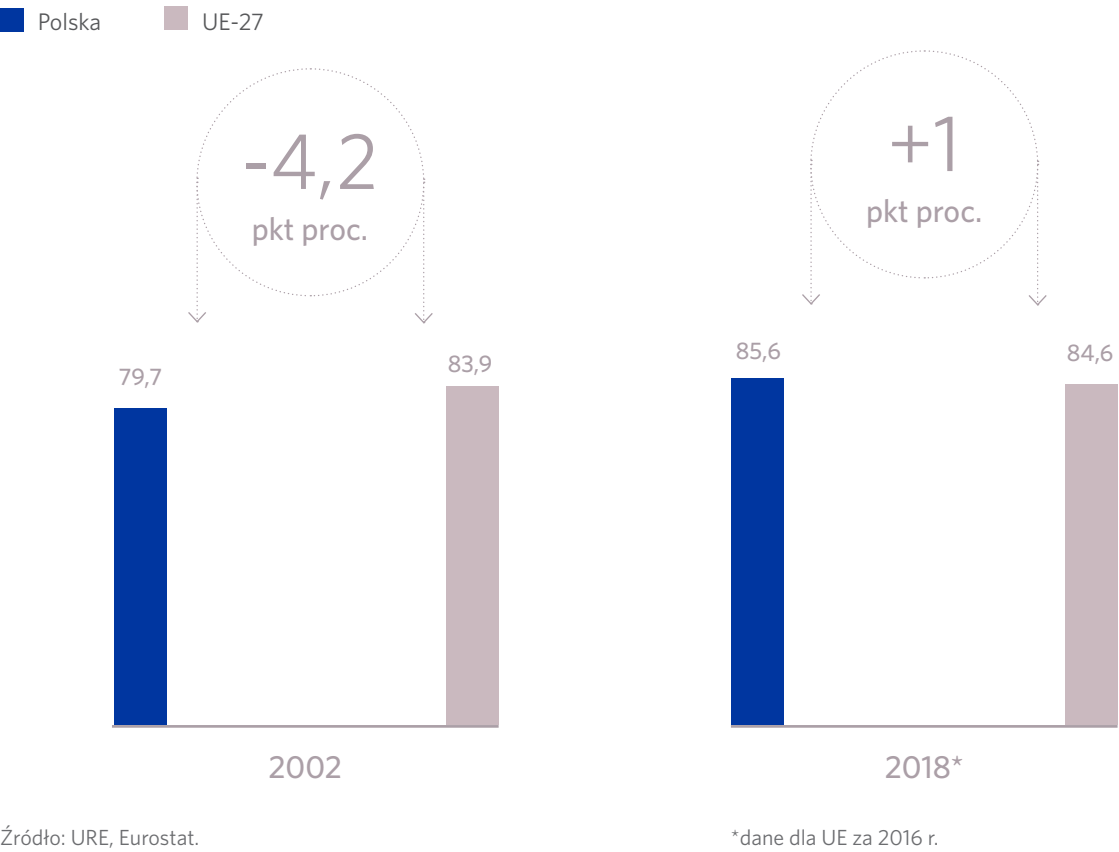
» DYSTANS DO UE: ▲ powyżej europejskiej średniej

Od 2002 r. straty ciepła zmalały z 37 do 33,5 PJ. Z kolei odzysk ciepła z procesów przemysłowych wzrósł z 25 do 35,5 PJ.

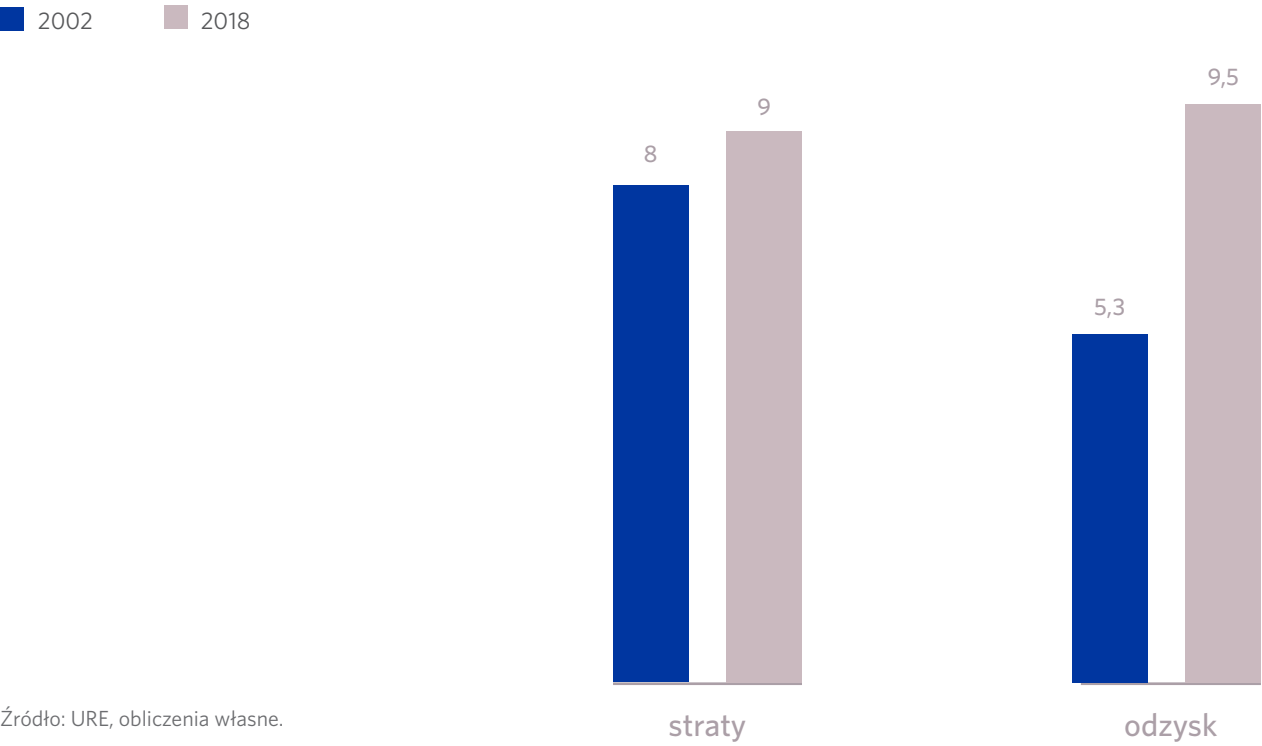
Dzięki modernizacjom sprawność wytwarzania w krajowych ciepłowniach jest wyższa niż unijna średnia. Jednocześnie sektor traci coraz mniej energii i jest w stanie oszczędzić jej więcej niż jeszcze na początku obecnego stulecia. Od 2002 r. straty ciepła zmalały z 37 do 33,5 PJ, choć

ich udział w całej produkcji ciepła nieznacznie zwiększył się do ok. 9 proc., co jest porównywalnym poziomem ze średnią dla Unii.

WYKRES 16: SPRAWNOŚĆ WYTWARZANIA CIEPŁA (PROC.)

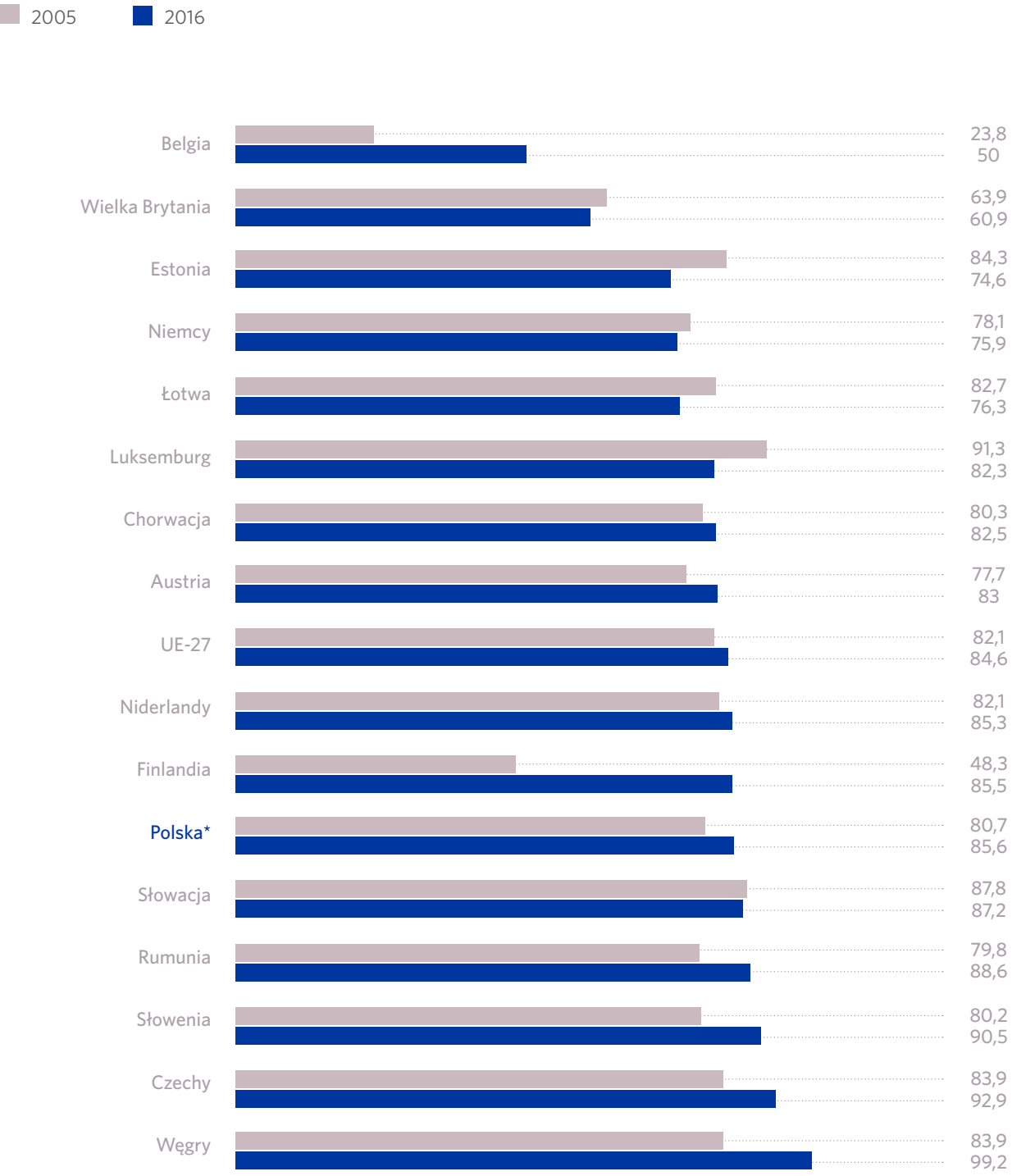


WYKRES 17: UDZIAŁ STRAT I CIEPŁA Z ODZYSKU W ŁĄCZNEJ PRODUKCJI CIEPŁA W POLSCE (PROC.)



Znacznie poprawił się za to odzysk ciepła z procesów przemysłowych, które następnie dalej się wykorzystuje. Sektor zwiększył odzysk z 25 do 35,5 PJ. Jednocześnie udział odzyskiwanego ciepła w łącznej produkcji wzrósł z 5,3 do 9,5 proc. na przestrzeni ostatnich 16 lat.

WYKRES 18: SPRAWNOŚĆ PRODUKCJI ENERGII CIEPLNEJ DLA CIEPŁOWNICTWA W EUROPIE (PROC.)



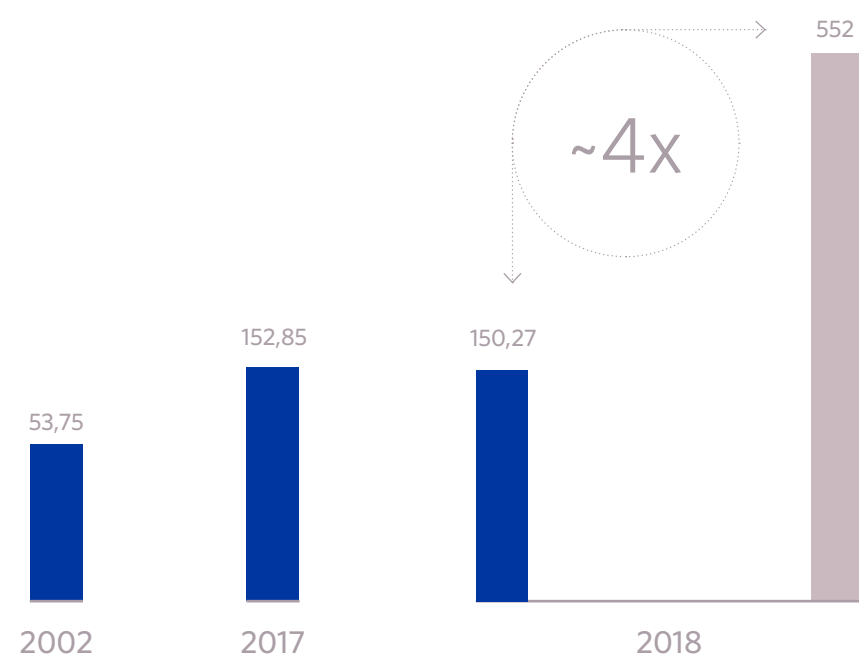
5. WYDAJNOŚĆ PRACY: 150 TYS. EURO/ETAT

» TEMPO WZROSTU WYDAJNOŚCI: 5 tys. euro/rocznie

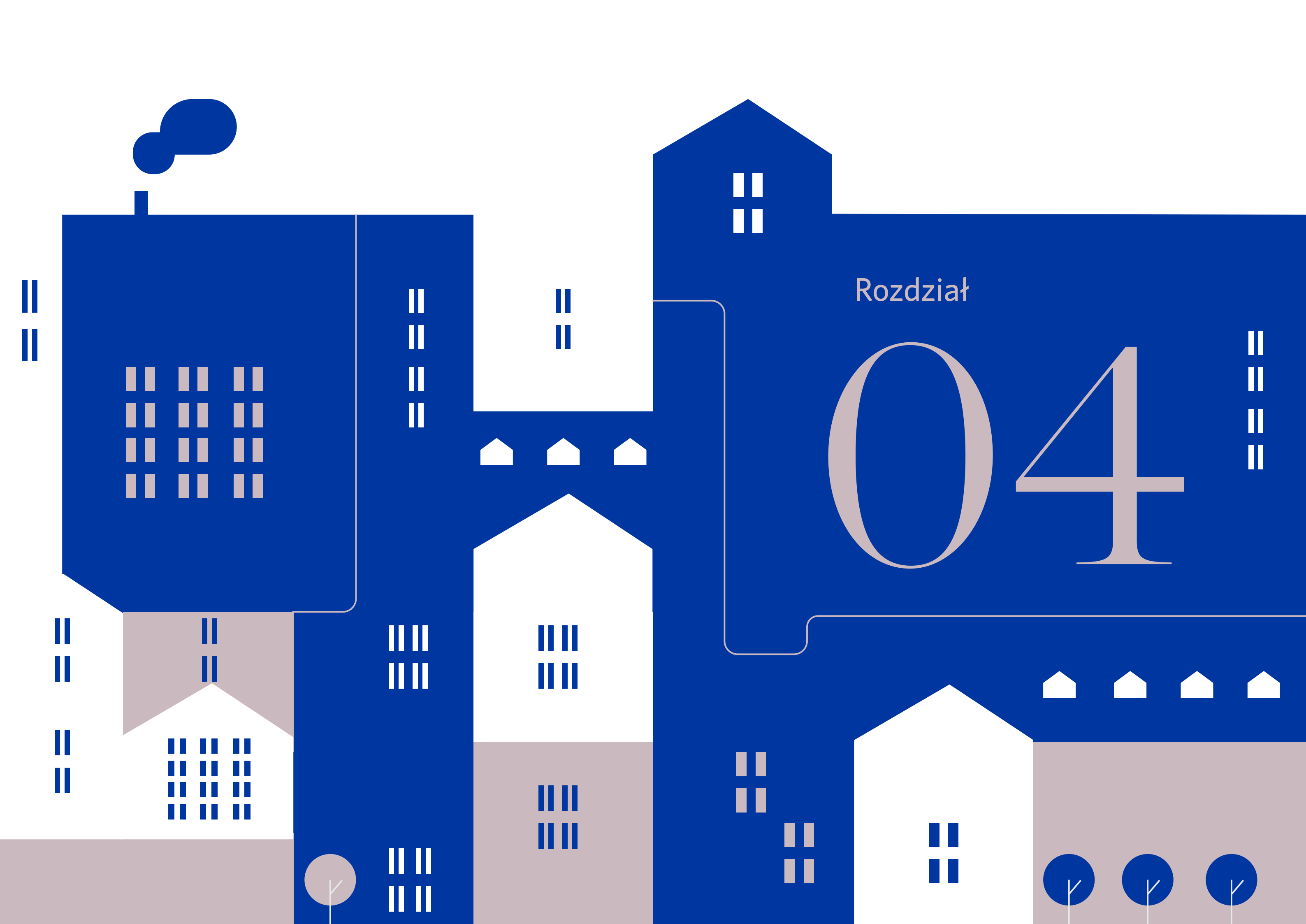
Od 2002 r. wydajność pracy w ciepłownictwie systemowym wzrosła trzykrotnie. Wiąże się to z ograniczeniem zatrudnienia o połowę – liczba osób pracujących w sektorze spadła z 60 tys. do 29 tys. – oraz racjonalizacją kosztów, którą wymusiły europejskie regulacje, zmiany technologiczne i rachunek ekonomiczny. Mimo to polskie ciepłownie i elektrociepłownie są prawie czterokrotnie mniej wydajne niż niemieckie.

WYKRES 19: WYDAJNOŚĆ PRACY W SEKTORZE CIEPŁA (TYS. EURO/ETAT)

■ Polska ■ Niemcy



Źródło: Obliczenia własne.



Rozdział

04

Jaka przyszłość czeka ciepłownictwo

Polska wciąż nie uznała celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., ale zmiany w europejskich regulacjach prędzej czy później wymuszą taką decyzję. Ciepłownictwo musi się na to przygotować, bo skala wyzwania jest ogromna.

Polsce od 1990 r. udało się zredukować emisję z 443 mln do 377 mln ton ekwiwalentu CO₂ netto w 2018 r., czyli o 15 proc. (Eurostat). Był to efekt transformacji gospodarki, zamknięcia nierentownych fabryk i podniesienia efektywności przemysłu. Tempo redukcji emisji w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła było dwa razy większe (ponad 30 proc.) od średniej dla całej gospodarki, a emisje w nim spadły w tym czasie z 228 do 158 mln ton. Do połowy stulecia poziom ten powinien spaść do zera netto. Z obliczeń McKinseya wynika, że już w ciągu obecnej dekady Polska musi czterokrotnie przyspieszyć dekarbonizację w porównaniu do tempa działań z ostatnich 30 lat.

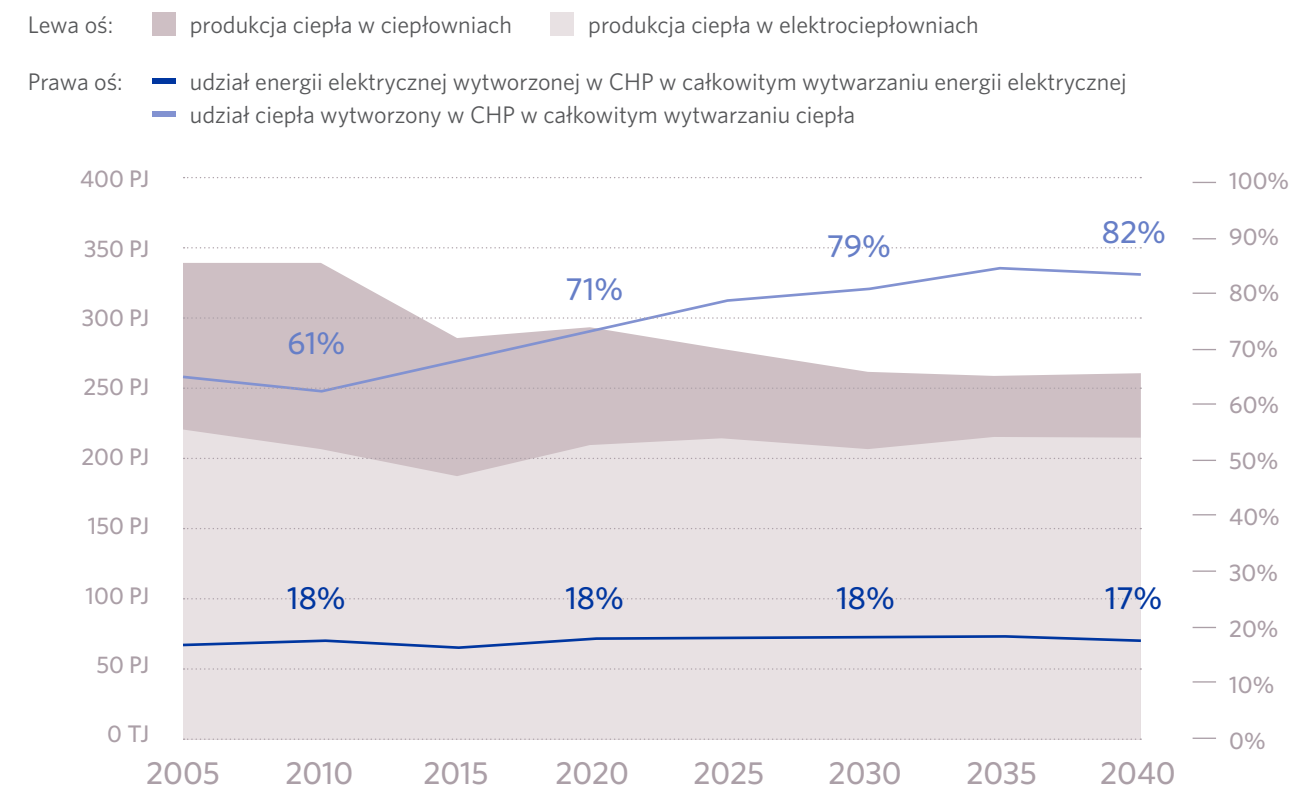
Ciepłownictwo czeka rewolucja

Przyspieszona dekarbonizacja będzie dla sektora ciepłowniczego trudna, bo popyt na jego najważniejszy produkt będzie malał i to pomimo rozwoju budownictwa i podłączania do sieci kolejnych nieruchomości. W perspektywie 2030 r. zapotrzebowanie na ciepło w Polsce może spaść nawet o jedną czwartą (Forum Energii). Wpłynie na to przede wszystkim ocieplanie budynków, do czego przyczynią się coraz ostrzejsze europejskie regulacje.

Od 2021 r. wszystkie nowe budynki w Unii będą musiały mieć niemal zerowe zużycie energii. Nowe wymogi będą uzupełnione wsparciem finansowym. Dzięki tzw. fali renowacji (*Renovation Wave*²¹) Komisja Europejska chce pobudzić inwestycje w modernizację budownictwa, aby przyspieszyć osiągnięcie neutralności klimatycznej. Aby tak się stało, potrzebne będzie ok. 325 mld euro rocznie w całej UE. Może to ograniczyć zużycie energii w budynkach o 36 proc. w perspektywie 2030 r.

21 Budownictwo odpowiada za konsumpcję 40 proc. energii w Unii i 36 proc. emisji CO₂. Nowe budynki zużywają zaś ok. połowę energii mniej niż podobne oddawane do użytkowania 20 lat temu. Przygotowywana przez Komisję Europejską fala renowacji ma być kluczowym elementem Zielonego Ładu, a także wehikułem finansowej odbudowy europejskiej gospodarki po pandemii koronawirusa.

WYKRES 20: PROGNOZA PRODUKCJI CIEPŁA ORAZ UDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA WYTWORZONYCH W KOGENERACJI



Źródło: KPEiK.

Wreszcie zapotrzebowanie na ciepło będzie maleć przez ocieplający się klimat. W 2019 r. średnia roczna temperatura w Polsce wynosiła 10,2 st. Celsjusza i była tym samym wyższa o blisko 2,4 st. Celsjusza od średniej z lat 1971-2000 (IMiGW). Trend ten raczej nie wyhamuje – według Światowej Organizacji Meteorologicznej w latach 2020-2024 średnia roczna globalna temperatura prawdopodobnie wzrośnie o co najmniej 1 st. Celsjusza w porównaniu do poziomów sprzed epoki przemysłowej (1850-1900)²². Oznaczać to będzie podwojenie dotychczasowego wzrostu. Krótszy sezon grzewczy ograniczy pracę ciepłowni i wymusi ich szybszą transformację.

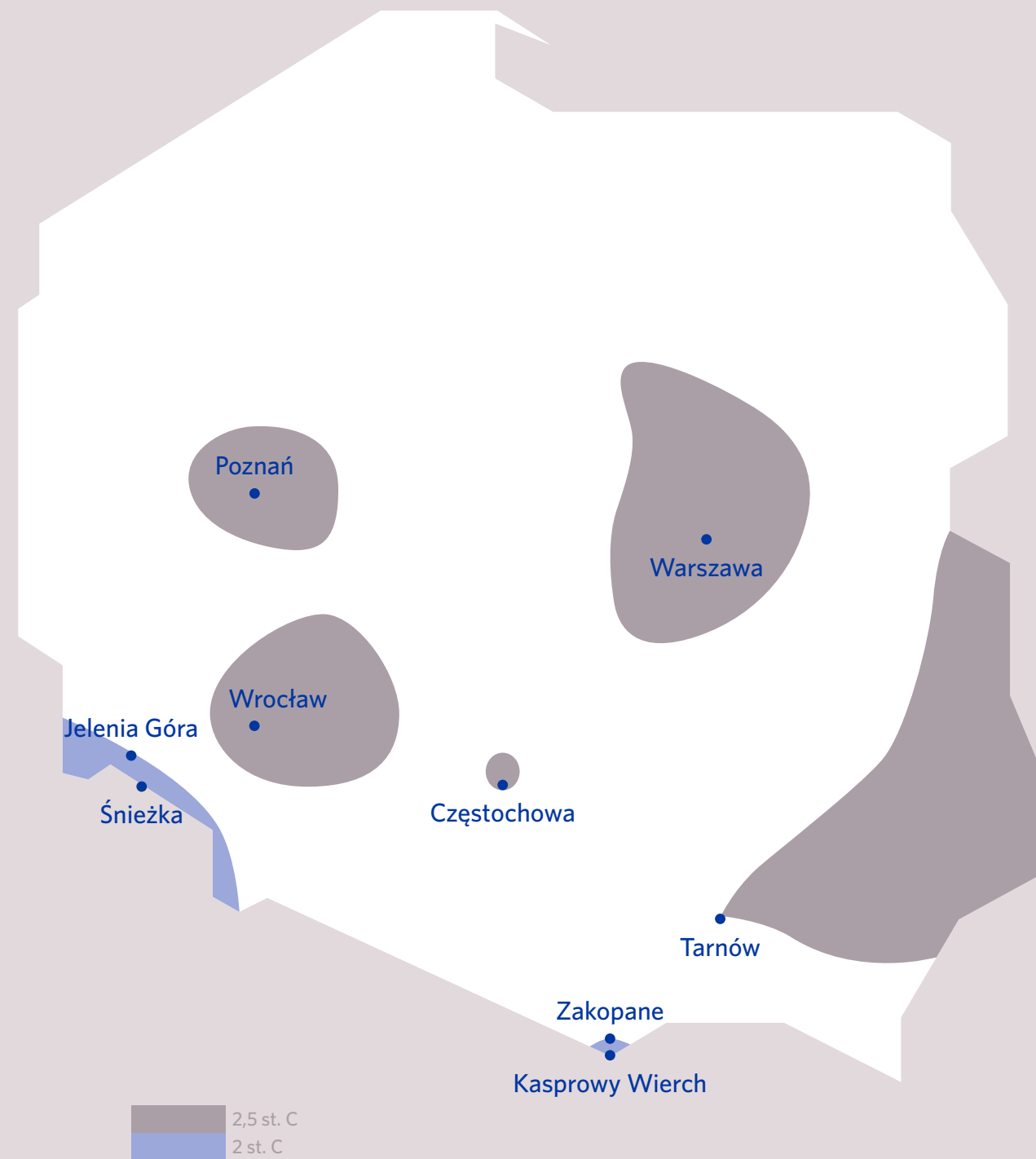
22 Średnia temperatura Ziemi jest już o ponad 1 st. Celsjusza wyższa niż w okresie przedindustrialnym.

REKOMENDACJA

Zaakceptować neutralność klimatyczną

Polska ma szansę być jednym z największych beneficjentów podziału środków z budżetu UE na lata 2021-2027. Z europejskich funduszy na samą transformację energetyczną może trafić ponad 140 mld zł. To ogromna szansa dla ciepłownictwa systemowego, którego potrzeby inwestycyjne do 2030 r. szacowane są na co najmniej 70 mld zł. Pieniądze nie będą jednak przyznane bezwarunkowo. Rząd musi zobowiązać się do

osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r. – bez tego nie będzie mógł w pełni wykorzystać unijnych środków na transformację – i aktywnie włączyć się w realizację celu ograniczenia emisji o 55 proc. do 2030 r. Kluczowa będzie też dobra współpraca z samorządami – bez niej pozyskanie pieniędzy z Unii będzie znacznie trudniejsze.



Źródło: Biuletyn Państwowej Służby Hydrologiczno-Meteorologicznej, 2019 r.

Ciepło czeka integracja z prądem

Dziś sieci energetyczne i ciepłne działają niezależnie od siebie. To sprawia, że dużą część surowców marnuje się lub wykorzystuje nieefektywnie. Unia chce to zmienić i postawić na integrację sektorów. Sektor ciepłowniczy ma zostać połączony z elektroenergetyką (ang. *sector coupling*). Taki mariaż będzie stabilizował cały system energetyczny, w którym pojawia się coraz więcej źródeł OZE o zmiennym profilu produkcji. Gdy wiatr przestaje wiać, a słońce świecić, w sieci musi być odpowiednia ilość energii elektrycznej. Może ona pochodzić np. z elektrociepłowni, których znaczenie będzie rosło.

Gazowa kogeneracja stopniowo zastąpi węglowe ciepłownie

Ciepło w przyszłości będzie powstawało głównie w wysokosprawnej kogeneracji, która w 2030 r. będzie odpowiadała za ok. 80 proc. ciepła wytwarzanego w kraju wobec obecnych 66 proc. (BOŚ Bank). Pozytywnie wpłynie to na bezpieczeństwo energetyczne – przebudowując istniejące ciepłownie na elektrociepłownie, można włączyć do sieci co najmniej 3 GW mocy. Potencjał rozwoju jest jednak znacznie większy i wynosi od 7,5 do 10 GW (ARE).

Szybki rozwój kogeneracji sprawi, że klasyczne ciepłownie, które produkują tylko ciepło, będą stopniowo znikać z rynku. Rząd spodziewa się, że do 2040 r. produkcja ciepła w nich spadnie o połowę w stosunku do obecnego poziomu (KPEiK, 2019). Prawdopodobnie proces ten będzie znacznie szybszy.

Rozwój krajowej kogeneracji do końca obecnej dekady ma bazować na gazie, którego znaczenie dla całej gospodarki będzie rosło. Według rządowych szacunków zużycie gazu w elektrowniach i elektrociepłowniach do 2036 r. wzrośnie do 13,4 mld m³ z obecnych 4,2 mld m³, czyli trzykrotnie (Ministerstwo Klimatu). Warto jednak pamiętać, że gaz to paliwo przejściowe, które stopniowo zastąpią źródła odnawialne – bez tego dojście do neutralności klimatycznej będzie niemożliwe. W tej sytuacji optymalnym rozwiązaniem będzie inwestowanie w infrastrukturę gazową w taki sposób, aby surowiec ten można było łatwo „zazielenić”, wykorzystując do tego biogaz, a w przyszłości też wodór.

REKOMENDACJA

Postawić na kogenerację i OZE

Ciepło w przyszłości będzie powstawało głównie w wysokosprawnej kogeneracji. Zwykłe ciepłownie będą stopniowo wypierane przez elektrociepłownie bazujące na gazie, OZE i odpadach. Rząd powinien wesprzeć ich powstawanie, wykorzystując do tego istniejące mechanizmy wsparcia kogeneracji – kluczem powinno być uproszczenie biurokracji i wsparcie informacyjno-szkoleniowe dla potencjalnych beneficjentów dotacji. Aby ułatwić dostęp do finansowania,

warto rozważyć powołanie specjalnego funduszu gwarancji kredytowych dla samorządów i powiększyć budżety takich programów jak „Ciepłownictwo Powiatowe”. Ważna będzie też integracja ciepłownictwa z energetyką. Wykorzystanie technologii *Power to Heat* pozwoli zagospodarować nadwyżki prądu z OZE i stabilizować system elektroenergetyczny. Rząd powinien przygotować mapę drogową połączenia obu branż.

Sieci niskotemperaturowe integrują ciepło z OZE

Sieć ciepłownicza może stać się integratorem dla lokalnych źródeł energii i krwioobiegiem zdecentralizowanych systemów energetycznych. Aby to umożliwić, stare sieci ciepłownicze będą zastępowane sieciami niskotemperaturowymi (poniżej 70 st. Celsjusza) działającymi z rozproszonymi źródłami OZE, ciepłem odpadowym i kogeneracją. Nowa infrastruktura będzie wymagała budowy magazynów energii oraz systemów IT, które pozwalają regulować i planować pracę wielu źródeł energii. Jednocześnie ciepło w coraz większym stopniu dostarczą budynki mieszkalne o dodatnim potencjale energetycznym, czyli takie, które produkują więcej energii, niż jej zużywają.

Sektor czeka nie tylko obniżanie temperatury wody, ale też rewolucja w projektowaniu systemów ciepłowniczych. Dotąd ich funkcjonowanie było podporządkowane wielkości źródła ciepła. Teraz w centrum staje odbiorca i jego potrzeby, pod które profiluje się nowoczesne systemy. Decentralizacja i skupienie się na odbiorcy umożliwią tworzenie szytych na miarę rozwiązań energetycznych dla np. całych kwartałów miejskich, centrów produkcyjnych, galerii handlowych czy budynków użyteczności publicznej. Kluczem będzie łączenie ich wszystkich w jeden łańcuch wartości, którym można zarządzać całościowo i na każdym etapie.

CASE STUDY

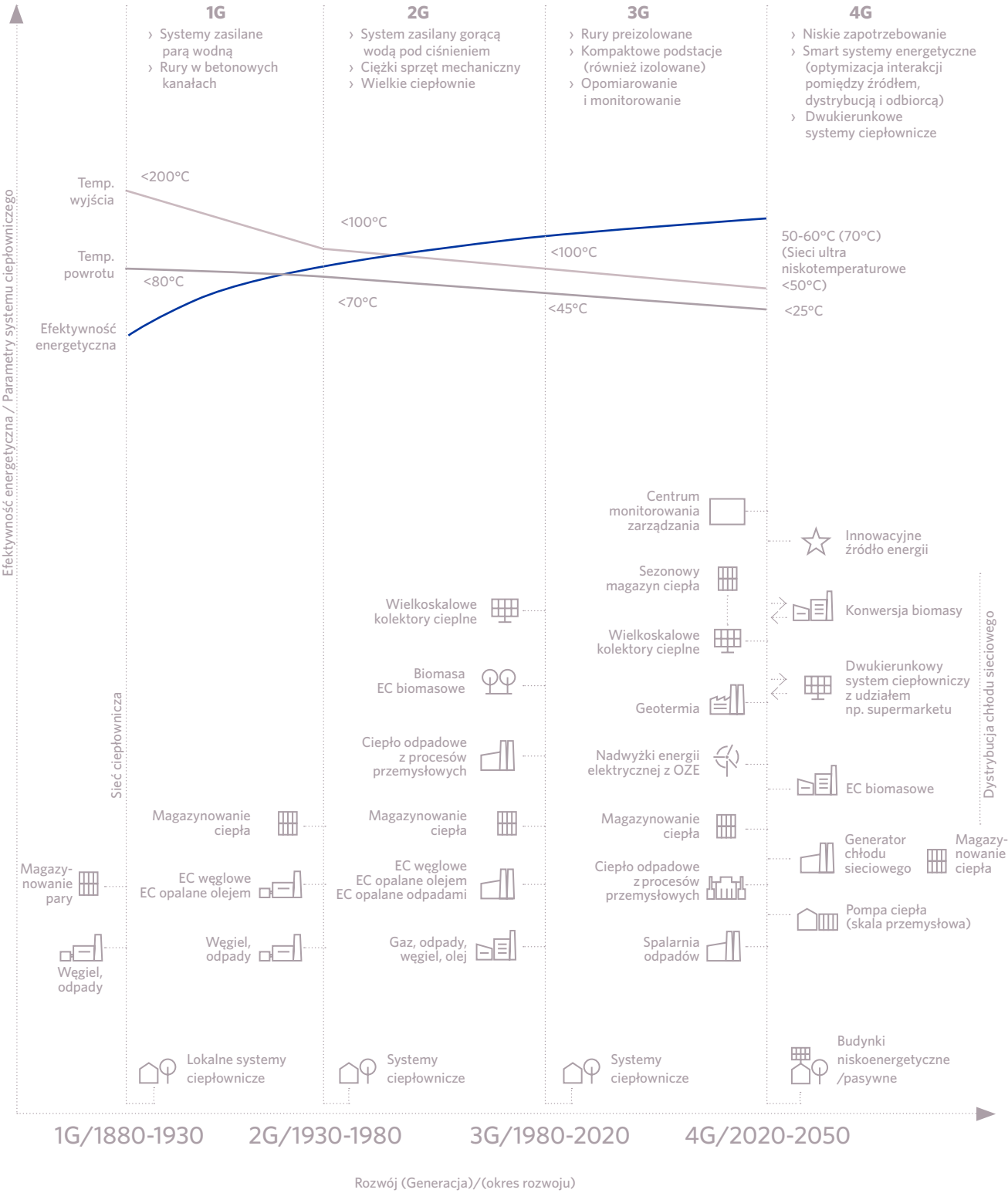
W Berlinie powstanie ciepłownicza sieć 5G

Sieć ciepłownicza piątej generacji ma powstać na terenie berlińskiego lotniska Tegel, które po zakończeniu swojej działalności zostanie przekształcone w nowoczesną dzielnicę biurowo-mieszkalną. Niskotemperaturowa sieć (LowEx) ma mieć 20-40 st. Celsjusza i działać w sposób zdecentralizowany. Trafiać do niej będą nadwyżki ciepła

i chłodu wyprodukowanego w domach i biurach, które nie zostaną zużyte na miejscu. Cały system ciepłowniczy ma integrować prosumentów, magazyny energii, pompy ciepła, farmy fotowoltaiczne, kogenerację oraz instalacje geotermalne.

Decentralizacja i skupienie się na odbiorcy umożliwią tworzenie szytych na miarę rozwiązań energetycznych dla np. całych kwartałów miejskich, centrów produkcyjnych, galerii handlowych czy budynków użyteczności publicznej.

WYKRES 21: SCHEMAT TRANSFORMACJI SEKTORA CIEPŁOWNICZEGO



Sieci niskotemperaturowe nie powstaną wszędzie

Rozwój nowoczesnej infrastruktury ciepłowniczej nie będzie możliwy w każdym miejscu. Starsze budynki są bowiem niedostosowane do niższej temperatury wody.

W pierwszej kolejności nowoczesna infrastruktura będzie mogła powstać na nowobudowanych osiedlach, ale też w miastach bez sieci ciepłowniczej. W pozostałych miejscach zastosowanie sieci nowych generacji będzie zależało od tempa renowacji i docieplania istniejących budynków.

To proces długotrwały, ale warto pamiętać, że inwestycje w sieci ciepłownicze amortyzują się w ciągu nawet 25 lat. Oznacza to, że dziś budowane ciepłociągi będą funkcjonować w połowie stulecia. Dlatego już teraz warto stawiać na nowoczesne systemy.

Ciepłociągi będą coraz bardziej inteligentne

Niezbędnym elementem wdrożenia sieci kolejnej generacji będzie jej ucyfrowienie. Inteligentne ciepłomierze i rozwiązania *smart grid* pozwolą efektywniej dostosować pracę źródeł ciepła do aktualnego zapotrzebowania odbiorców i przyspieszą dekarbonizację. Przykładowo firmy ciepłownicze będą mogły zrezygnować z użycia bardzo kosztownych kotłów szczytowych, co przełoży się na mniejsze zużycie paliw kopalnych. Cyfryzacja pociągnie za sobą też oszczędności – operatorzy sieci na bieżąco otrzymają powiadomienia i alarmy, które pozwolą szybko wykryć awarię sieci, co może ograniczyć straty w przesyłce ciepła o 10-20 proc., a koszty stałe nawet o 30 proc. (Foresight Climate and Energy).

CASE STUDY

Albertslund buduje sieci niskotemperaturowe na starej infrastrukturze

Budowa sieci nowych generacji w miejscu starych ciepłociągów jest trudna, ale nie niemożliwa. Dobrym przykładem jest duńskie miasteczko Albertslund (liczące 30 tys. mieszkańców), które zdecydowało się wdrożyć sieci niskotemperaturowe na bazie już istniejącej infrastruktury ciepłowniczej, która powstała w latach 60. i 70. Decyzję poprzedziło przyjęcie ambitnego programu renowacji i termomodernizacji – większość

budynków w gminie zbudowano w tym samym czasie co starą sieć ciepłowniczą. Pozwoliło to podłączać etapami kolejne budynki do sieci ciepła o temperaturze 55 st. Celsjusza. Stara sieć, działająca w temperaturze 90 st., wciąż funkcjonuje, ale stopniowo zastępuje ją nowa. Albertslund chce, aby cała dostawa ciepła i energii elektrycznej była do 2025 r. neutralna pod względem emisji CO₂.

CASE STUDY

Malmö stawia na inteligentne ciepło

Zastosowanie nowoczesnych technologii IT ułatwi miastom budowę samowystarczalnych energetycznie dzielnic. Na takie rozwiązania postawiło szwedzkie Malmö (340 tys. mieszkańców). W 2011 r. władze miejskie zdecydowały się zbudować neutralną klimatycznie dzielnicę Hyllie, w której zapotrzebowaniem energetycznym i ciepłym sterują inteligentne urządzenia. Projekt składał się z dwóch elementów: umowy miasta z dostawcą energii na osiągnięcie 100 proc. udziału OZE w dostawach energii dla Hyllie do

2030 r. oraz stworzenia sieci *smart grid*. Dzięki niej domy wyposażono w inteligentne liczniki i magazyny energii, a mieszkańcy mogą optymalizować zużycie energii przy pomocy aplikacji na swoich smartfonach. Inwestycje w budowę nowej inteligentnej infrastruktury wyniosły dotąd 100 mln euro. Aby je sfinansować, miasto zdecydowało się m.in. na emisję zielonych obligacji. Po tej inwestycji emisje CO₂ w Malmö spadły z 2,21 mln w 2010 r. do 1,37 mln ton w 2016 r., czyli o 38 proc. (IRENA, 2018).

REKOMENDACJA

Wejść w sieci nowych generacji i przyspieszyć digitalizację

Polska powinna wykorzystać dobrze rozwinięty sektor ciepła systemowego do tego, aby wspierać budowę sieci niskotemperaturowych. Mogą się one stać bazą do integracji źródeł OZE oraz ciepła odpadowego z przemysłu. Tempo obniżania temperatury w istniejących systemach ciepłowniczych należy dopasować do tempa termomodernizacji budynków. Aby przyspieszyć inwestycje w nową infrastrukturę, należy uregulować problem uzyskiwania zgód oraz odszkodowań za wykorzystanie nieruchomości. Dziś ciepłownictwo napotyka na trudności w przepisach planowania prze-

strzennego – wytyczenie i wybudowanie nowych sieci ciepłowniczych z formalnym uzyskaniem zgód właścicieli działek jest bardzo czasochłonne i kosztowne. Warto także rozważyć wprowadzenie przepisu, który obliguje inwestorów do przyłączania nowych budynków do efektywnej energetycznie sieci ciepłowniczej, jeśli istnieją ku temu techniczne warunki. Niskotemperaturowe sieci będą wymagały budowy magazynów energii oraz systemów IT. Cyfryzacja może ograniczyć straty w przesyłce ciepła o 10-20 proc., a koszty stałe nawet o 30 proc.

Chłód z ciepła będzie konkurował z chłodem z prądu

Wywołany zmianami klimatu wzrost średniej temperatury latem zwiększy popyt na chłód, który ma szansę stać się nowym obszarem ekspansji dla sektora ciepłowniczego. Według analiz RHC Technology Platform do 2050 r. popyt na chłód w Europie wzrośnie o 300 proc. w stosunku do poziomu z 2006 r., podczas gdy zapotrzebowanie na ciepło zmaleje o 20-30 proc. Chłód w systemie ciepłowniczym można otrzymać na dwa sposoby. Pierwszy polega na wytworzeniu go w elektrociepłowni (w procesie tzw. trigeneracji) i przesyłaniu go bezpośrednio do odbiorcy. Metoda ta ma jednak istotną wadę – wymaga budowy nowych rurociągów do transportu wody lodowej.

Atrakcyjniejsze cenowo jest wytwarzanie chłodu bezpośrednio u odbiorcy z wykorzystaniem agregatorów sorpcyjnych, które zasilane są ciepłem z sieci. Ten model wymaga jednak wysokiej temperatury wody w sieci, co latem zwiększa straty na przesyłach rzędu 20-25 proc. W ten sposób chłód od 2015 r. dostarcza np. elektrociepłownia w Zielonej Górze z grupy PGE Energia Ciepła. Instalacje tego typu założono np. w budynkach Centrum Przyrodniczego i Planetarium Wenus czy Centrum Zdrowia Matki i Dziecka w Zielonej Górze.

Produkcja chłodu z ciepła może stać się alternatywą dla klimatyzatorów, które latem konsumują duże ilości prądu, co obniża stabilność całego systemu energetycznego. Jest też korzystna dla wytwórców, którzy mogą zwiększyć produkcję ciepła poza sezonem grzewczym.

Ciepło z towaru przeistoczy się w usługę

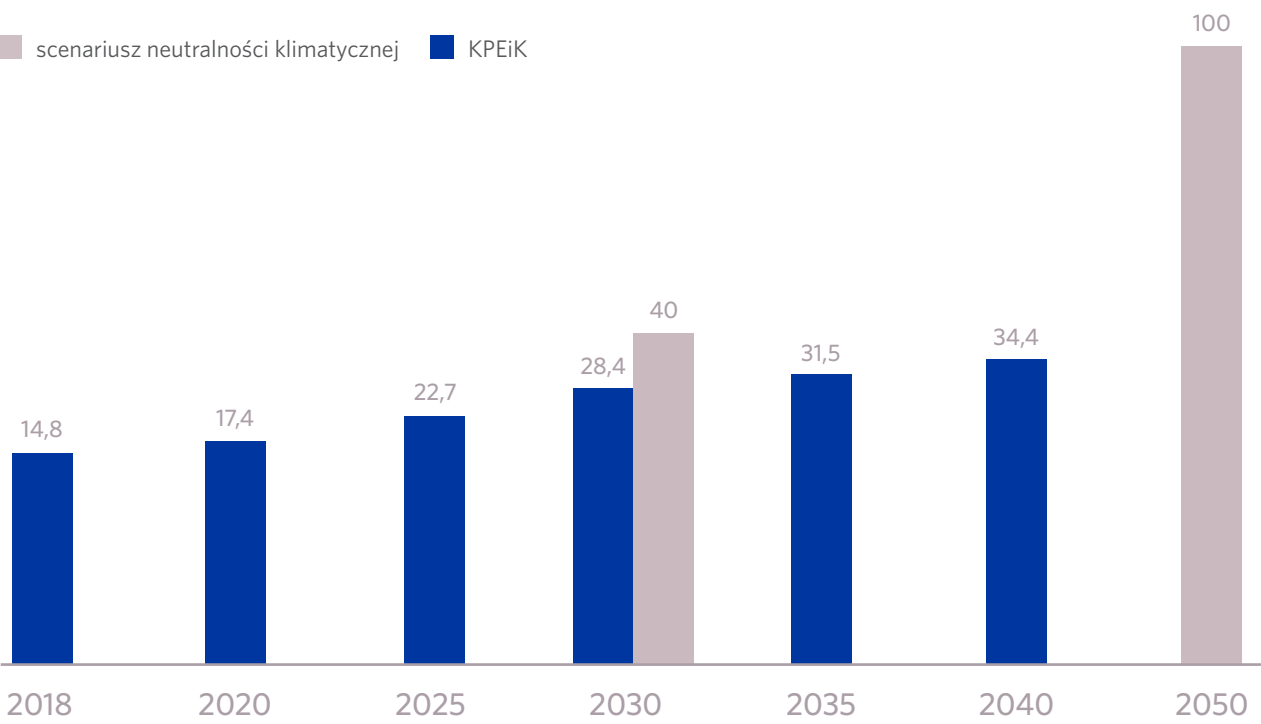
Firmy ciepłownicze będą musiały w coraz większym stopniu oferować kompleksowe usługi związane z całorocznym zapewnieniem komfortu cieplnego, a nie tylko sezonową sprzedaż ciepła. Dotyczy to m.in. rozwijania usług dla odbiorców niepodłączonych do sieci ciepłowniczych. Może to być np. wieloletnia umowa na dostawę ciepła z pompy ciepła, będącej własnością przedsiębiorstwa ciepłowniczego.

Stopniowo zmieniać się będzie też struktura sektora. Przedsiębiorstwa ciepłownicze coraz chętniej będą wchodzić w produkcję energii elektrycznej, a także integrować się z przedsiębiorstwami zajmującymi się wodociągami i kanalizacją, tworząc zintegrowane spółki, które dostarczą media dla aglomeracji miejskich.

Dekarbonizacja przyspieszy

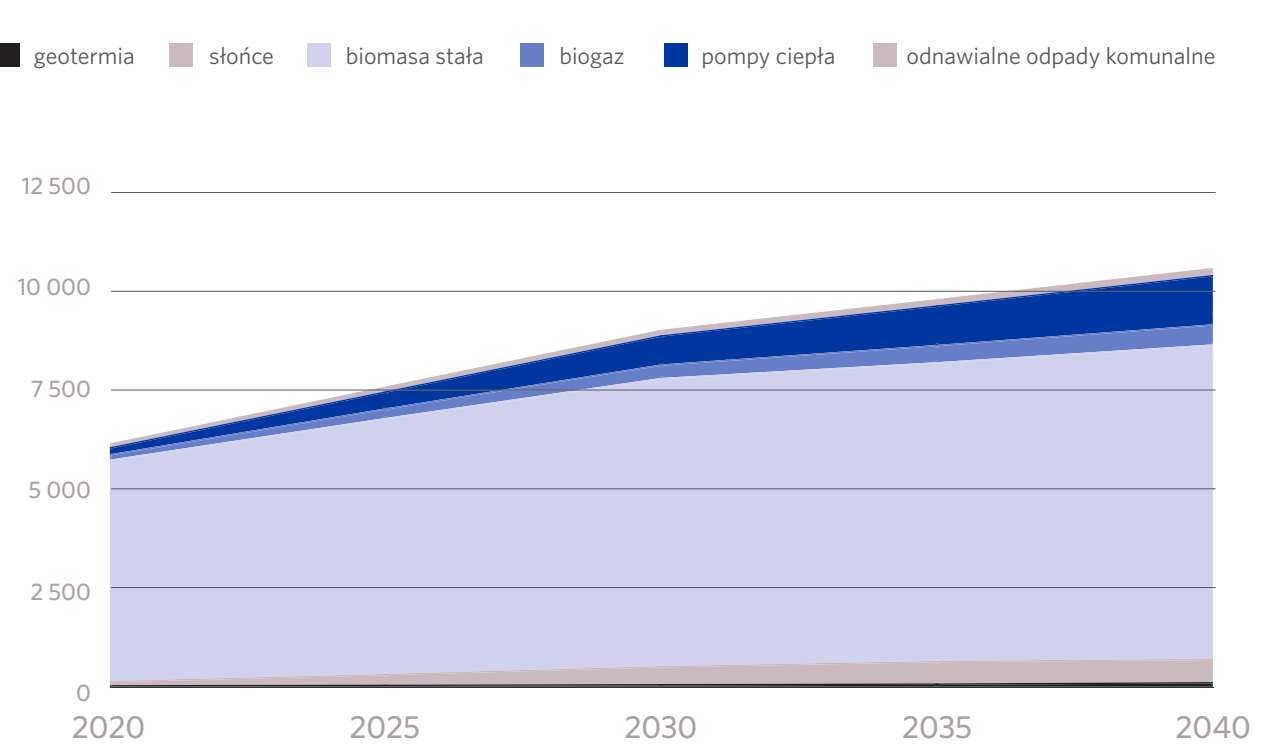
Aby myśleć o osiągnięciu neutralności klimatycznej w 2050 r. już w perspektywie końca obecnej dekady, ciepłownictwo powinno ograniczyć emisję o 40 proc. w stosunku do poziomu z 2016 r. (Forum Energii, 2020). Sektor musi więc przyspieszyć odchodzenie od węgla i przechodzić na gaz spalany w kogeneracji i odnawialne źródła energii, takie jak: kolektory słoneczne, kotły na biomasę (pracujące w kogeneracji) i pompy ciepła.

WYKRES 22: WZROSTU UDZIAŁU OZE W CIEPŁOWNICTWIE (PROC.)



Źródło: KPEiK, Eurostat.

WYKRES 23: PROGNOZA ZUŻYCIA ENERGII KOŃCOWEJ BRUTTO ZE ŹRÓDEŁ OZE W CIEPŁOWNICTWIE (KTOE)



Źródło: KPEiK.

REKOMENDACJA

Zdynamizować ceny ciepła i walczyć z ubóstwem energetycznym

Utrzymanie ceny ciepła na stałym poziomie jest niemożliwe, ale społeczeństwo nie zaakceptuje jej gwałtownego wzrostu. Dlatego trzeba dążyć do tego, aby utrzymać w stałej relacji koszt ogrzewania i budżetu gospodarstwa domowego. Dziś ceny ciepła zależą od kosztów jego wytworzenia z poprzedniego roku kalendarzowego. W takim modelu regulacji ciepłownie nie dysponują wystarczającymi środkami na inwestycje, które ograniczają emisję i podnoszą efektywność.

Model taryfikacji ciepłownictwa powinien być bardziej elastyczny i szybciej przenosić sygnały cenowe na taryfę. Da to przedsiębiorcy możliwość uzyskania godziwego zwrotu na kapitale. Jednocześnie państwo powinno wdrożyć mechanizmy wspierania odbiorców zagrożonych ubóstwem energetycznym tak, aby chronić ich przed wzrostem cen ciepła. Rozwiązaniem może być dofinansowanie zakupu ciepła czy ustanowienie zasiłku dla gospodarstw ubogich energetycznie.

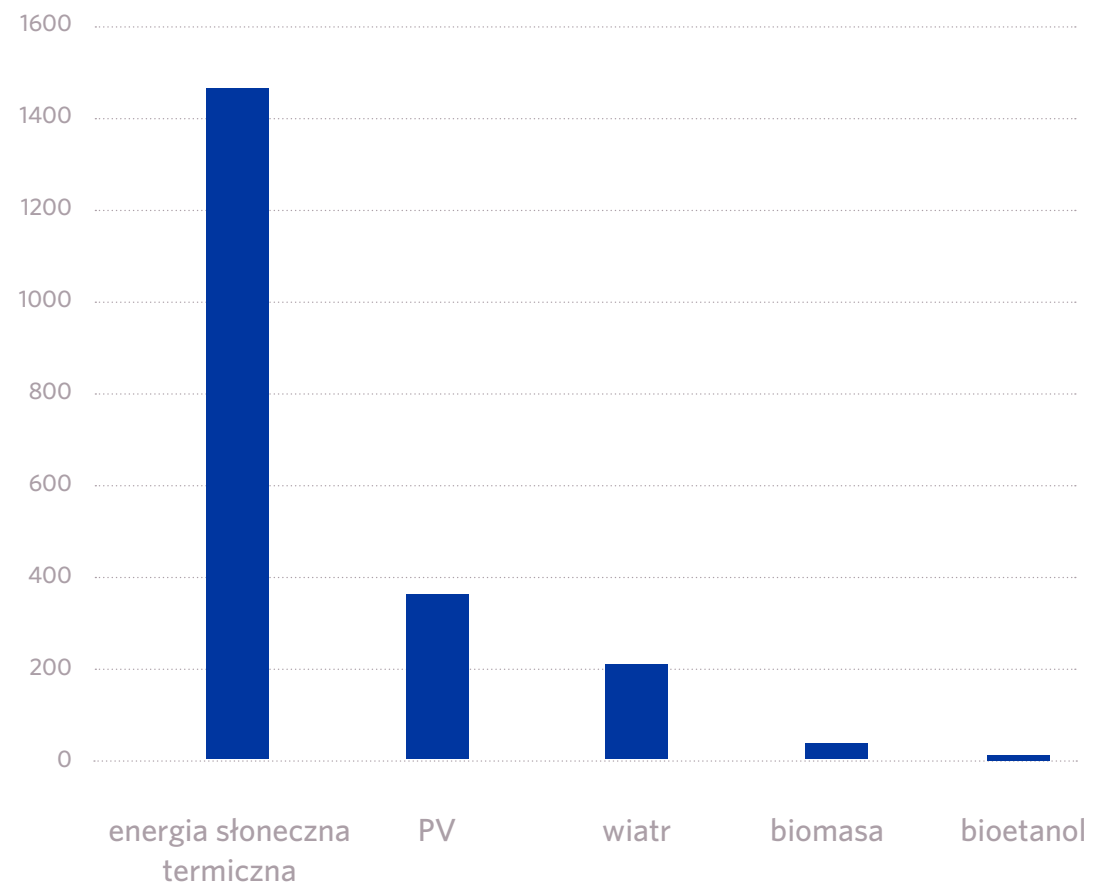
Kolektory słoneczne

Kolektor pochłania promienie słoneczne i przekształca je w ciepło. Technologię tę wykorzystuje się do podgrzewania wody lub wspomagania zdecentralizowanych systemów o mocach cieplnych rzędu kilku kW. Według wyliczeń Instytutu Energetyki Odnawialnej aż 44 proc. inwestycji przeznaczonych na dekarbonizację polskiego sektora ciepła w perspektywie 2030 r. powinno trafić właśnie na tę technologię. W ten sposób w samym ciepłownictwie systemowym moc tego rodzaju źródeł powinna osiągnąć poziom ok. 1,8 GW.

W Danii, która jest światowym liderem ciepłownictwa solarnego, choć jest krajem o dość słabym nasłonecznieniu, tylko w 2019 r. oddano do użytku 134 MW mocy cieplnych w farmach solarnych podłączonych do sieci ciepłowniczej (w tym 10 nowych instalacji) wobec 47 MW rok wcześniej. W efekcie moc tego rodzaju instalacji przekroczyła już 1 GW, a 113 duńskich miast i miasteczek korzysta ze słonecznego źródła ciepła.

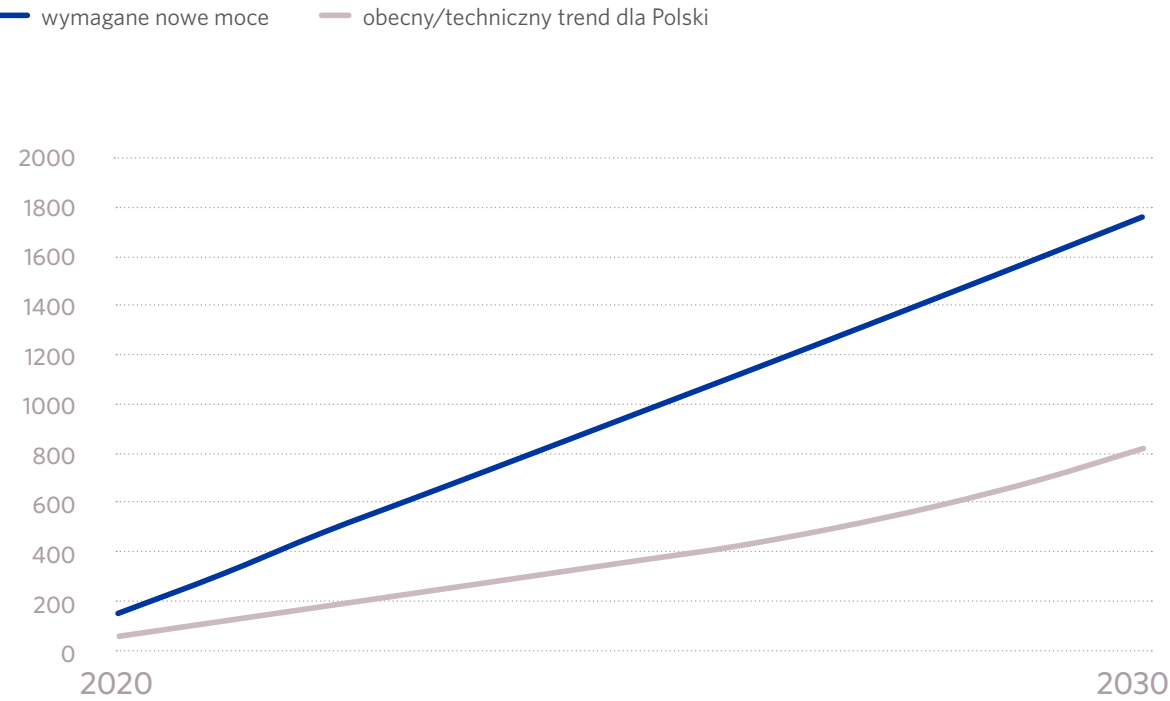
Za kolektorami przemawia też ich sprawność. Technologia ta, to najbardziej efektywny sposób na generowanie ciepła z OZE, jeśli chodzi o powierzchnię terenu. Na jednym hektarze kolektory mogą dostarczyć ok. 1,4 GWh energii cieplnej rocznie. Aby jednak zastosować kolektory na większą skalę, wyzwaniem jest sezonowość ich pracy.

WYKRES 25: ROCZNA PRODUKCJA ENERGII Z 1 HA GRUNTU (MWh/ha)



Źródło: Forum Energii.

WYKRES 24: TEMPO WZROSTU MOCY ZAINSTALOWANEJ DLA KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH W CIEPŁOWNICTWIE SYSTEMOWYM (MW_t)



Źródło: IEO.

Polska jest jednym ze światowych liderów w produkcji i stosowaniu kolektorów słonecznych. Pod względem sprzedaży i instalacji słonecznych systemów podgrzewania wody była na piątym miejscu w UE w roku 2017. Co więcej, większość krajowych przedsiębiorstw ciepłowniczych ma dobre warunki do rozwoju tej technologii, np. dostęp do niezagospodarowanych obszarów w miastach, w tym terenów należących do samorządów lub powierzchni dachów odbiorców ciepła. (patrz wykres nr 25).

Biomasa

Biomasa nie jest paliwem neutralnym dla środowiska – jej produkcja stanowi konkurencję dla upraw rolnych, a spalanie generuje emisje. Unijne przepisy (dyrektywa o OZE – RED II) wprowadzają ostrzejsze kryteria wykorzystania dla tego paliwa, które obejmą szczególnie kotły biomasowe o mocy 20 MW i większe. W najbliższej przyszłości należy spodziewać się kolejnych regulacji, które ograniczą możliwość masowego wykorzystania tego paliwa. Mimo to biomasa, pozyskiwana w sposób zrównoważony, ma szanse zastosowania w małych, lokalnych elektrociepłowniach.

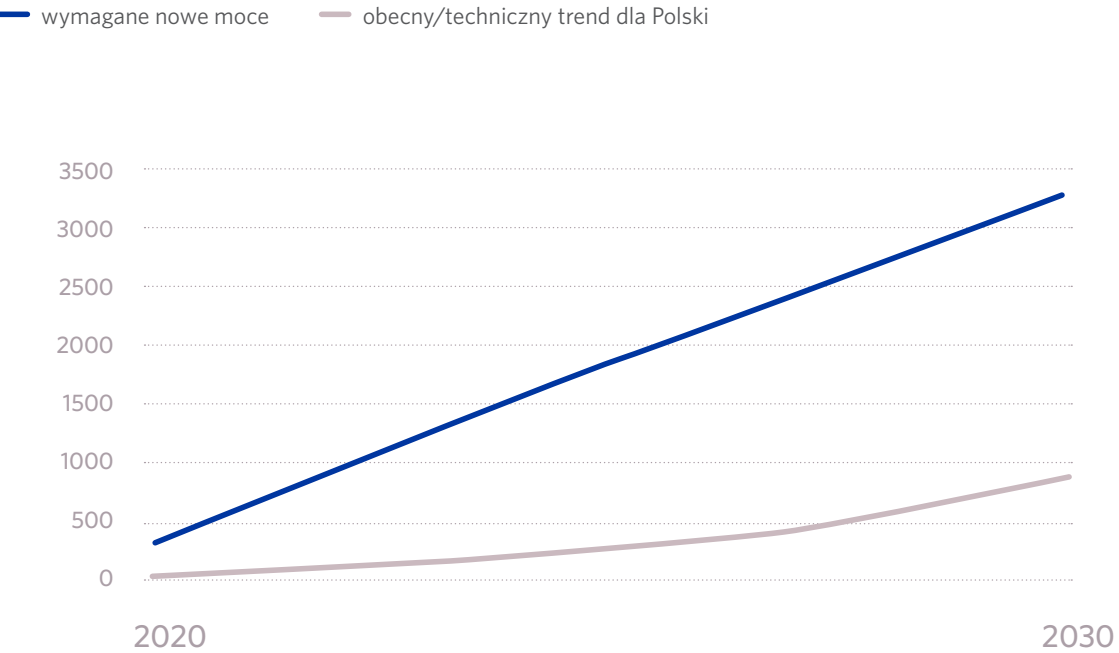
CASE STUDY

Ostrów Wielkopolski stawia na biomasę w kogeneracji

Przykładem zakończonego sukcesem wykorzystania biomasy w kogeneracji jest Ostrów Wielkopolski. Tamtejsza komunalna spółka ciepłownicza w miejsce zlikwidowanego kotła węglowego zbudowała nowoczesny blok kogeneracyjny zasilany biomasą drzewną o mocy 11,4 MW. Jednocześnie elektrociepłownia została połączona siecią dystrybucyjną z miejscową zajezdnią MZK, co umożliwiło zasilanie ładowarek dla elektrycznych

autobusów produkowanym lokalnie zielonym prądem. To pierwszy przypadek miasta w Polsce, które stworzyło własny system zasilania ładowarek autobusowych energią pochodzącą z OZE. Roczne oszczędności z wdrożenia tego systemu szacowane są na 0,5 mln zł przy czterech autobusach elektrycznych i mają wzrosnąć do 1 mln zł przy 10 pojazdach (Instrat, 2019).

WYKRES 26: TEMPO WZROSTU MOCY ZAINSTALOWANEJ W KOTŁACH BIOMASOWYCH W CIEPŁOWNICTWIE SYSTEMOWYM (MW_t)



Źródło: IEO.

Biomasa, choć nie jest paliwem neutralnym dla środowiska, to ma szanse zastosowania w małych, lokalnych elektrociepłowniach.

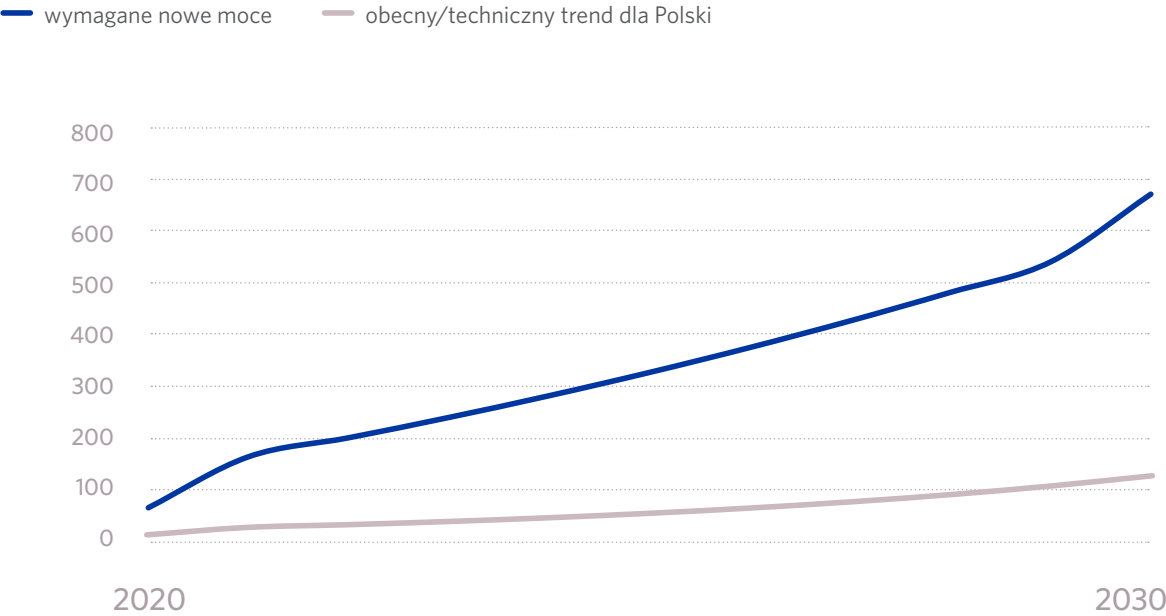
Do 2050 r. biomasa odegra znaczącą rolę w dochodzeniu do neutralności klimatycznej. Jak prognozuje McKinsey, proces obniżania emisyjności sieci ciepłowniczej wymagać będzie wdrożenia rozwiązań, które wykorzystują w dwóch trzecich kogenerację z biomasy oraz odpadów. Z kolei według wyliczeń Forum Energii aby zwiększyć udział OZE w ciepłownictwie do 40 proc., łączna zainstalowana moc kotłów na biomasę w ciepłownictwie systemowym powinna wzrosnąć do 2030 r. o 3,2 GW, a układów kogeneracyjnych na biomasę o 665 MW.

Pompy ciepła

Pompy ciepła mogą wykorzystywać nadwyżkę w produkcji energii elektrycznej z OZE (np. farm wiatrowych lub fotowoltaicznych) do produkcji ciepła. Ich wykorzystanie jest kluczowe w integracji sektora ciepła z elektroenergetyką i budowy sieci niskotemperaturowych. Jednocześnie pompy ciepła mają ogromny potencjał, aby stać się urządzeniami do odzysku wszelkiego rodzaju ciepła odpadowego.

Przykładem wykorzystania ciepła odpadowego za pomocą pompy ciepła jest duńskie miasto Bjerringbro (ok. 8 tys. mieszkańców), gdzie pompy o mocy 2 MW zużywają ciepło odpadowe z zakładu firmy Grundfos (producent pomp ciepła) i tłoczą je do lokalnej sieci. Latem nadwyżki magazynuje się w akumulatorach solankowych, aby zimą wykorzystały je pompy ciepła.

WYKRES 27: TEMPO WZROSTU MOCY ZAINSTALOWANEJ W POMPACH CIEPŁA W CIEPŁOWNICTWIE SYSTEMOWYM (MW_t)

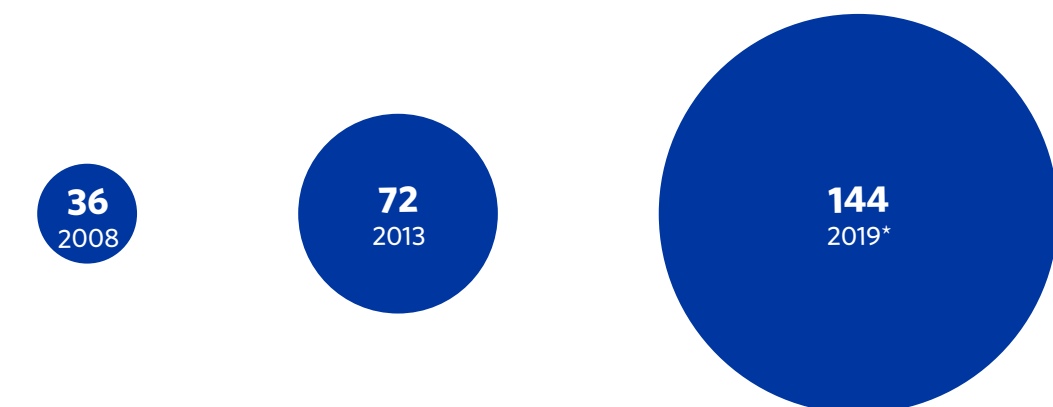


Źródło: IEO.

Wykorzystanie ciepła odpadowego

Energia zawarta w ciepłe odpadowym stanowi największe na świecie niewykorzystane źródło energii. Prawie połowę ciepła wytwarzanego w przemyśle traci się i trafia do atmosfery, zamiast ogrzewać obiekty i hale produkcyjne. Użycie odzysku ciepła odpadowego na potrzeby lokalnego systemu ciepłowniczego jest powszechne w Skandynawii. Może ono być konkurencyjne cenowo w stosunku do ciepła produkowanego z paliw kopalnych, co potwierdzają analizy Instytutu Ekonomii Energii i Analiz Finansowych (IEEFA, 2020). Dla Polski szczególnie opłacalne może być wykorzystanie potencjału ciepła, które emitują serwerownie i duże bazy danych. Wartość polskiego rynku *data center* osiągnie w 2020 r. 2 mld zł, a przydział mocy dla komercyjnych centrów danych w Polsce to już blisko 120 MW (PMR, 2019).

WYKRES 28: POWIERZCHNIA CAŁKOWITA BRUTTO
KOMERCYJNYCH CENTRÓW DANYCH (W TYS. M²)



* prognoza
Źródło: PMR, Raport Rynek centrów danych w Polsce 2019. Analiza rynku i prognozy rozwoju na lata 2019-2024.

Aż 40 największych komercyjnych centrów danych w Polsce mieści się w dziewięciu polskich miastach: w Warszawie, Krakowie, Poznaniu, Wrocławiu, Katowicach, Toruniu, Łodzi, Szczecinie i Gdańsku. Obecnie potencjał ten marnuje się – 70 proc. największych centrów danych w kraju stosuje technologię *free cooling* jako element chłodzenia serwerowni. To efektywna kosztowo metoda, ale sprawia, że ciepło traci się bezpowrotnie.

REKOMENDACJA

Energia odpadowa powinna być zasobem energetycznym

Prawie połowa ciepła wytwarzanego w przemyśle trafia do atmosfery, zamiast ogrzewać domy, budynki czy hale produkcyjne. Państwo powinno stworzyć zachęty do korzystania z ciepła odpadowego, a szczególnie zbudować mechanizm, który premiuje przechodzenie z kogeneracji węglowej na ciepło odpadowe. Dla Polski szczególnie opłacalne może być wykorzystanie ciepła emitowanego przez serwerownie i duże bazy danych. Krajowy rynek *data center* szybko się rozwija, a jego moce podwoją się do 2025 r.

CASE STUDY

Serwerownie mogą ogrzewać budynki

Zagospodarowanie ciepła produkowanego przez serwery nie jest nowym pomysłem, ale rozwiązanie to staje się coraz popularniejsze. W 2008 r. centrum danych IBM zaczęło zaopatrywać w ciepło pływalnię w szwajcarskim miasteczku Utikon. Trzy lata później kwatera główna Amazona w Seattle przeszła na ogrzewanie ciepłem pochodzącym z 34 lokalnych serwerowni. W 2020 r. w duńskim mieście Odense Facebook rozpoczął podłączanie swojego centrum IT do lokalnej sieci

ciepłowniczej, aby ciepło emitowane przez serwery mogło ogrzać 6,9 tys. domów. Zaprojektowany przez firmę Fjernvarme Fyn system cyrkuluje wodę z systemu ciepłowniczego w Odense do bazy Facebooka, gdzie chłodzi ona serwery firmy, a następnie trafia z powrotem do sieci (ma wówczas temperaturę ok. 50 st. Celsjusza), w której dodatkowo podgrzewają ją pompy ciepła. Łączna produkcja ciepła szacowana jest na 100 tys. MWh energii rocznie.

Ciepło musi być gotowe na wodorową rewolucję

Wodór dzięki swoim właściwościom będzie ogniwem integrującym zieloną elektroenergetykę i ciepłownictwo. Jego wytwarzanie przy użyciu energii elektrycznej z OZE pozwoli częściowo zastąpić gaz, a w przyszłości ograniczyć emisję w ciepłownictwie do zera.

Podczas spalania wodoru nie powstają gazy cieplarniane – jedynym produktem końcowym oprócz elektryczności lub ciepła jest woda. Dlatego polskie ciepłownie i elektrociepłownie, które inwestują w technologie gazowe, już teraz powinny planować zastosowanie tego paliwa w produkcji ciepła i kogeneracji.

Droga do tego celu jest jednak daleka. Dziś wodór stanowi ok. 2 proc. energii zużywanej w UE. W większości produkuje się go jednak z paliw kopalnych, a to zwiększa emisję gazów cieplarnianych. Tylko 4 proc. europejskiego wodoru jest zielony, czyli powstaje w procesie hydrolizy (cząsteczki wody rozbija się w tym procesie na tlen i wodór) zasilanej energią z OZE. Jednak koszt produkcji zielonego wodoru szybko spada, a instalacji do jego produkcji przybywa.

Obecnie na świecie działają elektrolizery o mocy ok. 200 MW. Do 2024 r. ich moc w samej Unii ma wzrosnąć do 6 GW, a do 2030 r. aż do 40 GW (Komisja Europejska, 2020). Polska również ma ambitne plany w tym zakresie.

Ministerstwo Klimatu szacuje, że do końca obecnej dekady moc krajowych elektrolizerów osiągnie 2-4 GW. Do 2030 r. ma też powstać pierwsza polska elektrociepłownia zasilana wodorem.

Do produkcji energii z wodoru można wykorzystać turbiny gazowe (ang. *Open Cycle Gas Turbines*) – już dzisiaj mogą one w większości używać gazu częściowo zmieszanego z wodorem (300Gospodarka, 2019). W przyszłości, po odpowiednich zmianach technologicznych, będą mogły spalać wyłącznie wodór. Na razie pełne przejście na wodór zapowiedziało brytyjskie miasto Leeds, które chce zrealizować ten cel do 2029 r.

Wodór zasili elektrociepłownie

Paliwo to można też z powodzeniem stosować w kogeneracji zarówno w dużych, jak i małych jednostkach. W Japonii powszechnie wykorzystuje się wodór w mikroinstalacjach kogeneracyjnych opartych na ogniwach paliwowych. Na koniec 2018 r. w kraju Kwitnącej Wiśni działało 270 tys. takich instalacji, do 2030 r. ich liczba ma wzrosnąć do 5,3 mln.

Wodór daje się magazynować i tanio przesyłać, wykorzystując do tego infrastrukturę gazową. W lipcu 2020 r. jedenastu operatorów gazowych z dziewięciu krajów Unii i Szwajcarii zaprezentowało plan stworzenia paneuropejskiej sieci transportującej wodór „European Hydrogen Backbone”. Infrastruktura ma powstać na bazie działających obecnie gazociągów – do 2030 r. może być gotowe 6,8 tys. km rurociągów transportujących wodór, a do 2040 r. – 23 tys. km. Koszt inwestycji ma wynieść od 27 do 64 mld euro. Ponieważ sieć ma bazować na istniejących już gazociągach, to pod względem technicznym nie trzeba ich przebudowywać. Konieczne są jednak modernizacje stacji kompresorów, które sprawią, że surowiec w rurociągu porusza się z odpowiednią prędkością i pod właściwym ciśnieniem.

REKOMENDACJA

Przygotować się na wodorową rewolucję

Aby osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r., sektor ciepła już teraz musi zaplanować kolejny krok swojej ewolucji – przejście z systemów niskoemisyjnych ku zeroemisyjnym. Rząd we współpracy z władzami lokalnymi i prywatnym biznesem powinien

przygotować strategię zeroemisyjnego ciepłownictwa. Przyszłością ciepłownictwa jest zielony wodór. Jego wytwarzanie w okresach nadpodaży energii pozwoli częściowo zastąpić gaz ziemny, co umożliwi ograniczenie emisji w ciepłownictwie do zera.

Bibliografia

A Hydrogen Strategy For A Climate-Neutral Europe, Komisja Europejska, lipiec 2020 r.

Bersgtein B., Heat from data center to warm a pool, NBCnews.com, dostęp: http://www.nbcnews.com/id/23923366/ns/technology_and_science-innovation/t/heat-data-center-warm-pool/#.XybFjPgzbOR (4.08.2020).

Biuletyn Państwowej Służby Hydrologiczno-meteorologicznej, nr 13 (215), Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej Państwowego Instytut Badawczy, 2019.

Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa, Forum Energii, Warszawa 2019.

Digitalisation is revolutionizing district energy, FORESIGHT Climate & Energy, dostęp: <https://foresightdk.com/digitalisation-is-revolutionising-district-energy/> (4.08.2020).

Dorociak M., Tomecki M., Wodorowa Alternatywa, 300Gospodarka, Warszawa 2019.

Financing a Greener European Heating Sector: A Polish Case Study, The Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2020.

Frost R., Facebook data centre donates excess heat to warm 7,000 Danish homes, euronews.com, dostęp: <https://www.euronews.com/living/2020/07/09/facebook-data-centre-donates-excess-heat-to-warm-7-000-danish-homes> (4.08.2020).

Gospodarka energetyczna i gazownictwo w Polsce w 2018 r., Główny Urząd Statystyczny, wrzesień 2019.

Hetmański M., Kupiec B., Zygmuntowski J. J., Zielony Renesans: Samorządowy podręcznik transformacji energetycznej, Fundacja InStrat dla Stowarzyszenia Energia Miast, Warszawa 2019.

Jaworski J., Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze i analiza polskich systemów ciepłowniczych zasilanych z elektrociepłowni, Materiały XXX Konferencji z cyklu Zagadnienie surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej Zakopane, 9-12.10.2016.

Kogeneracja – wczoraj, dziś, jutro, ARE SA., Warszawa 2016.

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych 2010-2020, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2010.

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu, Ministerstwo Energii, Warszawa 2019 (wersja projektu przekazana w styczniu 2019 r. do Komisji Europejskiej).

Nawrocka K., Nowa era ciepłownictwa. Nowatorska technologia na Łasztowni, 24kurier.pl.

Neutralna emisyjnie Polska 2050 Jak wyzwanie zmienić w szansę, McKinsey 2020.

Ocena Skutków Regulacji, Ustawy o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw, 18 lipca 2017.

Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie Technologie, które zmienią rzeczywistość, Forum Energii, Warszawa 2020

Poprawa wydajności sieci ciepłowniczych. Podejście techniczne I nietechniczne, Podręcznik, dostęp: https://www.upgrade-dh.eu/images/Publications%20and%20Reports/D2.5_2019-04-02_Upgrade-DH_Handbook_PL.pdf (4.08.2020).

Pyrka M., Tobiasz I., Boratyński J., Jeszke R., Mzyk P., Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu Europejski Zielony Ład, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, Warszawa, marzec 2020.

Raport branżowy. Wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych (PKD 35.30), BOŚ Bank, 31 grudnia 2019.

Rynek centrów danych w Polsce 2019. Analiza rynku i prognozy rozwoju na lata 2019-2024, PMR, 2019.

Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r., Ministerstwo Klimatu, Warszawa lipiec 2020.

Steps to achieving 100% renewable energy use Malmö, Sweden, International Renewable Energy Agency, 2018. Stroch B., Andrychów. Gmina ma już rządowe zezwolenie na ogrzewanie mieszkań, Gazeta Krakowska, październik 2019.

Szczęch R., Ciepłownia z Dębłina ukarana astronomiczną kwotą. Nie miała zezwoleń na emisję spalin, Dziennik Wschodni, lipiec 2019 r.

Tatarewicz I., Lewarski M., Skwierz S., Scenariusze niskoemisyjnego sektora energii w Polsce i UE w perspektywie roku 2050, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, Warszawa, październik 2019.

The super-efficient heat source hidden below Amazon’s Seattle headquarters, Amazon Blog, dostęp: <https://blog.aboutamazon.com/sustainability/the-super-efficient-heat-source-hidden-below-amazons-new-headquarters> (4.08.2020).

Turski M., Sekret R., Konieczność reorganizacji systemów ciepłowniczych w świetle zmian zachodzących w sektorze budowlano-instalacyjnym, Rynek Energii, sierpień 2015.

Twaruszk M., Produkcja chłodu z ciepła sieciowego, Rynek Energii, Nr 5/2018.

Wang A., Leun K., Peters D., Buseman M., European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created, Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, lipiec 2020.

Weiss W., Spörk-Dür M., Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2018. Detailed Market Figures 2017, AEE – Institute for Sustainable Technologies, Wiedeń 2015, dostęp: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf> (4.08.2020).

Zasuń R., Ceny CO₂ duszą ciepłownie węglowe, wysokienapiecie.pl, 23 grudnia 2019.



Rynek producentów i dystrybutorów części w Polsce

Motoryzacja jest największą i najbardziej produktywną gałęzią polskiej gospodarki, odpowiadającą za około 8 proc. produktu krajowego brutto. Siłą napędową branży motoryzacyjnej jest produkcja części i akcesoriów motoryzacyjnych, stanowiąca aż 57 proc. wartości całego polskiego sektora motoryzacyjnego. Ten segment branży przyczynił się do tego, że Polska stała się jednym z głównych – nie tylko europejskich, lecz także światowych – ośrodków produkcji motoryzacyjnej.

Motoryzacja odpowiada za około 8 proc. PKB Polski.

Wiedza szyta na miarę



RAPORTY TEMATYCZNE

Nasze opracowania wyróżniają się fachową wiedzą, ciekawym ujęciem tematu, zrozumiałym językiem i dopracowaną szatą graficzną. Piszemy na potrzeby wewnętrzne i do użytku publicznego.



PREZENTACJE DLA ZARZĄDÓW

Regularnie briefujemy zarządy polskich i międzynarodowych firm na temat sytuacji w Polsce, w Unii, koniunktury gospodarczej i otoczenia biznesu. Nasi analitycy występują także zagranicą.



MAPOWANIE INTERESARIUSZY

Stale monitorujemy działalność instytucji krajowych i unijnych, dzięki czemu wiemy, kto, kiedy i dlaczego podejmuje decyzje regulacyjne i legislacyjne. Skorzystaj z naszej wiedzy instytucjonalnej.



DOSSIER

Potrzebujesz krótkiego opracowania na ważny dla Ciebie temat? Przygotowujemy dossier na misje handlowe, wizyty zagranicznych członków zarządów w Polsce i o kluczowych wydarzeniach gospodarczych i politycznych.

więcej na: www.politykainsight.pl

kontakt@politykainsight.pl
(+48) 22 456 87 77

**POLITYKA
INSIGHT**