

RAPORT BRANŻOWY

31 grudnia 2019

WYTWARZANIE I ZAOPATRYWANIE W PARĘ WODNĄ, GORĄCĄ WODĘ I POWIETRZE DO UKŁADÓW KLIMATYZACYJNYCH (PKD 35.30)

W skrócie

- Na koniec 2018 r. w Polsce działało 298 ciepłowni i elektrociepłowni (PKD 35.30), które wytwarzały blisko 49% produkcji ciepła systemowego. **Według danych Urzędu Regulacji Energetyki, produkcja ciepła systemowego ogółem (w ciepłowniach i elektrociepłowniach, a także w elektrowniach i ciepłowniach przemysłowych) wyniosła w 2018 r. 411,6 tys. TJ i była o 4,6% mniejsza niż w roku poprzednim.** Główną przyczyną spadku produkcji ciepła było ograniczenie zapotrzebowania na ciepło związane z uwarunkowaniami pogodowymi – relatywnie krótką i ciepłą zimą w 2018 r.

- Głównym surowcem wykorzystywanym w Polsce do produkcji ciepła pozostaje węgiel.** Udział tego surowca w miksie ciepłowniczym wynosił w 2018 r. 72,5% (z czego zdecydowana większość to węgiel kamienny). Udział paliw gazowych wynosi blisko 9%, a odnawialnych źródeł energii (OZE) nieco ponad 8%.

- W scenariuszu bazowym, zgodnym z opiniami ekspertów rynku ciepła, przyjmujemy, że w przyszłości całkowita konsumpcja ciepła w systemach ciepłowniczych kraju utrzymywała się będzie na stabilnym poziomie, z niewielką tendencją wzrostową.** Wg prognoz, przez najbliższych 10 lat rynek ciepła w Polsce ma rosnąć maksymalnie o 1% rocznie.

- Kluczowe czynniki ryzyka w ciepłownictwie są obecnie związane z koniecznością dostosowania się przedsiębiorstw do wymogów o charakterze regulacyjnym.** Regulacje te odnoszą się przede wszystkim do kwestii związanych z ochroną środowiska.

- Na pierwszym miejscu wskazać należy konieczność dostosowania instalacji ciepłowniczych do konkluzji dotyczących najlepszych dostępnych technik (tzw. konkluzje BAT).** Ostateczny termin na dostosowanie to 1 stycznia 2023 r. W dłuższej perspektywie (2027 r.) planowane jest opublikowanie kolejnych konkluzji BAT, które jeszcze bardziej zaostrzą wymogi środowiskowe.

- Kolejnym ważnym regulacyjnym czynnikiem ryzyka w ciepłownictwie są i będą rosnące koszty uprawnień do emisji CO₂.** Obecnie cena uprawnień kształtuje się na poziomie ok. 25 euro/t i w ostatnim czasie bardzo znacząco wzrosła – jeszcze w połowie 2017 r. wynosiła bowiem poniżej 5 euro/t.

- Według ekspertów, do 2023 r. cena uprawnień do emisji CO₂ może wynosić 40 euro/t, a w roku 2030 już 50 euro/t.** Oznaczałoby to dwukrotny wzrost w stosunku do obecnego poziomu i stałoby się jeszcze większym niż obecnie obciążeniem dla firm ciepłowniczych. Powodem prognozowanego tak znacznego wzrostu cen jest między innymi fakt, że po 2025 r. mają przestać obowiązywać jakiegokolwiek darmowe uprawnienia do emisji – firmy emitujące CO₂ będą więc zmuszone całość potrzebnych uprawnień kupować na rynku.

Departament Rynków
Finansowych i Analiz
bosbank.analizy@bosbank.pl

Łukasz Tarnawa
Główny Ekonomista
+48 696 405 159
lukasz.tarnawa@bosbank.pl

Marcin Peterlik
Ekonomista
+48 515 011 621
marcin.peterlik@bosbank.pl

SYTUACJA BIEŻĄCA

Podstawowe informacje

• Działalność przedsiębiorstw tworzących omawiany sektor polega na wytwarzaniu, przesyłaniu, dystrybucji oraz obrocie ciepłem. **Działalność związana z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło jest działalnością regulowaną i wymaga posiadania koncesji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE)**, co określa ustawa z dn. 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

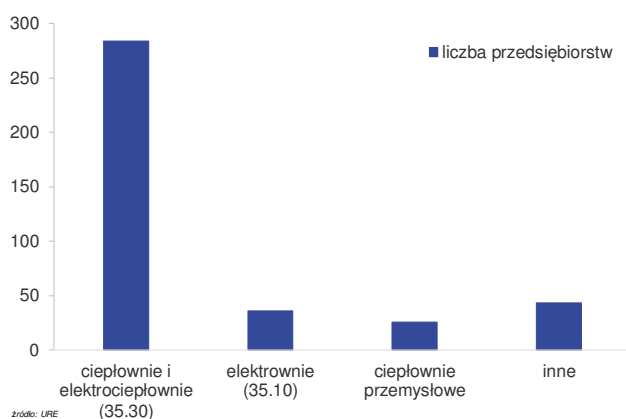
• Wg stanu na koniec 2018 r. koncesję taką posiadało w Polsce 399 przedsiębiorstw. Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze są w większości przypadków zintegrowane pionowo, tj. zajmują się zarówno wytwarzaniem ciepła, jak i jego dystrybucją oraz obrotem. **Zakłady te wytwarzają tzw. ciepło systemowe (tzn. takie, które za pomocą systemu ciepłowniczego dostarczane jest do odbiorców).** Ciepło systemowe stanowi ok. 25% ciepła wytwarzanego w Polsce – reszta to ciepło wytwarzane w indywidualnych instalacjach grzewczych w gospodarstwach domowych.

• **Blisko połowa produkowanego w Polsce ciepła systemowego wytwarzana jest w ciepłowniach i elektrociepłowniach zgrupowanych w branży PKD 35.30, jednak ciepło systemowe wytwarzane jest także przez elektrownie, ciepłownie przemysłowe należące do zakładów przemysłowych oraz inne mniejsze zakłady ciepłownicze.** Prezentowany raport dotyczy ciepłowni i elektrociepłowni (35.30) i jedynie w niektórych przypadkach odnosi się do całego szeroko pojętego rynku ciepła systemowego.

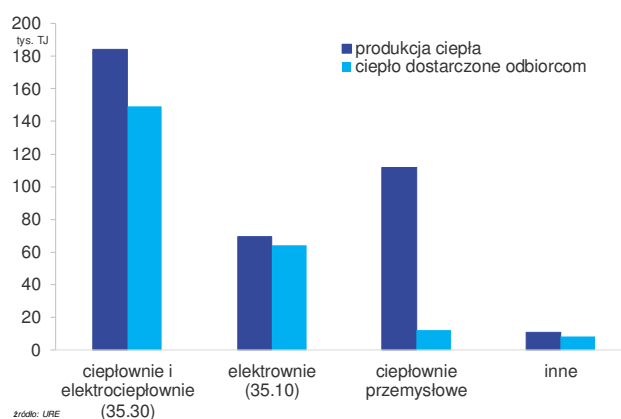
• Według stanu na koniec 2018 r. w Polsce działało 298 ciepłowni i elektrociepłowni, w których zatrudnienie wynosiło łącznie nieco ponad 23,1 tys. osób.

• **Ciepłownie i elektrociepłownie wytworzyły w 2018 r. prawie 184 tys. TJ ciepła, co stanowiło 48,9% produkcji ciepła systemowego ogółem.** Drugie pod tym względem ciepłownie przemysłowe mają udział na poziomie 29,7%, natomiast na elektrownie przypada 18,5% krajowej produkcji ciepła systemowego.

Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło systemowe (2018)



Produkcja ciepła systemowego (2018)



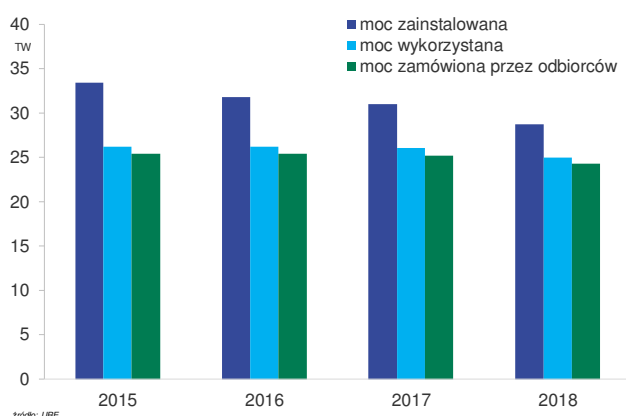
- Ciepłownie i elektrociepłownie mają jeszcze większy udział w produkcji ciepła dostarczonego do odbiorców – wynosi on 63,8%. Ciepłownie przemysłowe wytwarzają jedynie 5,2% ciepła dostarczanego odbiorcom w kraju, ponieważ produkowane przez nie ciepło przeznaczone jest przede wszystkim na potrzeby własne. Udział elektrowni w produkcji ciepła dostarczonego odbiorcom wynosi natomiast 27,5%.

- Moc zainstalowana w ciepłowniach i elektrociepłowniach na koniec 2018 r. wynosiła niecałe 28,7 GW, a moc wykorzystana 25 GW, z czego prawie 24,3 GW stanowiła moc zamówiona przez odbiorców. W sektorze ciepłowniczym udział mocy zamówionej przez odbiorców w całkowitej mocy zainstalowanej wynosi prawie 85% i jest zdecydowanie wyższy niż w pozostałych grupach przedsiębiorstw zajmujących się produkcją ciepła.

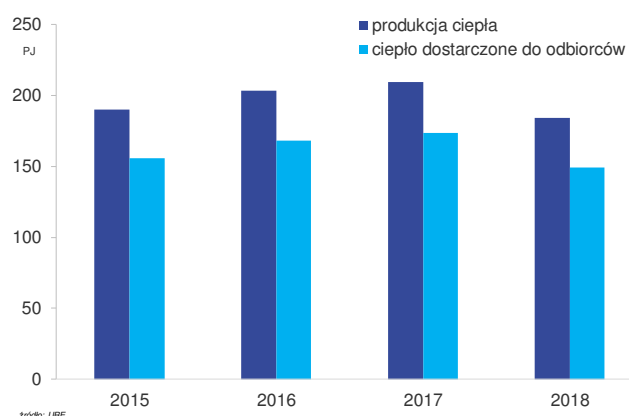
- Według danych URE, produkcja ciepła systemowego w Polsce (w ciepłowniach i elektrociepłowniach oraz elektrowniach i ciepłowniach przemysłowych) wyniosła w 2018 r. 411,6 tys. TJ (wraz z ciepłem z odzysku) i była o 4,6% mniejsza niż w roku poprzednim. Główną przyczyną spadku produkcji ciepła było ograniczenie zapotrzebowania na ciepło związane z uwarunkowaniami pogodowymi – relatywnie krótką i ciepłą zimą w 2018 r. Produkcja ciepła w ciepłowniach i elektrociepłowniach wyniosła natomiast w 2018 r. 184 tys. TJ i była o ponad 12% mniejsza niż w roku poprzednim. Spadek produkcji ciepła w tej grupie zakładów jest pochodną mniejszej liczby podmiotów działających w sektorze, co z kolei jest związane trwającym procesem przekształceń organizacyjnych koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

- Niezależnie od krótkookresowych zmian ilości sprzedawanego ciepła należy zaznaczyć, że mimo rozbudowy sieci ciepłowniczej i rosnącej powierzchni ogrzewanych budynków (rozwój budownictwa mieszkaniowego i komercyjnego) w długiej perspektywie ilość sprzedawanego ciepła nie zwiększa się. Jest to efektem systematycznej poprawy efektywności energetycznej budynków i stanowi jedno z wyzwań dla rozwoju sektora w przyszłości.

Moc w ciepłownictwie zawodowym (35.30)



Produkcja ciepła w ciepłownictwie zawodowym (35.30)



Kogeneracja i efektywność systemowa

- Istotnym elementem krajowego sektora ciepłowniczego jest kogeneracja, czyli wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w jednym procesie technologicznym. Pozwala to zwiększyć efektywność energetyczną i ekologiczną procesu. Mówiąc w dużym uproszczeniu, ciepło powstające przy produkcji energii elektrycznej, które w tradycyjnych elektrowniach jest tracone, w jednostkach kogeneracyjnych wykorzystywane jest na cele użyteczne.

- W 2018 r. 63,5% wytworzonego w Polsce ciepła systemowego zostało wytworzone w kogeneracji**, co oznacza wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 2,4 pkt. proc. **Udział przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji w liczbie przedsiębiorstw wytwarzających ciepło systemowe jest wyraźnie niższy – w 2018 r. wyniósł on 32% wszystkich firm wytwarzających ciepło** (wzrost o 2 pkt. proc. więcej niż w roku poprzednim).

- Przyrost ciepła wytworzonego w kogeneracji postępuje powoli, zwłaszcza biorąc pod uwagę podejmowane działania wspierające rozwój kogeneracji. Wsparcie dla kogeneracji funkcjonuje od 2000 r. Zmianę w zasadach wsparcia wprowadziła w 2007 r. zmiana ustawy – Prawo energetyczne nakładając na przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną lub zajmujące się obrotem i sprzedające energię odbiorcom końcowym obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia z kogeneracji. System ten nie spełnił pokładanych w nim oczekiwań. Od 2019 r. wprowadzono nowy system wsparcia kogeneracji, w którym wysokość wsparcia zależna jest od ilości ciepła wprowadzonego do sieci.

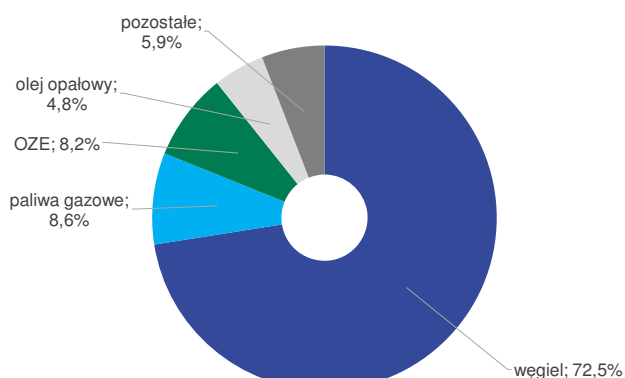
- Ważnym aspektem funkcjonowania ciepłownictwa jest tzw. efektywność systemowa. System ciepłowniczy uznaje się za efektywny, jeśli do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej 50% energii z OZE lub co najmniej w 50% ciepło odpadowe lub w co najmniej 75% ciepło pochodzące z kogeneracji lub w 50% wykorzystuje się połączenie ww. energii i/lub ciepła. **W Polsce jedynie 20% systemów ciepłowniczych jest efektywne, co ze względu na prawne ograniczenia pomocy publicznej dla systemów nieefektywnych, utrudnia ich modernizację i przejście na systemy niskoemisyjne.** Największy udział nieefektywnych systemów ciepłowniczych występuje w małych i średnich miastach, natomiast w miastach powyżej 500 tys. mieszkańców niemal 100% ciepła wytwarzane jest w systemach efektywnych.

Surowce do produkcji ciepła

- Głównym surowcem wykorzystywanym w Polsce do produkcji ciepła jest węgiel. Udział tego surowca w miksie ciepłowniczym wynosił w 2018 r. 72,5% (z czego zdecydowana większość to węgiel kamienny).** Udział paliw gazowych wynosi obecnie niecałe 9%, a odnawialnych źródeł energii (OZE) – nieco ponad 8%. Produkcja ciepła w kogeneracji cechuje się nieco korzystniejszą strukturą zużycia paliw, ale także w tym przypadku węgiel odgrywa decydującą rolę. W kogeneracji nieco większy jest natomiast udział OZE oraz oleju opałowego.

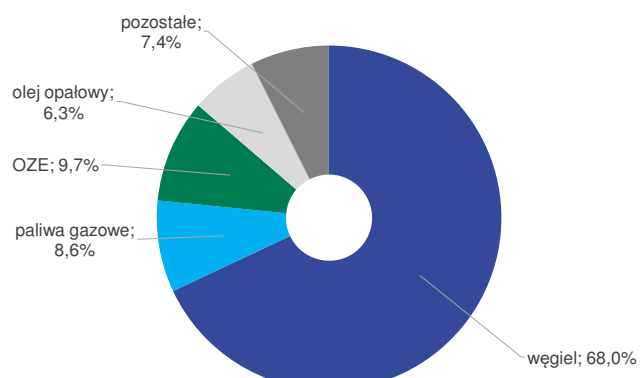
- Dywersyfikacja paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła w Polsce postępuje bardzo powoli.** W 2002 r. udział węgla wynosił 81,7%, a więc w ciągu 17 lat zmniejszył się jedynie o ok. 9 pkt. proc. W tym okresie zmniejszył się udział oleju opałowego (z 7,8% do 4,8%) i wyraźnie wzrósł udział OZE (z 2,9% do 8,2%).

Zużycie paliw do produkcji ciepła ogółem (2018)



źródło: URE

Zużycie paliw do produkcji ciepła w kogeneracji (2018)



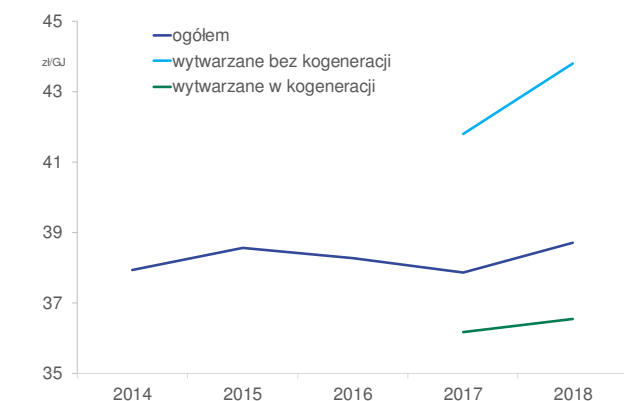
źródło: URE

Ceny ciepła i koszty surowców

W 2018 r. średnia cena ciepła sprzedawanego ze wszystkich koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło wyniosła 38,7 zł/GJ i była o 2,3% wyższa niż rok wcześniej. **Cena ciepła w Polsce od kilku lat nie zmienia się znacząco i utrzymuje się na poziomie ok. 38 zł/GJ.** Średnia cena ciepła wytwarzanego w kogeneracji była w 2018 r. o 16,6% niższa od ciepła wytwarzanego w zakładach ciepłowniczych niebędącymi jednostkami kogeneracyjnymi.

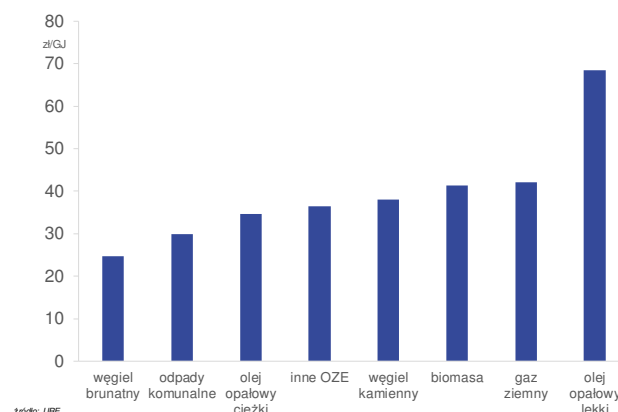
Występują natomiast istotne różnice w cenie ciepła w zależności od źródeł jego wytworzenia. Z punktu widzenia całego rynku ciepła najistotniejsza jest cena ciepła wytwarzanego z węgla kamiennego (37,9 zł/GJ w 2018 r.), które stanowi prawie 75% ciepła wytwarzanego w Polsce. Nieco droższe jest ciepło wytwarzane z paliw gazowych (42,1 zł/GJ), a najdroższe ciepło z lekkiego oleju opałowego, ale ten surowiec na rynku ciepła nie ma istotnego znaczenia, ponieważ łączny udział ciepła wytwarzanego z oleju (lekkiego i ciężkiego) wynosi niecałe 5%.

Średnia cena ciepła w Polsce



źródło: URE

Średnia cena ciepła z różnych rodzajów paliw (2018)



źródło: URE

Koszty jednostkowe paliw używanych w źródłach ciepła

	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Olej opałowy lekki	Olej opałowy ciężki	Gaz ziemny zaazotowany	Biomasa
	zł/t	zł/t	zł/t	zł/t	zł/m ³	zł/GJ
2016	237,3	48,7	2151,2	874,8	0,5	15,7
2017	241,7	51,3	2439,5	733,4	0,5	19,3
2018	288,1	45,1	2828,4	808,4	0,6	15,2

Źródło: URE

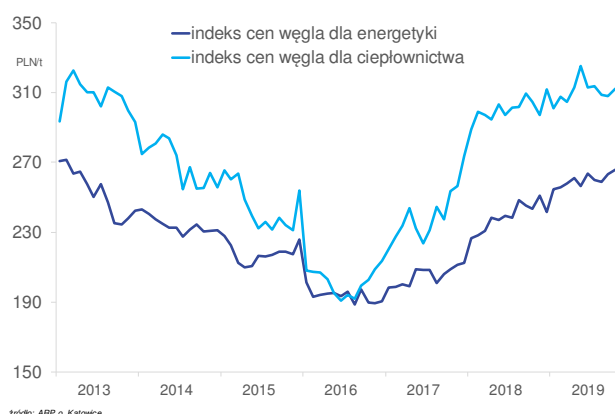
- Wskazane różnice w cenach ciepła w zależności od paliwa zużytego do jego wytworzenia wynikają przede wszystkim z różnic w kosztach surowców energetycznych. Rynkowa cena ciepła w największym stopniu zależna jest oczywiście od cen węgla kamiennego stanowiącego podstawowy surowiec wykorzystywany w Polsce do produkcji ciepła. **Ceny surowców energetycznych, a w szczególności węgla kamiennego, mają duże znaczenie dla kształtowania się sytuacji finansowej w sektorze ciepłowniczym.**

- Według danych Agencji Rozwoju Przemysłu od 2016 r. wzrost cen węgla dla sektora ciepłowniczego jest znacznie szybszy niż ma to miejsce w przypadku cen tego surowca dla energetyki. O ile jeszcze w połowie 2016 r. węgiel dla obu tych sektorów sprzedawany był w takiej samej cenie, to w październiku 2019 r. tona węgla dla energetyki kosztowała 266 zł, podczas gdy tona węgla dla ciepłownictwa już 312 zł.

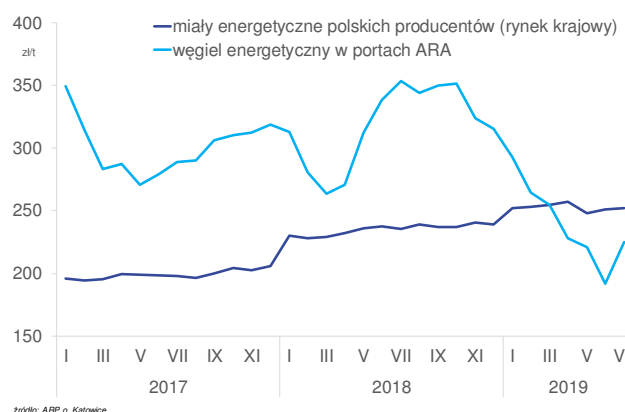
- Po szybkim wzroście cen węgla w 2018 r. (średnio o 19%), rok 2019 przyniósł jego wyhamowanie. W okresie styczeń–październik średnie ceny węgla dla energetyki wzrosły o 9,4% r/r, natomiast wzrost cen węgla dla sektora ciepłowniczego wyniósł 3,7% r/r.**

- Spowolnienie dynamiki krajowych cen węgla miało miejsce w warunkach odwrócenia tendencji cenowych na rynkach światowych – wyraźnego i systematycznego spadku cen węgla.** Powszechnie stosowanym benchmarkiem cen węgla na rynku światowym są ceny węgla w portach Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia (ARA). Ceny te obniżyły się z poziomu 351 zł/t w październiku 2018 r. do poziomu 225 zł/t w lipcu 2019 r. **Oznacza to spadek cen o 36% w ciągu 9 miesięcy.**

Indeksy cen węgla na rynku krajowym



Ceny węgla energetycznego w Polsce i na świecie

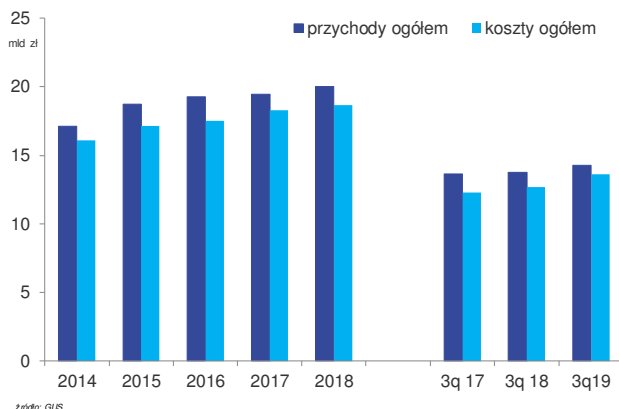


- Głównie przyczyny spadku cen węgla na światowym rynku to znaczny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, relatywnie niskie ceny gazu ziemnego (oba te czynniki sprzyjają wypieraniu energii produkowanej w blokach węglowych przez energię z gazu ziemnego i OZE), a także wysokie stany zapasów węgla energetycznego.
- **Ceny węgla na rynku krajowym są obecnie wyższe od tych na rynku światowym. Spadek cen węgla na świecie będzie w coraz większym stopniu przekładał się na ceny na rynku krajowym, jednak przełożenie tendencji nie jest natychmiastowe, co wynika z przeważającego udziału w wolumenie sprzedaży kontraktów długoterminowych realizowanych do odbiorców z sektora energetyki i ciepłownictwa.** W przypadku krajowych producentów, sprzedaż węgla do energetyki i ciepłownictwa zawodowego, stanowi ok. 50% sprzedaży ogółem.
- Należy podkreślić, że ceny z rynku spotowego mają już obecnie w coraz większym stopniu wpływ na ceny węgla w kontraktach długoterminowych, jednak ten wpływ uwidacznia się z opóźnieniem, najczęściej około rocznym, czyli wraz z kolejnymi turami negocjacji cenowych prowadzonych pomiędzy producentami energii a producentami węgla. **Oznacza to, że w najbliższym czasie należy spodziewać się spadku cen węgla na rynku krajowym. Dla producentów ciepła oznacza to spadek kosztów wytwarzania ciepła, co pozytywnie wpływać powinno na wyniki finansowe.**
- Jednocześnie już obecnie część elektrociepłowni na coraz większą skalę zaopatruje się w tańszy węgiel z zagranicy, aby w ten sposób uniezależnić się od drogiego węgla wydobywanego w Polsce.

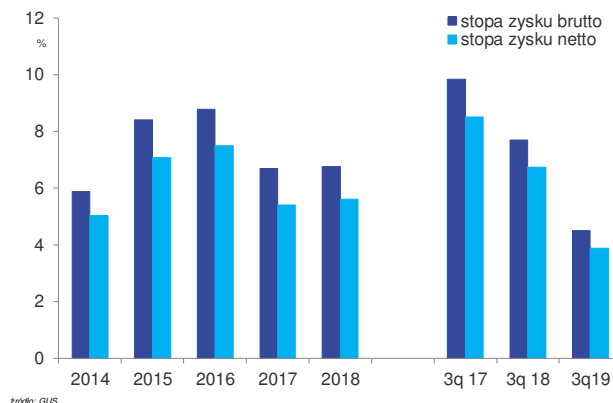
Wyniki finansowe, koszty, inwestycje

- Tempo wzrostu przychodów w sektorze ciepłowniczym jest pochodną skali zmian popytu na ciepło oraz zmian cen ciepła oferowanego odbiorcom. **Stosunkowo niewielki wzrost popytu na ciepło oraz niewielkie wzrosty cen ciepła skutkują także nieznacznym wzrostem przychodów w sektorze – średnie tempo wzrostu w I. 2016-18 wyniosło 2,3%.** W ciągu pierwszych trzech kwartałów 2019 r., w grupie przedsiębiorstw zatrudniających powyżej 49 pracowników, przychody zwiększyły się o 4,0% r/r.
- W związku z zaistniałym nieprzewidzianym wzrostem kosztów wytwarzania ciepła (związany ze wzrostem cen węgla) w II poł. 2018 r. zakłady ciepłownicze zwracały się do Prezesa URE o zmianę taryf zatwierdzonych w 2017 r. oraz I poł. 2018 r. Wnioski te w większości przypadków były uwzględniane. Efekty finansowe podwyższenia taryf nie były jeszcze widoczne we wzroście przychodów w 2018 r., natomiast 4-procentowy wzrost przychodów w okresie trzech kwartałów 2019 r. jest po części efektem wzrostu taryf.
- **W ostatnim czasie sektor ciepłowniczy pozostaje trwale rentowny, ale rentowność w I. 2017-18 była nieco niższa niż w I. 2015-16. W 2018 r. stopa zysku brutto w sektorze ciepłowniczym wyniosła 6,8%, natomiast stopa zysku netto 5,6%. Rentowność sektora w 2019 r. nadal się pogarsza – po trzech kwartałach stopa zysku brutto wyniosła 4,5%, wobec 7,7% w tym samym okresie rok wcześniej oraz 9,9% w pierwszych trzech kwartałach 2017 r.**

Przychody i koszty ogółem



Stopa zysku brutto i netto



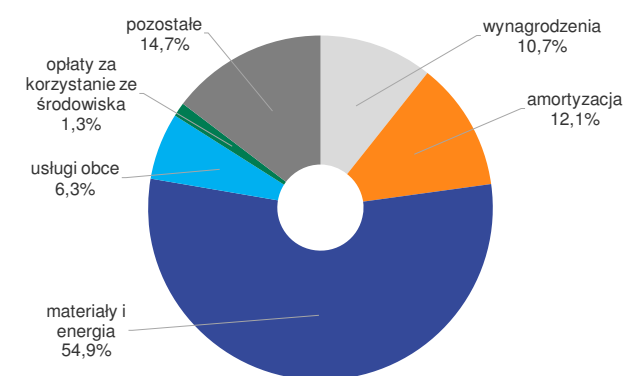
- Główną przyczyną spadku rentowności sektora w I. 2017-19 jest wspomniany wzrost kosztów wytwarzania, w tym przede wszystkim rosnące ceny węgla. Ponadto, na pogarszające się wyniki sektora, wpływ mają rosnące koszty zakupu praw do emisji CO₂.

- Warto podkreślić, że częściowy wpływ na obniżanie się rentowności sektora w 2019 r. ma pogorszenie rentowności w przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło w kogeneracji z energią elektryczną. Ma to związek z decyzją o zamrożeniu w 2019 r. cen prądu dla gospodarstw domowych, co w 2019 r. negatywnie wpływało na opłacalność wytwarzania energii elektrycznej. W przypadku zakładów kogeneracyjnych nie jest możliwe określenie wyniku finansowego tylko na działalności ciepłowniczej, ponieważ często nie da się jednoznacznie rozdzielić kosztów wytwarzania energii i kosztów wytwarzania ciepła. Przedsiębiorstwa mają swobodę w wyborze metody podziału kosztów wspólnych, gdyż nie ma uregulowań prawnych, które wskazywałyby metodę takiego podziału.

- W strukturze kosztów rodzajowych sektora dominującą pozycję mają koszty zakupu energii oraz materiałów, na które w 2018 r. przypadało prawie 55% kosztów ogółem. W skład tej kategorii kosztów wliczają się koszty zakupu paliw technologicznych (m. in. węgla, gazu) wykorzystywanych do produkcji ciepła, które w 2018 r. stanowiły 25,5% kosztów ogółem. W porównaniu z I. 2016-17 udział kosztów zakupu paliw nieco wzrósł (ok. 2 pkt. proc.) co jest przede wszystkim spowodowane wzrostem cen węgla.

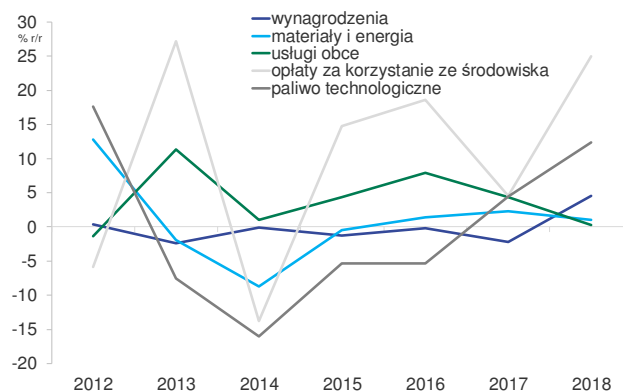
- Wynagrodzenia stanowią niecałe 11% kosztów ogółem w sektorze ciepłowniczym i udział ten jest stosunkowo stabilny. Warto zwrócić uwagę na koszty związane z opłatami za korzystanie ze środowiska. Udział tych kosztów w kosztach ogółem nie jest obecnie duży, wynosi 1,3%, ale szybko się zwiększa – w 2012 r. wynosił 0,7%. W kosztach tych nie są jednak uwzględnione koszty zakupów praw do emisji CO₂, które nie są wyodrębnione w sprawozdaniach URE i uwzględniane są najczęściej w kategorii pozostałych kosztów działalności. Według naszych informacji, od 2019 r. w sprawozdaniach URE wyodrębnione zostaną koszty zakupu praw do emisji CO₂, co umożliwi dokładniejszą ocenę ich wpływu na sytuację finansową sektora.

Struktura kosztów (2018)



źródło: URE

Tempo wzrostu wybranych kosztów rodzajowych

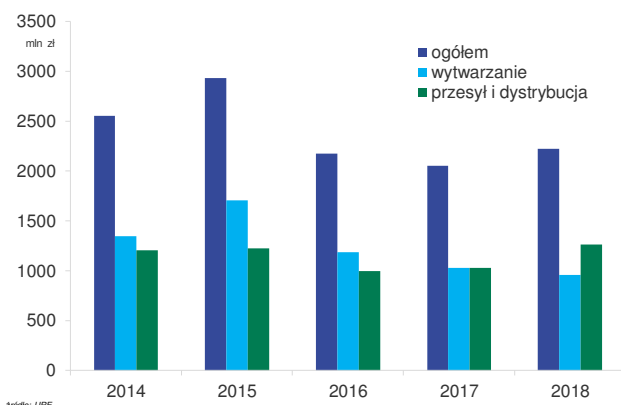


źródło: URE

- Koszty opłat za korzystanie ze środowiska są obecnie najszybciej rosnącą kategorią kosztów rodzajowych – w 2018 r. zwiększyły się w stosunku do roku poprzedniego o 25%.** Dla porównania, w 2018 r. wzrost kosztów zakupu paliw do produkcji ciepła wyniósł 12,4% (ze sprawą wzrostu cen węgla), a wzrost kosztów wynagrodzeń 4,6%. W najbliższych latach, także za sprawą oczekiwanego dalszego znaczącego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, należy się spodziewać dynamicznego wzrostu kosztów związanych z ochroną środowiska w ciepłownictwie, natomiast spadające ceny węgla powinny wpłynąć na wyhamowanie kosztów zakupu paliw do produkcji ciepła.

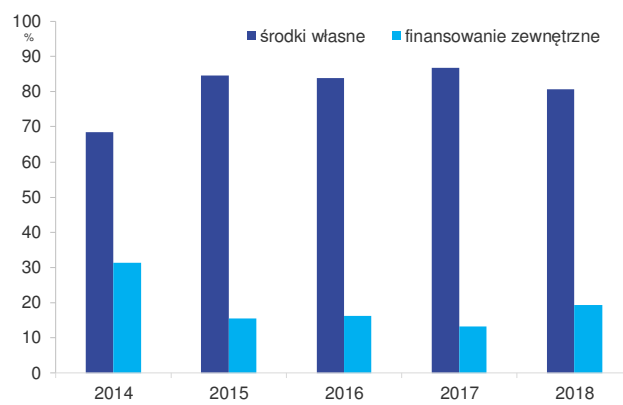
- Sektor ciepłowniczy charakteryzuje się wysokim poziomem nakładów inwestycyjnych – w 2018 r. poziom nakładów wyniósł 2,2 mld zł w przedsiębiorstwach zarejestrowanych w branży 35.30, a 2,9 mld zł we wszystkich podmiotach (niezależnie od PKD) wytwarzających ciepło.** Nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie w I. 2016–18 były nieco niższe niż w 2015 r., ale należy podkreślić, że od wielu lat utrzymują się na wysokim poziomie rzędu 2–3 mld złotych rocznie.

Inwestycje w sektorze ciepłowniczym (PKD 35.30)



źródło: URE

Struktura finansowania inwestycji (PKD 35.30)



źródło: URE

- Wysoki poziom nakładów inwestycyjnych spowodowany jest z jednej strony rozwojem sektora ciepłowniczego (zwiększaniem mocy oraz rozbudową sieci przesyłowej), a z drugiej koniecznością modernizacji istniejących instalacji pod kątem zwiększania efektywności cieplnej oraz dostosowywania do wymogów związanych z ochroną środowiska.
- Inwestycje w sektorze ciepłowniczym finansowane są przez przedsiębiorstwa w przeważającej części ze środków własnych. Udział finansowania zewnętrznego w l. 2015-17 wynosił ok. 15%, natomiast w 2018 r. zwiększył się do niecałych 20%. Wzrost udziału finansowania inwestycji przy pomocy źródeł zewnętrznych może być spowodowany rosnącymi potrzebami inwestycyjnymi w sektorze ciepłowniczym, na które nałożyło się pogorszenie wyników finansowych przedsiębiorstw. W najbliższych latach, można spodziewać się wzrostu zapotrzebowania firm ciepłowniczych na finansowanie zewnętrzne (kredyt bankowy) z uwagi na konieczność podjęcia dużego wysiłku inwestycyjnego związanego z dostosowaniami w obszarze ochrony środowiska.

PERSPEKTYWY, CZYNNIKI RYZYKA, CZYNNIKI SUKCESU

Perspektywy – scenariusz bazowy

- **W scenariuszu bazowym, zgodnym z opiniami ekspertów rynku ciepła, przyjmujemy, że w przyszłości całkowita konsumpcja ciepła w systemach ciepłowniczych kraju utrzymywała się będzie na stabilnym poziomie, z niewielką tendencją wzrostową. Wg prognoz, przez najbliższych 10 lat rynek ciepła w Polsce ma rosnąć maksymalnie o 1% rocznie.**
- W kierunku wzrostu zapotrzebowania na ciepło oddziaływać będzie przede wszystkim sprzedaż mieszkań na rynku pierwotnym oraz rozwój budownictwa biurowego, hotelowego, magazynowego itp. Jednak wzrost ten będzie równoważony przez procesy termomodernizacyjne istniejącej substancji mieszkaniowej.
- **W ciągu najbliższych 10 lat spodziewać się należy wzrostu znaczenia kogeneracji na krajowym rynku ciepła – do 2030 r. wzrost udziału kogeneracji wynieść może ok. 20 pkt. proc. (do ok. 80–85%).** Połowa tego przyrostu wynikać ma z konwersji starych jednostek węglowych na jednostki gazowe, a druga połowa to budowa nowych jednostek ciepłowniczych, także w większości gazowych. Rozwój nowej kogeneracji odbywał się będzie głównie w systemach, które obecnie są nieefektywne, a drugim, po gazie, paliwem, z którego będzie się korzystać w procesach przekształceń nieefektywnych systemów będzie biomasa.
- Jako mało prawdopodobne ocenić należy natomiast znaczące zwiększenie udziału ciepła systemowego pochodzącego z zaawansowanych technologicznie rozwiązań OZE w systemach ciepłowniczych z uwagi na wysoką efektywność systemów kogeneracyjnych i bardzo duże koszty związane z wprowadzeniem do tych systemów OZE. Segmentem, w którym rozwój OZE powinien natomiast mieć miejsce jest segment ciepłownictwa niesystemowego (kolektory solarne, kolektory PV, pompy ciepła).
- W najbliższych latach rozwój ciepłownictwa (kogeneracji) polegać będzie na działaniach dwójakiego rodzaju: modernizacji istniejących jednostek

wytwórczych w celu poprawy ich efektywności oraz budowie nowych mocy wytwórczych. Modernizacja jest w zasadzie procesem ciągłym, mającym na celu utrzymanie odpowiedniego stanu technicznego instalacji, jednak często w ramach działań modernizacyjnych ma miejsce zwiększenie mocy ciepłowni, a więc wzrost mocy wytwórczych.

- **Jednak kluczowe dla rozwoju ciepłownictwa kogeneracyjnego będzie budowa nowych mocy wytwórczych, dla których podstawą będzie rozwój rynku ciepła. Przewidywany nieznaczny wzrost zapotrzebowania na ciepło w najbliższych latach związany z poprawą efektywności jego wykorzystania rekompensowany będzie przez przedsiębiorstwa ciepłownicze procesami przyłączeń nowych odbiorców do systemu ciepłownictwa sieciowego.** Okres realizacji nowych inwestycji w układy kogeneracyjne – od momentu podjęcia decyzji o budowie do uruchomienia wynosi od 2 do 4 lat.

- Z uwagi na pozytywne aspekty środowiskowe – ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz ograniczenie zużycia paliw – rozwój kogeneracji jest wspierany zarówno w unijnej polityce klimatycznej (m.in. Dyrektywa 2004/8/WE w sprawie wspierania kogeneracji czy Dyrektywa 2012/27/WE dotycząca efektywności energetycznej), jak i w krajowych dokumentach strategicznych: Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. oraz Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 (projekt).

- **Jednym z ośmiu strategicznych kierunków długookresowych działań wskazanych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. jest rozwój ciepłownictwa i kogeneracji jako efektywnego instrumentu poprawy jakości powietrza i efektywności energetycznej. W dokumencie znalazło się potwierdzenie utrzymania finansowego systemu wsparcia dla kogeneracji oraz zapowiedź dostosowania ram prawnych w celu wsparcia transformacji ciepłownictwa systemowego w kierunku efektywnych systemów ciepłowniczych (w tym kogeneracyjnych).**

- Natomiast w projektowanym Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 rozwój kogeneracji został uwzględniony m.in. w wymiarze efektywności energetycznej (rozwój produkcji ciepła w kogeneracji) oraz w wymiarze obniżenia emisyjności (likwidacja tzw. niskiej emisji poprzez budowę instalacji do produkcji ciepła z OZE lub instalacji wysokosprawnej kogeneracji).

- Czynnikiem wspierającym rozwój kogeneracji będą w najbliższych latach finansowe mechanizmy wsparcia jej rozwoju. W l. 2007-18 funkcjonował w Polsce system oparty o świadectwa pochodzenia (tzw. certyfikaty) – poziom wsparcia zależny był od wielkości produkcji.

- **Od 2019 r. obowiązuje nowy system wsparcia produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji, który został wprowadzony w oparciu o ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (tzw. ustawa CHP) uchwalonej pod koniec 2018 r. Nowy system wsparcia stanowił będzie zachętę do budowy jednostek kogeneracyjnych, ich modernizacji oraz utrzymania produkcji energii i ciepła z wysokosprawnej kogeneracji w istniejących jednostkach.** Ustawa przyznaje wsparcie w odrębnych grupach mocy zainstalowanej, dzieląc jednostki kogeneracyjne na jednostki o mocy: do 1MW, w przedziale 1-50 MW oraz powyżej 50 MW, ze szczególnym uwzględnieniem jednostek wytwórczych o mocy powyżej 300 MW. Wsparcie przysługiwało będzie

jednostkom, dla których jednostkowy wskaźnik emisji CO₂ będzie wynosił maksymalnie 450 kg/MWh wytwarzanej energii elektrycznej i ciepłej łącznie. Przedmiot wsparcia stanowić będzie wytworzona i sprzedana energia elektryczna, a wysokość wsparcia będzie zależna od skali zasilania publicznej sieci ciepłowniczej. System ma znacznie zdynamizować proces rozwoju kogeneracji i ciepła systemowego w Polsce – ustawodawca, w prognozie skutków regulacji, przewiduje przyrost nowych mocy energetycznych w systemach kogeneracyjnych w wysokości 5 GW do 2030 r.

- Wsparciem rozwoju ciepłownictwa kogeneracyjnego będą środki finansowe pochodzące ze źródeł krajowych oraz europejskich – przede wszystkim Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko oraz środki własne NFOŚiGW. Na szczeblu regionalnym finansowanie inwestycji możliwe jest z regionalnych programów operacyjnych oraz środków własnych WFOŚiGW. Wybór programu współfinansowania uwarunkowany jest mocą źródła oraz rodzajem paliwa. Ze środków europejskich wyłączone są inwestycje w instalacje spalania paliw o mocy większej niż 20 MW.
- Jak zostało wskazane powyżej, w 2019 r. ma miejsce wyraźny spadek cen węgla na rynku światowym, co stopniowo przekłada się na rynek krajowy – w okresie od stycznia do października wzrost cen węgla (szczególnie dla sektora ciepłowniczego) był wyraźnie wolniejszy niż w roku poprzednim. **W 2020 r. można się spodziewać, że ceny węgla na rynku polskim będą spadać. Dla producentów ciepła oznacza to niższe koszty wytwarzania i pozytywny wpływ na poziom rentowności.**

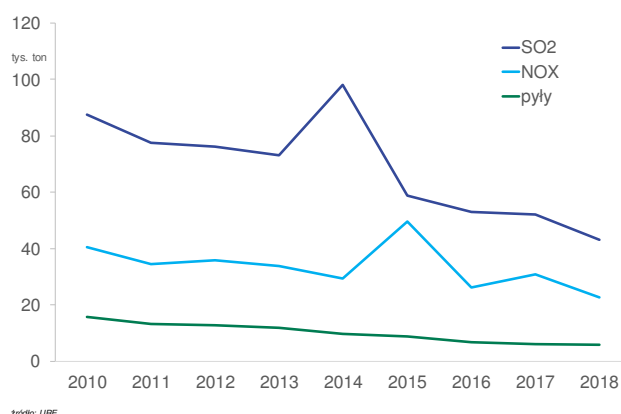
Czynniki ryzyka

- **Kluczowe czynniki ryzyka w ciepłownictwie są obecnie związane z koniecznością dostosowania się przedsiębiorstw do różnego rodzaju wymogów o charakterze regulacyjnym. Regulacje te odnoszą się przede wszystkim do kwestii związanych z ochroną środowiska, które w przypadku sektora ciepłowniczego oznaczają przede wszystkim normy emisji dwutlenku węgla (CO₂), dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) oraz pyłów.**
- Choć w obszarze redukcji emisji szkodliwych gazów do atmosfery polskie ciepłownie w ostatnich latach poczyniły znaczące postępy, to nadal w tym obszarze pozostaje bardzo dużo do zrobienia. Emisja zanieczyszczeń w ciepłowniach i elektrociepłowniach – szczególnie emisja dwutlenku siarki oraz pyłów – jest, w przeliczeniu na jednostkę wytworzonego ciepła, wyraźnie wyższa niż w elektrowniach i ciepłowniach przemysłowych.
- **Na pierwszym miejscu wskazać należy konieczność dostosowania instalacji ciepłowniczych do konkluzji dotyczących najlepszych dostępnych technik (tzw. konkluzje BAT).** Podstawą prawną tych wymogów jest Dyrektywa 2010/75/UE (tzw. Dyrektywa IED) znacząco zaostrzająca standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu oraz pyłów i ścieków z obiektów energetycznego spalania.
- Zaostrzone wymogi emisji określone w Dyrektywie IED obowiązują od 1 stycznia 2016 r., jednak dyrektywa wprowadza jednocześnie specjalny mechanizm derogacyjny dla zakładów ciepłowniczych, które po spełnieniu określonych warunków, mogą być zwolnione z przestrzegania zaostrzonych

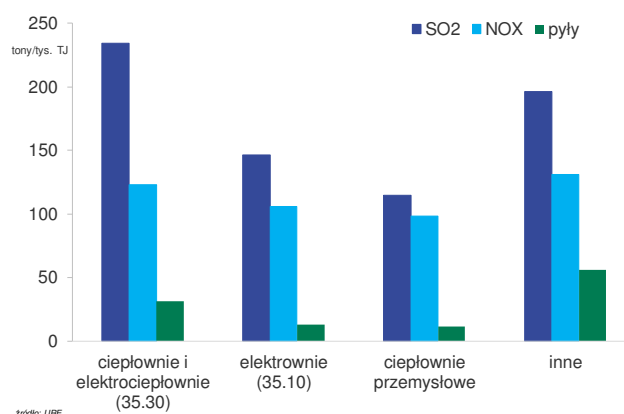
norm emisji do 31 grudnia 2022 r. Warunki konieczne do skorzystania z derogacji to m.in. całkowita nominalna moc obiektu poniżej 200 MW, pierwsze pozwolenie na działalność obiektu wydane przed listopadem 2002 r. oraz co najmniej 50% produkcji ciepła użytkowego kierowane do publicznej sieci ciepłowniczej.

• **Według oceny ekspertów obecnie nie więcej niż co czwarta działająca w Polsce ciepłownia wypełnia warunki zawarte w konkluzjach BAT, pozostałe mają czas do 1 stycznia 2023 r. aby się do tych wymogów dostosować (dotyczy to instalacji ciepłowniczych o mocy powyżej 50 MW).** Istnieją dwa ogólne sposoby dostosowania ciepłowni do wymogów BAT. Pierwszy polega na dostosowaniu działających systemów, poprzez inwestycje w dodatkowe instalacje środowiskowe (np. systemy odsiarczania, redukcji pyłów itp.). Drugi polega na dywersyfikacji źródeł produkcji ciepła, czyli budowę nowych jednostek ciepłowniczych (kogeneracyjnych) zasilanych np. gazem czy biomasą.

Emisja zanieczyszczeń w ciepłownictwie (PKD 35.30)



Emisja zanieczyszczeń w przeliczeniu na jedn. ciepła (2018)



• **Najprawdopodobniej nie wszystkie krajowe ciepłownie dostosują się do zaostrzonych kryteriów środowiskowych w wyznaczonym terminie. Teoretycznie, 1 stycznia 2023 r. wszystkie instalacje ciepłownicze, które nie będą spełniały wymogów określonych w konkluzjach BAT powinny zostać wyłączone. W praktyce wydaje się jednak mało prawdopodobne, aby w środku sezonu grzewczego Wojewódzkie Inspektoraty Ochrony Środowiska decydowały się na wyłączenie ciepłowni, gdyż oznaczałoby to pozbawienie ogrzewania mieszkańców zasilanych przez odłączane ciepłownie miejscowości.**

• **Trudno w chwili obecnej przewidzieć, co stanie się z ciepłowniami, które 1 stycznia 2023 nie będą wypełniały kryteriów konkluzji BAT, jednak najbardziej prawdopodobnym scenariuszem wydaje się obciążenie tych zakładów karami (zgodnie z przepisami ciepłownia sama nalicza sobie kary zgodnie z obowiązującymi stawkami), przy konieczności przedstawienia przez nie programów naprawczych mających skutkować spełnieniem norm środowiskowych najpóźniej do początku kolejnego sezonu grzewczego (wrzesień 2023 r.). Prawo umożliwia wliczenie zapłaconych kar w koszty realizowanych inwestycji środowiskowych.**

- Należy podkreślić, że istnieje duża niepewność co do reakcji i działań Komisji Europejskiej na funkcjonowanie w Polsce po 1 stycznia 2023 r. ciepłowni niespełniających wymogów konkluzji BAT. Należy liczyć się z możliwością nałożenia na Polskę wysokich kar finansowych.

- Głównym problemem w dostosowaniu się zakładów ciepłowniczych do zaostrzonych norm środowiskowych jest brak środków finansowych na niezbędne do tego celu inwestycje.** W dużej mierze wynika to z faktu, że większość ciepłowni działających w Polsce to nieduże zakłady komunalne, które nie dysponują wystarczającymi zasobami środków własnych i często mają problemy z pozyskaniem finansowania zewnętrznego na odpowiednio wysokim poziomie.

- Konieczność dostosowania instalacji ciepłowniczych do konkluzji BAT wiąże się także z dodatkowym ryzykiem o charakterze technologicznym. Większość kotłów działających w krajowych ciepłowniach to tzw. kotły rusztowe (WR), dla których nie istnieje dedykowana metoda odazotowania gazów wydanych w trakcie spalania energetycznego.**

- W praktyce możliwe jest zastosowanie dwóch metod odazotowania. Pierwszą, tzw. metoda katalityczna polega na odazotowaniu spalin poza kotłem ciepłowniczym i wymaga budowy specjalnych dodatkowych instalacji. Jest to metoda droga, której koszt wynosi ok. 60 mln zł dla jednego kotła ciepłowniczego. Druga metoda jest znacznie tańsza i polega na zastosowaniu tzw. eko-tuby, która jest na krótki czas nakładana na kocioł w celu jego dodatkowego ogrzania, dzięki czemu możliwe jest odazotowanie spalin w kotle. Proces ten wymaga regularnego nakładania i zdejmowania eko-tuby z kotła, co generuje dodatkowe ryzyko związane z zakłóceniem stabilnej pracy kotła. W chwili obecnej nie ma jeszcze wystarczających praktycznych doświadczeń, aby odpowiedzieć na pytanie, czy stosowanie eko-tuby będzie mogło znaleźć szerokie praktyczne zastosowanie w polskich ciepłowniach.

- Dodatkowym problemem i ryzykiem związanym z inwestycjami mającymi na celu dostosowanie ciepłowni do zaostrzonych wymogów ekologicznych jest możliwy brak dostatecznej liczby firm wykonawczych, które oferują usługi w zakresie modernizacji instalacji ciepłowniczych mających na celu poprawę parametrów środowiskowych.** Problem ten może narastać w miarę zbliżania się ostatecznego terminu dostawiania zakładów do wymogów BAT (1 stycznia 2023 r.), kiedy to coraz większa liczba ciepłowni zgłaszała będzie zapotrzebowanie na realizację tego typu prac.

- Dyrektorywa IED przewiduje, że po 4 latach od dostosowania firm do konkluzji BAT uruchomiony zostanie proces opracowywania nowych BAT-ów (proces sewilski), po czym w efekcie, najpóźniej w 2027 r. opublikowane zostaną nowe konkluzje BAT. Na dostosowanie do tych nowych standardów przewidziane są kolejne 4 lata, co oznacza, że najpóźniej 1 stycznia 2032 r. obowiązowały już będą nowe standardy BAT.**

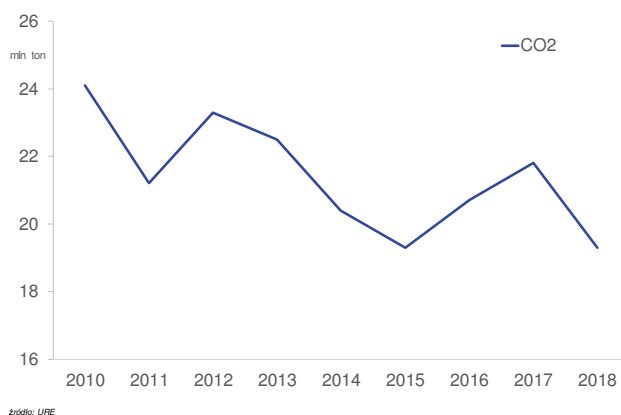
- Z uwagi na fakt, że najprawdopodobniej większość polskich ciepłowni dostosowuje się do minimalnych wymagań aktualnych konkluzji BAT (normy emisji określone są przedziałowo, polskie zakłady zmierzają do wypełnienia ich górnych granic), można przyjąć, że ciepłownie nie będą spełniały przyszłych, zaostrzonych standardów emisji zanieczyszczeń. Oznacza to, że w stosunkowo

niedługim czasie ciepłownie zmuszone będą do podjęcia kolejnych wysiłków inwestycyjnych, co po kosztownych inwestycjach związanych z dostosowaniem do aktualnie obowiązujących standardów BAT (z reguły finansowanych kredytem) może okazać się w wielu przypadkach trudne.

- Kolejnym bardzo ważnym regulacyjnym czynnikiem ryzyka w ciepłownictwie są i będą w coraz większym stopniu rosnące koszty uprawnień do emisji CO₂. Obecnie cena uprawnień kształtuje się na poziomie ok. 25 euro/t i w ostatnim czasie bardzo znacząco wzrosła – jeszcze w połowie 2017 r. wynosiła bowiem poniżej 5 euro/t.

- Według ekspertów do 2023 r. cena uprawnień do emisji CO₂ może wynosić 40 euro/t, a w roku 2030 już 50 euro/t. Oznaczałoby to dwukrotny wzrost w stosunku do obecnego poziomu i stałoby się jeszcze większym niż obecnie obciążeniem dla firm ciepłowniczych. Powodem prognozowanego tak znacznego wzrostu cen jest między innymi fakt, że po 2025 r. mają przestać obowiązywać jakiegokolwiek darmowe uprawnienia do emisji – firmy emitujące CO₂ będą więc zmuszone całość potrzebnych uprawnień kupować na rynku, co doprowadzi do wzrostu popytu i w konsekwencji do wzrostu ceny uprawnień.

Emisja CO₂ w ciepłownictwie



Koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂



- Według informacji uzyskanych w Instytucie Ochrony Środowiska, zapotrzebowanie polskiego ciepłownictwa na uprawnienia do emisji CO₂ wynosi ok. 52 mln ton rocznie. W przeliczeniu na jedną ciepłownię jest to ok. 200 tys. ton rocznie, a dla standardowej, najczęściej spotykanej na rynku ciepłowni jest to ok. 45 tys. ton rocznie. Dla standardowej ciepłowni oznacza to roczny koszt zakupu uprawnień w wysokości ok. 5 mln zł, co w wielu przypadkach stanowi istotne obciążenie wyniku finansowego. Obecnie ok. 18% zapotrzebowania pokrywane jest w ramach darmowego przydziału uprawnień, natomiast po 2025 r. ciepłownie będą musiały ponosić pełne koszty emisji. Przy prognozowanych znacznie wyższych niż obecnie cenach uprawnień oraz bardzo prawdopodobnej potrzebie finansowania kolejnych inwestycji proekologicznych, wiele ciepłowni może za kilka lat znaleźć się w znacznie trudniejszej niż obecnie sytuacji finansowej.

- W dłuższej perspektywie czasowej czynnikiem ryzyka jest spadek zapotrzebowania na ciepło spowodowany ocieplaniem się klimatu na świecie, w tym także w Polsce. Skrócenie zimy oraz wzrost średniej temperatury w tradycyjnym sezonie grzewczym skutkować mogą w przyszłości ograniczeniem popytu na ciepło. Proces ten oczywiście ma i będzie miał charakter stopniowy, a jego efekty mogą stać się widoczne w perspektywie 15–20 lat.

Czynniki sukcesu

- **Stopień obecnego dostosowania do przyszłych wymogów środowiskowych jest obecnie kluczowym czynnikiem sukcesu w sektorze ciepłowniczym.** Poczynione w latach ubiegłych inwestycje ekologiczne, których efektem jest ograniczenie emisji szkodliwych substancji (przede wszystkim gazów, ale także ścieków) stawiają przedsiębiorstwa w lepszej sytuacji kosztowej w stosunku do firm, które dopiero w najbliższej przyszłości zmuszone będą wyłożyć znaczne środki na tego typu inwestycje. W najlepszej sytuacji są oczywiście zakłady ciepłownicze, które już dziś spełniają wymogi zawarte w konkluzjach BAT lub te, w których procesy realizacja inwestycji mających na celu spełnienie tych wymogów jest na zaawansowanym etapie.

- **Innym czynnikiem sukcesu, także mającym istotny wymiar środowiskowy, jest dywersyfikacja paliw wykorzystywanych w poszczególnych zakładach do produkcji ciepła – elektrociepłownie, które wytwarzają ciepło w oparciu o inne niż węgiel źródła energii lub posiadają zdywersyfikowaną strukturę źródeł paliw są w lepszej sytuacji niż zakłady działające jedynie w oparciu o węgiel.** Przede wszystkim dlatego, że węgiel jest surowcem, którego spalanie powoduje najwięcej szkodliwych dla środowiska zanieczyszczeń (największa emisja CO₂ w przeliczeniu na jednostkę wytworzonego ciepła/energii elektrycznej). Ciepłownie działające w oparciu jedynie o węgiel charakteryzują najmniej korzystne współczynniki emisji zanieczyszczeń, a zatem w ich przypadku wysiłek inwestycyjny mający na celu spełnienie wymogów środowiskowych musi być największy. Ponadto dywersyfikacja paliw oznacza mniejsze ryzyko narażenia na negatywne szoki cenowe na rynku surowców energetycznych.

- **Czynnikiem sukcesu są również zasoby znajdujące się w posiadaniu elektrociepłowni. Przy czym w mniejszym stopniu chodzi tu o sam zakład i należące do niego instalacje (szczególnie jeśli nie są to nowoczesne, zmodernizowane instalacje), co wielkość rynku, na którym działa przedsiębiorstwo – obszar zasilany ciepłem przez elektrociepłownię, długość sieci ciepłowniczej i liczbę klientów zasilanych przez tą sieć.** Są to bowiem kluczowe czynniki zwiększające wartość zakładów ciepłowniczych. Duża skala działania jest bowiem wyznacznikiem obecnych i przyszłych przychodów przedsiębiorstwa i stanowi istotny czynnik wpływający na perspektywy funkcjonowania ciepłowni – ma to także znaczenie np. przy pozyskiwaniu zewnętrznego finansowania inwestycji.

Załącznik – wskaźniki finansowe – PKD 35.30

Wskaźnik		2015	2016	2017	2018	I-III kw. 2017	I-III kw. 2018	I-III kw. 2019
Zmiana r/r przychodów ogółem	%	9,4	2,8	1,2	2,9	3,0	0,6	4,0
Zmiana r/r przychodów ze sprzedaży	%	7,6	1,8	0,9	2,4	3,3	0,6	7,9
Wskaźnik poziomu kosztów	%	91,5	91,1	94,0	93,2	90,0	92,2	95,4
Stopa zysku brutto	%	8,4	8,8	6,7	6,8	9,9	7,7	4,5
Stopa zysku netto	%	7,1	7,5	5,4	5,6	8,5	6,8	3,9
Zyskowość sprzedaży	%	7,8	9,6	5,7	5,9	9,1	5,5	2,4
ROA	%	3,8	4,0	b.d.	2,9	4,3	3,4	1,9
ROE	%	7,3	7,6	b.d.	5,5	7,5	6,2	3,7
Wskaźnik płynności (CR)	-	1,5	1,7	b.d.	1,3	1,2	1,5	1,4
Wskaźnik podwyższ. płynności (QR)	-	1,1	1,4	b.d.	1,0	1,0	1,0	1,0
Rotacja zapasów	dni	36	26	b.d.	32	27	36	33
Cykl należności	dni	58	61	b.d.	66	38	33	40
Współczynnik długu	%	49	47	b.d.	47	43	45	48
Nakłady inwestycyjne	mln zł	3334	2215	b.d.	2262	1511	1277	2083
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	94	58	b.d.	62	52	48	79
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,61	0,66	b.d.	0,77	0,47	0,54	0,55

Rozkład decylowy wybranych wskaźników finansowych (2018)

Wskaźnik		D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9
Przychody ogółem	mln zł	3,90	6,31	8,83	11,07	14,99	19,06	27,67	43,84	103,25
Przychody ze sprzedaży	mln zł	3,54	5,24	7,68	9,76	12,36	17,33	23,50	34,66	72,58
Wskaźnik poziomu kosztów	%	-7,31	-2,28	0,15	1,05	1,89	3,02	4,63	6,71	11,02
Stopa zysku brutto	%	-8,37	-2,28	-0,16	0,59	1,51	2,30	3,75	5,53	9,20
Stopa zysku netto	%	-9,84	-4,60	-1,66	0,01	1,04	1,93	3,77	5,87	9,57
Zyskowość sprzedaży	%	88,84	93,33	95,38	96,92	98,11	98,94	99,85	102,27	107,23
ROA	%	-4,18	-1,62	-0,08	0,41	1,01	1,59	2,28	3,50	6,01
ROE	%	-8,08	-2,49	-0,24	0,61	1,47	2,50	4,14	5,99	10,80
Wskaźnik płynności (CR)	-	0,70	0,94	1,19	1,45	1,77	2,06	2,58	3,61	5,15
Wskaźnik podwyższ. płynności (QR)	-	0,48	0,64	0,86	1,06	1,30	1,55	1,93	2,72	4,03
Rotacja zapasów	dni	3,21	6,67	13,72	21,38	32,10	40,56	53,51	65,65	83,90
Cykl należności	dni	42,32	49,46	54,96	59,98	62,69	66,44	71,14	76,47	92,09
Współczynnik długu	%	15	22	26	32	37	44	49	54	66
Nakłady inwestycyjne	mln zł	0,03	0,19	0,40	0,75	1,45	2,39	4,05	7,15	17,09
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	1	19	33	43	60	78	103	146	213
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,17	0,20	0,26	0,29	0,35	0,42	0,50	0,60	0,86

Źródło: PONT Info (dane GUS dla firm pow. 9 zatrudn.), BOŚ

Powyższa tabela pozwala na pozycjonowanie konkretnego przedsiębiorstwa na tle rozkładu decylowego w branży. D1 to pierwszy decyl, który oznacza maksymalną wartość danego wskaźnika jaką osiąga 10% firm o najniższych wynikach wśród wszystkich firm objętych badaniem. Inaczej mówiąc 90% firm objętych badaniem osiąga wartość wskaźnika wyższą niż D1. D2 to drugi decyl, czyli wartość dla kolejnych 10% firm itd.

Definicje wskaźników

Nazwa	Wzór
Wskaźnik poziomu kosztów	$\text{Koszty uzyskania przychodów z całokształtu} \cdot 100\% / \text{Przychody ogółem}$
Stopa zysku brutto	$\text{Zysk brutto} / \text{Przychody ogółem}$
Stopa zysku netto	$\text{Zysk netto} / \text{Przychody ogółem}$
Zyskowość sprzedaży	$\text{Zysk ze sprzedaży} / \text{Przychody ze sprzedaży}$
Stopa rentowności aktywów	$\text{Zysk netto} / \text{Aktywa całkowite}$
Stopa rentowności kapitału własnego	$\text{Zysk netto} / \text{Kapitał własny}$
Wskaźnik płynności	$\text{Majątek obrotowy} / \text{Zobowiązania krótkoterminowe}$
Wskaźnik podwyższonej płynności	$(\text{Majątek obrotowy} - \text{Zapasy}) / \text{Zobowiązania krótkoterminowe}$
Rotacja zapasów	$(\text{Zapasy ogółem} / \text{Koszty działalności operacyjnej}) \cdot \text{liczba dni w okresie}$
Cykl należności	$(\text{Należności z tytułu dostaw} / \text{Przychody ze sprzedaży}) \cdot \text{liczba dni w okresie}$
Współczynnik długu	$\text{Zobowiązania ogółem} / \text{Aktywa całkowite}$
Udział inwestycji w nadwyżce finansowej	$\text{Nakłady inwestycyjne} / \text{Nadwyżka finansowa}$
Wydajność pracy	$\text{Przychody ogółem} / \text{Zatrudnienie}$

WAŻNA INFORMACJA: Niniejszy materiał ma charakter prognozy, został opracowany wyłącznie w celu informacyjnym i nie może być traktowany jako doradztwo ani porada inwestycyjna. W szczególności nie może być traktowany jako oferta lub rekomendacja do zawierania jakichkolwiek transakcji. Nie jest to forma reklamy ani oferta sprzedaży jakiegokolwiek usługi oferowanej przez BOŚ Bank. Przedstawione w niniejszej publikacji opinie i prognozy są wyrazem niezależnej oceny autorów w momencie ich wydania i mogą ulec zmianie bez zapowiedzi. Informacje, w tym dane statystyczne, zawarte w materiale pochodzą z ogólnie dostępnych, wiarygodnych źródeł, jednak BOŚ Bank nie może zagwarantować ich dokładności i pełności. BOŚ Bank nie ponosi odpowiedzialności za skutki decyzji podjętych na podstawie informacji zawartych w niniejszym materiale.

Niniejszy dokument stanowi własność BOŚ Bank. Materiał może być wykorzystywany do opracowań własnych pod warunkiem powołania się na źródło. Powielanie bądź publikowanie niniejszego raportu lub jego części bez pisemnej zgody BOŚ Bank jest zabronione.

Bank Ochrony Środowiska Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie przy ul. Żelaznej 32, 00-832 Warszawa, zarejestrowana w Sądzie Rejonowym dla m.st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod nr KRS: 0000015525 NIP: 527-020-33-13; kapitał zakładowy: 929 476 710 zł wpłacony w całości.