

Nazwa projektu Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Pan Jacek Ozdoba – Sekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Paweł Bogusławski tel. 691 985 561 mail: pawel.boguslawski@klimat.gov.pl	Data sporządzenia 02.06.2021 r. Źródło: Upoważnienie ustawowe Na podstawie delegacji zawartej w art. 46 ust. 5 i 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.) Nr w wykazie prac 641.
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

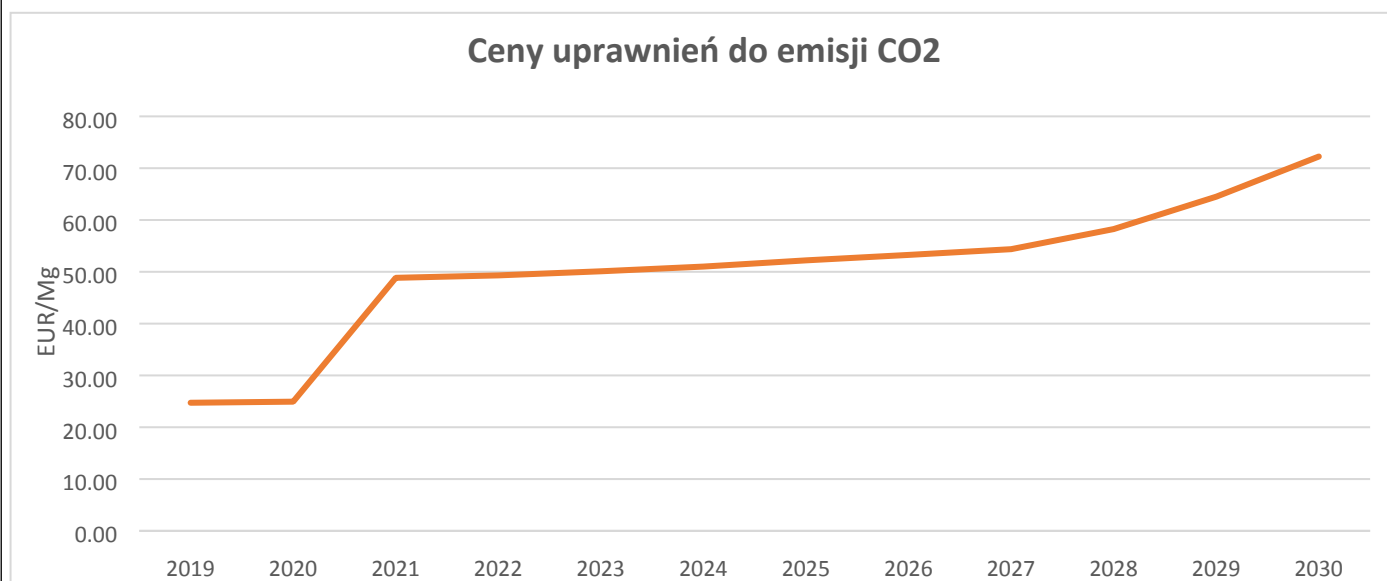
I. Wyzwania stojące przed polskim ciepłownictwem systemowym

Ciepłownictwo systemowe jest najpowszechniejszą formą zaopatrzenia w ciepło dla celów bytowych. Do najważniejszych wyzwań stojących przed ciepłownictwem w Polsce należą:

- 1) wzrastające koszty związane polityką klimatyczną Polski (w tym poprawa jakości powietrza) i Unii Europejskiej, które wpływają zarówno na bieżącą działalność przedsiębiorstw ciepłowniczych, jak i na konieczność bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych,
- 2) zmniejszające się zapotrzebowanie na ciepło, które wynika ze zjawiska ocieplania klimatu, postępu technologicznego (np. instalacje nowoczesnych systemów sterowania) i wymogami zwiększania efektywności energetycznej, w szczególności dotyczącymi termomodernizacji budynków.

Do najważniejszych wyzwań wynikających z polityki klimatycznej Polski i Unii Europejskiej związanych również z poprawą efektywności energetycznej należą:

- 1) redukcja poziomu emisji CO₂ o 40% względem roku 1990, który w wyniku ustaleń ze szczytu Rady Europejskiej z grudnia 2020 r. zostanie zwiększony do 55%, co może spowodować wzrost ceny uprawnień do emisji CO₂ (z obecnych ok. 40 euro do nawet ponad 70 euro za tonę w 2030 r.) i istotne ograniczenie przydziału bezpłatnych uprawnień – dyrektywa ETS i rozporządzenie w sprawie włączenia emisji z użytkowania gruntów i leśnictwa do ram polityki klimatyczno-energetycznej (w tym budynki, odpady); prognozę cen uprawnień do emisji CO₂ przedstawiono na poniższym rysunku.



Źródło: Raport KOBIZE z kwietnia 2021 (ceny kontraktów terminowych) oraz ze stycznia 2021 (prognoza cen) z rynku uprawnień do emisji CO₂

- 2) ograniczenie wpływu emisji szkodliwych substancji tj.: dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i pyłów – dla źródeł od 50 do 200 MW dyrektywa IED (*Industrial Emissions Directive*) wraz z konkluzjami BAT (najlepsze dostępne techniki, które objęły również inne substancje jak rtęć, chlorowodór, fluorowodór oraz amoniak), która najprawdopodobniej zostanie zastrzona w 2027 r. oraz dla źródeł od 1 MW dyrektywa MCP (*Medium Combustion*

Plants) (również tego dotyczą dyrektywy CAFE (*Clean Air for Europe*) i NEC (*National Emission Ceilings*))

- 3) wzrost efektywności energetycznej – dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, która wprowadza niemal zerowe zużycie energii przez nowe budynki i dostawanie istniejących, dyrektywa o efektywności energetycznej wprowadzająca na poziomie UE cel minimum 32,5% poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. w stosunku do prognoz z 2007 r.
- 4) wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych – dyrektywa OZE wprowadzająca na poziomie UE cel minimum 32% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 2030 r., ustalając coroczny poziom wzrostu udziału ciepła i chłodu z OZE oraz ciepła odpadowego w strumieniu ciepła dostarczanego odbiorcom na minimum 1,1 punktu procentowego rok do roku.

Realizacja powyższych wyzwań została odzwierciedlona w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040). W dokumencie wskazano konieczność zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego. W tym celu m.in. opracowany zostanie nowy model rynku, tak aby ceny ciepła były akceptowalne dla odbiorców, a równocześnie umożliwiały pokrycie kosztów uzasadnionych wraz ze zwrotem z zainwestowanego kapitału. Kluczowa jest techniczna modernizacja i rozbudowa ciepłownictwa systemowego, do czego przyczyni się rozwój kogeneracji, zwiększenie wykorzystania OZE i odpadów w ciepłownictwie systemowym, modernizacja i rozbudowa systemu dystrybucji ciepła i chłodu oraz popularyzacja magazynów ciepła i inteligentnych sieci. PEP2040 zakłada m.in. wzrost o 1,5 mln gospodarstw domowych podłączonych do sieci ciepłowniczej w 2030 r., spełnienie przez 85% systemów ciepłowniczych lub chłodniczych o mocy powyżej 5 MW kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz istotne zwiększanie udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie.

Szacowane przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie (IGCP) nakłady inwestycyjne, aby sprostać powyższym wyzwaniom wynoszą 53–101 mld zł do 2030 r. (w wytwarzaniu 42–71 mld zł, zaś w dystrybucji 11–30 mld zł).

Na podstawie danych IGCP obecnie ciepłownictwo systemowe zaspokaja jedynie 24% zapotrzebowania na ciepło w Polsce (dostarcza ciepło do ok. 40% gospodarstw domowych), w 71% oparte jest na spalaniu węgla, co potwierdza publikacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – Energetyka ciepła w liczbach. Produkcja ciepła systemowego spada i ponad 80% systemów ciepłowniczych w Polsce nie spełnia kryterium *systemu efektywnego energetycznie*, którego parametry określa art. 7b ust 4 ustawy PE. Systemy ciepłownicze w Polsce należą do tzw. drugiej generacji, bazując na źródłach ciepła wykorzystujących technologie spalania paliw kopalnych i sieciach ciepłowniczych opartych na wysokiej temperaturze nośnika ciepła (135°C). Taki stan technologiczny skutkuje między innymi stosunkowo wysokim poziomem strat ciepła w procesie przesyłania i dystrybucji, szczególnie z ciepłociągach o nieodpowiednim stanie izolacji. Światowe rozwiązania w ciepłownictwie systemowym doszły już do poziomu czwartej czy piątej generacji, gdzie dominują technologie wykorzystujące źródła ciepła o dużo niższych temperaturach (obecnie na świecie wprowadzane są sieci piątej, a mówi się nawet o sieciach szóstej generacji).

II. Sytuacja finansowa polskiego ciepłownictwa systemowego

Od pewnego czasu sytuacja finansowa ciepłownictwa systemowego systematycznie się pogarsza. W 2019 r. osiągnęła ona ujemną rentowność -2,92% i płynność na bardzo niskim poziomie, poniżej wartości referencyjnych.

Możliwość realizacji inwestycji wynikających z kolejnych wyzwań stawianych przed sektorem ciepłownictwa systemowego w regulacjach europejskich, jak również krajowych, uzależnione są od kondycji finansowej branży. Mając na uwadze wspomnianą sytuację finansową branży, przedsiębiorstwa ciepłownicze znajdują się obecnie w trudnym położeniu, szczególnie w obliczu oczekiwanej jego transformacji, nawet przy znaczącej absorpcji środków pomocowych z Unii Europejskiej dedykowanych dla modernizacji ciepłownictwa.

Ciepłownictwo systemowe jest jednocześnie jednym z najbardziej „regulowanych” obszarów prowadzenia działalności gospodarczej w szeroko rozumianym sektorze energetycznym. Najważniejszymi elementami regulacji są rozwiązania prawne oraz tzw. praktyka regulacyjna związana z ustalaniem taryf na ciepło.

Od rezultatu regulacji w zakresie taryf zależało do tej pory przede wszystkim bezpieczeństwo dostaw ciepła. Ale dzisiaj takie podejście do regulacji już nie wystarczy. Obecna i przyszła polityka regulacyjna powinna sprostać wyzwaniom stawianym przed tym sektorem wynikającym z obowiązującej polityki energetyczno-klimatycznej UE i pozwolić na osiągnięcie sukcesu w realizacji celów Polityki energetycznej Polski do 2040 r., w tym w walce o czyste powietrze na poziomie krajowym. Ogrom zadań, przed którym stoi dzisiaj polskie ciepłownictwo, wymaga odpowiedniej kondycji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Brak zmian regulacyjnych doprowadzi do braku realizacji celów, o których była mowa powyżej i skokowego wzrostu cen ciepła dla odbiorców, zamiast rozłożenia tego wzrostu na dłuższy okres.

Powyższe sprawia, że dzisiejsza, trudna sytuacja ekonomiczna polskiego ciepłownictwa systemowego zagraża nie tylko bezpieczeństwu dostaw ciepła do odbiorców, ale również skutecznej jego transformacji zgodnie z postawionymi przed sektorem celami.

III. Decyzje inwestycyjne przedsiębiorstw ciepłowniczych

Jak potwierdzają oficjalne dane Prezesa URE, polskie ciepłownictwo systemowe jest w bardzo trudnej sytuacji finansowej, co w połączeniu ze skalą wymaganych inwestycji sprawia, że bez systemowych zmian, nie będzie w stanie udźwignąć obowiązku realizacji tych zmian. Inwestycje te są konieczne, gdyż w przeciwnym razie polskie ciepłownictwo systemowe, zamiast rozwijać się zgodnie z założeniami Polityki energetycznej Polski do 2040 r., będzie się stopniowo degradowało

technicznie i rynkowo.

W obecnym stanie finansowym większość przedsiębiorstw ciepłowniczych nie może podjąć żadnych decyzji inwestycyjnych, a tym bardziej rozpocząć inwestycji, bez zapewnienia sobie źródeł ich finansowania. Finansowanie tych inwestycji wymaga zarówno środków własnych w postaci zwiększenia kapitałów własnych przedsiębiorstw ciepłowniczych, jak środków zewnętrznych w postaci dotacji i finansowania dłużnego. Należy podkreślić z kolei, że bez zwiększenia środków własnych czyli kapitałów własnych przedsiębiorstw ciepłowniczych, nie będzie możliwe pozyskanie finansowania zewnętrznego.

Należy wskazać, że Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 24 kwietnia 2021 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2021 r., poz. 788) stanowiło ważny element sprawiający, że płynność ciepłownictwa systemowego w zakresie CO₂ nie będzie się pogarszać.

Proponowany projekt rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie Ministra Energii z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2020 r., poz. 718; dalej: „Rozporządzenie taryfowe”) ma na celu szybkie ustabilizowanie sytuacji finansowej sektora ciepłowniczego w obszarze wytwarzania i przesyłania oraz dystrybucji ciepła, poprzez zmianę odpowiednich regulacji. Proponowane zmiany dają możliwość uzyskania następujących pozytywnych efektów dla sektora ciepłownictwa w postaci bankowalności sektora tj.:

- poprawę płynności finansowej sektora;
- uzyskanie przez sektor ciepłowniczy możliwości otrzymania finansowania od sektora bankowego, dotacji i innych źródeł finansowania na zakup i rozliczenie praw do dynamicznie rosnących emisji CO₂;
- zbudowanie podstawy kapitałowej przez sektor ciepłowniczy w celu uzyskania finansowania od sektora bankowego, dotacji i innych źródeł finansowania na realizację wybudowania nowych niskoemisyjnych jednostek wytwórczych, transformację systemów w efektywnie energetyczne, zazielenienie ciepłownictwa oraz wykorzystanie najnowocześniejszych technologii.

IV. Zmiana perspektywy czasowej zrównania się ceny ciepła określonej w taryfie z ceną benchmarkową

Proponowana w omawianym projekcie zmiana § 13 ust. 6 Rozporządzenia taryfowego, dotycząca sposobu określania maksymalnego poziomu wskaźników wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji, dla których przedsiębiorstwo energetyczne stosuje uproszczony sposób kalkulacji cen i stawek opłat, o którym mowa w § 13 ust. 1 tego rozporządzenia (dalej: „uproszczona metoda kalkulacji cen”), ma na celu skrócenie okresu niezbędnego do zrównania ceny ciepła (określonej w taryfie) wytwarzanego w tych jednostkach kogeneracyjnych z ceną benchmarkową (tj. średnią ceną sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w ww. jednostkach kogeneracji).

Zgodnie z aktualnym brzmieniem § 13 ust. 6 Rozporządzenia taryfowego, wskaźnik wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji, dla których stosuje się uproszczoną metodę kalkulacji cen, jest uzależniony od wartości odchylenia ceny ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji przyjętej przez przedsiębiorstwo energetyczne dla roku stosowania taryfy w stosunku do ceny referencyjnej (ceny benchmarkowej) – tj. średniej ceny sprzedaży ciepła wytwarzanego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w ww. jednostkach kogeneracji.

Obecnie, zgodnie z § 13 ust. 6 Rozporządzenia taryfowego, wskaźniki wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji, dla których stosuje się uproszczoną metodę kalkulacji cen nie mogą być wyższe niż określone według następujących wzorów:

- a) $(C_{CSn}/(C_{CSn-1})-1) \times 100 + 2$ dla przedsiębiorstw, które przyjęły dla roku stosowania taryfy cenę ciepła C_C spełniającą warunek $C_C/C_{CSn} \leq 0,8$
 - b) $(C_{CSn}/(C_{CSn-1})-1) \times 100 + 1,75$ dla przedsiębiorstw, które przyjęły dla roku stosowania taryfy cenę ciepła C_C spełniającą warunek $0,8 < C_C/C_{CSn} \leq 0,9$
 - c) $(C_{CSn}/(C_{CSn-1})-1) \times 100 + 1,25$ dla przedsiębiorstw, które przyjęły dla roku stosowania taryfy cenę ciepła C_C spełniającą warunek $0,9 < C_C/C_{CSn} < 1$
- oznaczenia symboli w Rozporządzeniu taryfowym.

Celem mechanizmu uregulowanego w § 13 ust. 6 Rozporządzenia taryfowego było: (i) ograniczenie tempa wzrostu cen ciepła (określonych w taryfie) wytworzonego w jednostkach kogeneracji, dla których stosuje się uproszczoną metodę kalkulacji cen, a jednocześnie (ii) zapewnienie możliwości zrównania cen ciepła wytworzonego w tych jednostkach z poziomem ceny referencyjnej (benchmarkowej) na przestrzeni kilku lat.

Przepis w aktualnym brzmieniu nie spełnił swojej funkcji. Osiągnięcie przez ceny ciepła (określone w taryfie) poziomu ceny benchmarkowej w perspektywie kilkuletniej okazało się niemożliwe. **Przy obecnie prognozowanym wzroście cen referencyjnych, cena ciepła (określona w taryfie) nie zrównałaby się z ceną benchmarkową.**

W przypadku przedsiębiorstw energetycznych, które przyjęły w taryfach ceny ciepła (wytworzonego w jednostkach kogeneracji) na poziomie odbiegającym od cen benchmarkowych, aktualnie obowiązujący mechanizm kalkulacji wskaźnika wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła skutkuje pogorszeniem ich płynności finansowej, utrudniając lub nawet

uniemożliwiając wprowadzanie nowych technologii, zwłaszcza spełniających coraz bardziej wymagające normy środowiskowe, które wymagają znacznych nakładów inwestycyjnych. Dla tej kategorii przedsiębiorstw energetycznych, wprowadzenie do użytkowania nowej jednostki kogeneracji może skutkować jeszcze większym odchyleniem poziomu ceny ciepła (ustalonej w taryfie) od ceny benchmarkowej. Wskazać przy tym należy, że wartość nakładów finansowych na inwestycje z zakresu ochrony środowiska (w przypadku stosowania uproszczonej metody kalkulacji cen) nie jest uwzględniana wprost w cenie ciepła w stosowanej taryfie. Cena benchmarkowa stanowi średnią cenę sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji wykorzystującymi dany rodzaj paliwa. Jest ona wyznaczana na podstawie danych pochodzących z przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło w jednostkach o różnych poziomach mocy zainstalowanych. Wymogi w zakresie ochrony środowiska są uzależnione od wielkości źródła. W przypadku dużych źródeł wytwórczych wymagania z zakresu ochrony środowiska są najbardziej rygorystyczne, co skutkuje koniecznością ponoszenia dużych nakładów finansowych. W szczególności, duże przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające ciepło (prowadzące instalacje o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW) są obowiązane do uczestniczenia w systemie handlu uprawnieniami do emisji, o których mowa w art. 3 pkt 22 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2018 r., poz. 1201 ze zm., dalej odpowiednio: „uprawnienia do emisji CO₂” oraz „system EU ETS”). Małe przedsiębiorstwa energetyczne (prowadzące instalacje o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW) nie są objęte obowiązkiem uczestniczenia w systemie EU ETS (co wprost przekłada się na niższe koszty związane z ochroną środowiska), a w konsekwencji wpływa to na wysokość ceny benchmarkowej. Brak bezpośredniego uwzględnienia kosztów uprawnień do emisji CO₂ w cenie ciepła przy korzystaniu z uproszczonej metody kalkulacji cen wraz z intensywnym wzrostem ceny uprawnień do emisji tego gazu powodują, iż cena ciepła ze źródeł kogeneracyjnych nie pokrywa wszystkich kosztów związanych z emisjami, ponieważ jest ona kształtowana na bazie historycznych cen referencyjnych.

Podkreślenia wymaga, że większość jednostek kogeneracji, dla których stosuje się uproszczoną metodę kalkulacji cen uczestniczy w systemie EU ETS, jednocześnie obecnie nie ma możliwości uwzględnienia tych kosztów w aktualnej ich wysokości w cenie ciepła (określonej w taryfie).

Proponowane zmiany mają na celu zwiększenie potencjału inwestycyjnego przedsiębiorstw energetycznych pozwalając na sprostanie wyzwaniom stawianym przed ciepłownictwem systemowym i absorpcję środków unijnych służących sfinansowaniu zmian.

V. Określenie dolnego limitu przychodów z przesyłania i dystrybucji ciepła, który stanowi podstawę kalkulacji stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję ciepła

Przedstawiony do procedowania projekt zakłada również dodanie ust. 4 w § 11 Rozporządzenia taryfowego, którego celem jest ustalenie dolnego limitu przychodów z przesyłania i dystrybucji ciepła stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję ciepła.

Zgodnie z § 11 ust. 2 Rozporządzenia taryfowego uzasadniony planowany przychód stanowiący podstawę kalkulacji stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję ciepła stanowi sumę uzasadnionych rocznych kosztów prowadzenia danej działalności i uzasadnionego zwrotu z kapitału. Zgodnie z § 11 ust. 1 na koszty uzasadnione składają się:

- planowane uzasadnione roczne koszty wykonywania działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, w tym w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła,
- planowane uzasadnione roczne koszty modernizacji i rozwoju oraz inwestycji z zakresu ochrony środowiska,
- planowane uzasadnione koszty realizacji obowiązku wynikającego z art. 10 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 264 i 284).

Z kolei zasady ustalania zwrotu z kapitału zostały określone w § 26 Rozporządzenia taryfowego oraz w wydanej przez Prezesa URE Informacji nr 71/2020 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na rok 2021.

Planowane uzasadnione koszty wykonywania danej działalności powinny być określone zgodnie z § 12 rozporządzenia taryfowego, a także zgodnie z art. 44 i 45 ustawy prawo energetyczne. W szczególności zgodnie z art. 45 ustawy prawo energetyczne *przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, a ponadto taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający w szczególności: (i) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych (...) wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz (ii) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.* Ponadto zgodnie z § 12 ust. 3 rozporządzenia taryfowego podstawą planowania kosztów na następny okres taryfowy jest plan wielkości sprzedaży ciepła i mocy zamówionej przez odbiorców. Planowane koszty podlegają ocenie zgodnie z zasadami określonymi w § 12 ust. 2. Ocena ta polega na porównaniu planowanych dla pierwszego roku stosowania taryfy kosztów jednostkowych z kosztami jednostkowymi rzeczywistymi poniesionymi w poprzednim roku kalendarzowym.

Dodatkowo w przypadku dystrybutora ciepła prowadzącego obrót nim *uzasadniony planowany przychód będący podstawą kalkulacji stawek opłat za usługi przesyłowe pomniejsza się o przychody uzyskiwane z tytułu różnicy pomiędzy wielkością mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców zaopatrywanych z sieci ciepłowniczej na podstawie umów kompleksowych a wielkością mocy cieplnej zamówionej w obcych źródłach zasilających sieć ciepłowniczą dystrybutora ciepła* (§ 11 ust. 3 rozporządzenia taryfowego). Przepis ten powoduje, iż każdorazowy wzrost zysku na niejednoczesności, który nie zależy od dystrybutora ciepła (przychód ten zależy od cen mocy zamówionej w taryfie wytwórcy ciepła i od wysokości mocy

zamówionej przez odbiorców końcowych), przekłada się na spadek opłat za przesyłanie i dystrybucję ciepła. Obecny system kształtowania stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję ciepła determinuje bardzo niskie, a nawet ujemne stopy zwrotu z kapitału dla grupy przedsiębiorstw ciepłowniczych, w tym posiadających koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz obrót ciepłem, co zobrazowano poniżej.

	2018	2019
WPiDO	2,68%	1,28%
WPiD	1,32%	-1,96%
PiDO	1,10%	-0,22%
W	1,32%	-2,95%
WACC _{Pre-tax}	6,43%	6,01%

WPiDO – przedsiębiorstwa z koncesją na wytwarzanie, przesył i dystrybucję i obrót ciepłem

WPiD – przedsiębiorstwa z koncesją na przesył i dystrybucję ciepłem

PiDO – przedsiębiorstwa z koncesją na przesył i dystrybucję i obrót ciepłem

W – przedsiębiorstwa z koncesją na wytwarzanie ciepła

WACCpretax - koszt kapitału ustalony przez Prezesa URE

Źródło: Energetyka ciepłowa w liczbach – 2018 i 2019 rok. Urząd Regulacji Energetyki

Zgodnie z przedstawionymi danymi rzeczywisty zwrot z kapitału dystrybutorów prowadzących obrót ciepłem oscylował wokół zera w ciągu dwóch ostatnich lat, przy koszcie kapitału ustalonym przez Prezesa URE na poziomie około 6-6,5% rocznie.

Przedstawione powyżej efekty obecnego sposobu kształtowania przychodu z przesyłania i dystrybucji ciepła potwierdzają brak motywacji przedsiębiorstw do podnoszenia efektywności organizacyjnej, której efekty ekonomiczne mogłyby zostać wykorzystane do rozwoju i modernizacji scentralizowanych systemów ciepłowniczych. Podniesienie tej efektywności przekłada się najczęściej na obniżenie kosztów operacyjnych (uzasadnionych), co przy obecnej praktyce prowadzi do spadku planowanego przychodu przedsiębiorstwa. W związku z powyższym należy stwierdzić, że efekty związane z podnoszeniem efektywności ekonomicznej nie wiążą się z żadnymi korzyściami dla przedsiębiorstw energetycznych.

W związku z powyższym proponuje się wprowadzenie do rozporządzenia taryfowego przepisu ust. 4 w § 11, który określi dolny limit przychodów z przesyłania i dystrybucji ciepła stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję ciepła.

Proponowane zmiany mają na celu zwiększenie potencjału inwestycyjnego przedsiębiorstw energetycznych pozwalając na sprostanie wyzwaniom stawianym przed ciepłownictwem systemowym i absorpcję środków unijnych służących sfinansowaniu transformacji w kierunku systemów efektywnych energetycznie.

VI. Określenie dolnego limitu przychodów z wytwarzania ciepła w jednostkach wytwórczych nie korzystających z uproszczonego sposobu kalkulacji cen zgodnie z § 13 Rozporządzenia taryfowego, który stanowi podstawę kalkulacji cen ciepła i mocy zamówionej

Projekt zmian zakłada również dodanie ust. 5 i 6 w § 11 Rozporządzenia taryfowego, których celem jest ustalenie dolnego limitu przychodów z wytwarzania ciepła stanowiących podstawę kalkulacji cen ciepła i mocy zamówionej dla jednostek wytwórczych, które nie korzystają z uproszczonego sposobu kalkulacji cen zgodnie z § 13 Rozporządzenia taryfowego (głównie ciepłownie).

Sposób kalkulacji cen ciepła i mocy zamówionej wytwarzanego w ciepłowniach i jednostkach kogeneracyjnych nie korzystających z uproszczonego mechanizmu przewidzianego w § 13 rozporządzenia taryfowego bazuje na formule koszt plus (podstawą kalkulacji cen są koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z kapitału). Ceny te są kalkulowane zgodnie z § 11 ust. 2 Rozporządzenia taryfowego, który mówi, że uzasadniony planowany przychód stanowiący podstawę kalkulacji cen stanowi sumę uzasadnionych rocznych kosztów prowadzenia danej działalności i uzasadnionego zwrotu z kapitału. W odniesieniu do wytwarzania ciepła zgodnie z § 11 ust. 1 na koszty uzasadnione składają się:

- planowane uzasadnione roczne koszty wykonywania działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, w tym w zakresie wytwarzania ciepła
- planowane uzasadnione roczne koszty modernizacji i rozwoju oraz inwestycji z zakresu ochrony środowiska
- planowane uzasadnione koszty realizacji obowiązku wynikającego z art. 10 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 264 i 284) – w przypadku sprzedaży wytworzonego ciepła do odbiorców końcowych.

Z kolei zasady ustalania zwrotu z kapitału dla ciepłowni i jednostek kogeneracyjnych nie korzystających z uproszczonego mechanizmu ustalania cen przewidzianego w § 13 rozporządzenia taryfowego zostały określone w jego § 26 oraz w wydanej

przez Prezesa URE Informacji nr 71/2020 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na rok 2021. W szczególności, w mechanizmie ustalania cen nie uwzględnia się zmiany cen uprawnień do emisji CO₂ (choćby łącznie z kosztami paliw), które w ostatnim okresie rosły dynamicznie, co nie znajdowało pełnego odzwierciedlenia w cenach ciepła z rozpatrywanych źródeł.

Planowane uzasadnione koszty wytwarzania ciepła powinny być określone zgodnie z § 12 rozporządzenia taryfowego, a także zgodnie z § 44 i 45 ustawy prawo energetyczne. W szczególności zgodnie z art. 45 ustawy prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, a ponadto taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający w szczególności: (i) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych (...) wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz (ii) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Ponadto zgodnie z § 12 ust. 3 rozporządzenia taryfowego podstawą planowania kosztów na następny okres taryfowy jest plan wielkości sprzedaży. Planowane koszty podlegają ocenie zgodnie z zasadami określonymi w § 12 ust. 2. Ocena ta polega na porównaniu planowanych dla pierwszego roku stosowania taryfy kosztów jednostkowych z kosztami jednostkowymi rzeczywistymi poniesionymi w poprzednim roku kalendarzowym.

Podobnie jak w przypadku dystrybutorów ciepła, obecny system kształtowania cen ciepła z ciepłowni lub jednostek kogeneracyjnych niekorzystających z uproszczonego mechanizmu przewidzianego w § 13 rozporządzenia taryfowego przekłada się na bardzo niskie stopy zwrotu z kapitału, co zobrazowano w przedstawionym wcześniej zestawieniu.

	2018	2019
WPiDO	2,68%	1,28%
WPiD	1,32%	-1,96%
PiDO	1,10%	-0,22%
W	1,32%	-2,95%
WACC _{Pre-tax}	6,43%	6,01%

WPiDO – przedsiębiorstwa z koncesją na wytwarzanie, przesył i dystrybucję i obrót ciepłem

WPiD – przedsiębiorstwa z koncesją na przesył i dystrybucję ciepłem

PiDO – przedsiębiorstwa z koncesją na przesył i dystrybucję i obrót ciepłem

W – przedsiębiorstwa z koncesją na wytwarzanie ciepła

WACCpretax - koszt kapitału ustalony przez Prezesa URE

Źródło: Energetyka ciepłownicza w liczbach – 2018 i 2019 rok. Urząd Regulacji Energetyki

Zgodnie z przedstawionymi danymi, w latach 2018–2019 rzeczywisty zwrot z kapitału przedsiębiorstw wytwarzających ciepło był dużo niższy od kosztu kapitału określonego przez Prezesa URE. Przedstawiony problem osiągania niskich stóp zwrotu będący pochodną niezadowalających wyników finansowych dotyczy w szczególności przedsiębiorstw eksploatujących ciepłownię, szczególnie w mniejszych i średniej wielkości ośrodkach miejskich. W tych miastach przedsiębiorstwa ciepłownicze należą najczęściej do jednostek samorządu terytorialnego i są zintegrowane pionowo (wytwarzaniem ciepła i jego przesyłaniem zajmuje się jeden podmiot). Zazwyczaj moc zamówiona przez odbiorców w tych przedsiębiorstwach nie przekracza 100 MW i w przedstawionym zestawieniu są one kwalifikowane do kategorii WPiD, do której należy 270 podmiotów na 396 podmiotów koncesjonowanych. Ta kategoria przedsiębiorstw osiąga bardzo niskie wyniki finansowe, a jednocześnie stoi przed dużymi wyzwaniem dotyczącymi dostosowywania aktywów wytwórczych do nowych wymagań w zakresie redukcji emisji CO₂, wzrostu udziału ciepła z OZE czy dotrzymywania zaostrzających się wymagań w zakresie ochrony powietrza. W obecnej sytuacji przedsiębiorstwa te nie posiadają wystarczających środków finansowych ani zdolności kredytowej do zaciągania nowych zobowiązań na rozwój i modernizację źródeł ciepła, co zagraża bezpieczeństwu jego dostaw.

Podobnie jak w przypadku przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła, obowiązujący obecnie sposób kształtowania przychodu ze sprzedaży ciepła nie motywuje przedsiębiorstw ciepłowniczych eksploatujących ciepłownię do podnoszenia efektywności organizacyjnej, której efekty ekonomiczne mogłyby zostać wykorzystane do rozwoju i modernizacji źródeł ciepła. Podniesienie przez przedsiębiorstwo tej efektywności przekłada się najczęściej na obniżenie kosztów operacyjnych (uzasadnionych), co przy obecnej praktyce regulacyjnej prowadzi do spadku przychodów przedsiębiorstwa. W związku z powyższym należy stwierdzić, że efekty związane z podnoszeniem efektywności ekonomicznej nie wiążą się z żadnymi korzyściami dla przedsiębiorstw energetycznych.

Wreszcie, w przypadku wytwarzania ciepła w ciepłowniach lub jednostkach kogeneracji nie korzystających z uproszczonego sposobu kalkulacji cen zgodnie z § 13 rozporządzenia taryfowego, nie są uwzględniane zmiany kosztów uprawnień do emisji CO₂, które w ostatnim czasie dynamicznie wzrosły. W przyszłości również jest spodziewany dalszy

wzrost cen tych uprawnień. Aspekt ten jest jednym z kluczowych dla przedsiębiorstw ciepłowniczych eksploatujących ciepłownię objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂ i bardzo silnie wpływa na ich rentowność. W związku z powyższym proponuje się wprowadzenie do rozporządzenia taryfowego ust. 5 i 6 w § 11, które określają dolny limit przychodów z wytwarzania ciepła stanowiących podstawę kalkulacji cen ciepła, mocy zamówionej i nośnika ciepła, dając w ten sposób gwarancję na dłuższą, niż obecnie, perspektywę stabilizacji odpowiedniego poziomu przychodów. Proponowane zmiany mają na celu zwiększenie potencjału inwestycyjnego przedsiębiorstw energetycznych i pozwolą na sprostanie wyzwaniom stawianym przed ciepłownictwem systemowym oraz absorbcję środków unijnych służących sfinansowaniu transformacji w kierunku systemów efektywnych energetycznie.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

1. Zmiana perspektywy czasowej zrównania się ceny ciepła określonej w taryfie z ceną benchmarkową.

Przedstawiony projekt zakłada dokonanie zmiany we wzorach określonych w § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego, mającej na celu zwiększenie dynamiki wskaźnika wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji, dla których stosuje się uproszczoną metodę kalkulacji cen. Zmiana polega na dodaniu 1 pp. do wskaźników określających maksymalny możliwy wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła, stanowiących podstawę kalkulacji cen.

Dodatkowo, w treści tego przepisu wyeliminowano problem odwoływania się w przedstawionych powyżej wzorach (widelkach) do ceny ciepła, która dopiero miała zostać wyznaczona przy zastosowaniu przepisu z § 13 ust. 6. Oznacza to, że przepis ten nie odwołuje się już do ceny ciepła, która przed jego zastosowaniem, nie była znana, a która zależała od rozwiązań w nim przewidzianych.

Przyjęcie zaproponowanych zmian pozwoli na zrównanie ceny ciepła określonej w taryfie z ceną benchmarkową po kilkunastu latach oraz ograniczenie negatywnych konsekwencji istotnego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, które nie będą jeszcze odzwierciedlone w cenach referencyjnych stanowiących podstawę kształtowania cen ciepła ze źródeł kogeneracyjnych.

Zaproponowana zmiana umożliwi gromadzenie kapitału przez przedsiębiorstwa energetyczne eksploatujące źródła kogeneracyjne na przeprowadzenie niezbędnej transformacji. Proponowane zmiany mają na celu zwiększenie potencjału inwestycyjnego przedsiębiorstw energetycznych pozwalając na sprostanie wyzwaniom stawianym przed ciepłownictwem systemowym i absorbcję środków unijnych służących sfinansowaniu niezbędnych zmian.

2. Określenie dolnego limitu przychodów z przesyłania i dystrybucji ciepła, który stanowi podstawę kalkulacji stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję ciepła

Projekt zakłada wprowadzenie dodatkowego ust. 4 w § 11 rozporządzenia taryfowego, który określi minimum możliwego wzrostu (zmiany) przychodów z przesyłania i dystrybucji ciepła stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję ciepła.

Dodanie tego przepisu stworzy właściwą motywację dla przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą dystrybucji ciepła do podnoszenia efektywności ekonomicznej, a zatem do obniżania kosztów działalności operacyjnej, co może się przekładać na osiągnięcie lub zwiększenie zwrotu z kapitału przy zachowaniu zasady ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen przewidzianej w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z zaproponowanym wzorem dolny limit przychodów z przesyłania i dystrybucji ciepła stanowiący podstawę kalkulacji stawek opłat rósłby w tempie będącym średnią ważoną wzrostu stopy inflacji, wskaźnika wynagrodzeń i kosztów strat na przesyśle, które w dużej mierze nie są zależne od dystrybutora ciepła (zależą bowiem od cen ciepła wytwórcy). Dodatkowy zysk (zwrot z kapitału) będzie mógł zostać przeznaczony na inwestycje w rozwój i modernizację systemów ciepłowniczych. Dodanie tego przepisu do rozporządzenia taryfowego umożliwi praktyczne wypełnienie zasad przewidzianych w przepisach ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia taryfowego dotyczących równoważenia przez Prezesa URE interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (art. 23 ust. 1 ustawy prawo energetyczne), jak również tworzenia warunków do promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej (art. 47 ust. 2e ustawy – Prawo energetyczne, § 26 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia taryfowego).

Dodanie tego przepisu spowoduje, że korzyści z podnoszenia efektywności ekonomicznej przypadną w udziale zarówno odbiorcom ciepła, jak i przedsiębiorstwom energetycznym prowadzącym działalność dystrybucji ciepła. Przedsiębiorstwa te będą miały zagwarantowane stabilne przychody z przesyłania i dystrybucji, zwłaszcza w sytuacji obniżania kosztów operacyjnych. Z kolei stworzenie motywacji do podnoszenia efektywności ekonomicznej i obniżania kosztów przez dystrybutorów ciepła zapewni odbiorcom bezpieczeństwo dostaw ciepła i transformację sieci ciepłowniczych.

Proponowane zmiany mają na celu zwiększenie potencjału inwestycyjnego przedsiębiorstw energetycznych pozwalając na sprostanie wyzwaniom stawianym przed ciepłownictwem systemowym i absorbcję środków unijnych służących sfinansowaniu transformacji energetycznej.

3. Określenie dolnego limitu przychodów z wytwarzania ciepła w jednostkach wytwórczych nie korzystających z uproszczonego sposobu kalkulacji cen zgodnie z § 13 rozporządzenia taryfowego, który stanowi podstawę kalkulacji cen ciepła i mocy zamówionej

Projekt zakłada wprowadzenie dodatkowych ust. 5 i 6 w § 11 rozporządzenia taryfowego, które określą dolny limit przychodów z wytwarzania ciepła w ciepłowniach i jednostkach kogeneracyjnych nie korzystających z uproszczonego sposobu kalkulacji cen zgodnie z § 13 rozporządzenia taryfowego. Ust. 5 w § 11 będzie określał dolny limit wymienionych

przychodów ze sprzedaży w odniesieniu do wniosków taryfowych składanych do dnia 31 grudnia 2025 r., a ust. 6 w § 11 będzie określał ten limit dla wniosków taryfowych składanych po tym dniu. Po dniu 31 grudnia 2025 r. możliwość zagwarantowanego minimalnego przychodu będą miały tylko te przedsiębiorstwa, które będą uczestnikami systemów spełniających kryteria określone w ust. 8 i w ust. 11.

Zgodnie z przedstawionymi wzorami dolny limit przychodu z wytwarzania ciepła w rozpatrywanych przedsiębiorstwach stanowiący podstawę kalkulacji cen rósłby w tempie będącym średnią ważoną stopy inflacji, wskaźnika wzrostu wynagrodzeń i zmiany kosztów paliw (od 2025 r. kosztów paliw wraz z kosztami uprawnień do emisji CO₂) powiększoną dodatkowo o 2 pp. W okresie do 31 grudnia 2025 r. koszty uprawnień do emisji CO₂ będą uwzględniane w dolnym limicie przychodów według wartości planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy, a po tym okresie na bazie historycznych ich zmian rok do roku. Dodanie tych przepisów umożliwi:

- szybsze dojście przez przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w ciepłowniach lub jednostkach kogeneracyjnych niekorzystających z uproszczonego sposobu kalkulacji cen ciepła zgodnie z § 13 rozporządzenia taryfowego do sytuacji, w której osiągane wyniki finansowe pozwolą na uzyskanie lub zwiększenie zwrotu z kapitału, czyli zbudowanie bazy kapitałowej głównie poprzez zastosowanie dodatkowego wskaźnika wzrostu przychodu w wysokości 2p.p. ponad zmianę stopy inflacji, kosztów wynagrodzeń i paliw,
- uwzględnienie w pełniejszym wymiarze szybko rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ w przychodach z ciepła,
- stworzenie właściwej motywacji dla wymienionych przedsiębiorstw do podnoszenia efektywności ekonomicznej, a zatem do obniżania kosztów działalności operacyjnej, co może się również przekładać na zwiększenie zwrotu z kapitału przy zachowaniu zasady ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen przewidzianej w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne,
- praktyczne wypełnienie zasad przewidzianych w przepisach ustawy prawo energetyczne i rozporządzenia taryfowego dotyczących równoważenia przez Prezesa URE interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), jak również tworzenia warunków do promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej (art. 47 ust. 2e ustawy prawo energetyczne, § 26 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia taryfowego).

Ponadto dodanie tego przepisu zagwarantuje tym podmiotom środki na realizację inwestycji w źródła ciepła. Proponowane zmiany mają na celu zwiększenie potencjału inwestycyjnego przedsiębiorstw energetycznych pozwalając im na sprostanie wyzwaniom stawianym przed ciepłownictwem systemowym i absorpcję środków unijnych służących sfinansowaniu transformacji.

4. Terminy ogłaszania wskaźników przewidzianych we wzorach ust. 4-6 § 11

W celu określenia terminów ogłaszania przez Prezesa URE wskaźników przewidzianych w ust. 4-6 § 11 proponuje się dodanie nowego ust. 7 rozporządzenia taryfowego w brzmieniu:

11.7. Z wyjątkiem roku 2021, wskaźniki ogłaszane przez Prezesa URE, o których mowa w ust. 4, 5 i 6, będą publikowane do 31 marca każdego roku kalendarzowego. W przypadku wskaźników dotyczących wytwarzania ciepła, o których mowa w ust. 5 i 6, będą one publikowane odrębnie dla źródeł ciepła (niebędących jednostkami kogeneracyjnymi) opalanych węglem kamiennym, gazem ziemnym, biomasą, olejem opałowym. W przypadku źródła ciepła, niebędącego jednostką kogeneracyjną, wykorzystującego kilka rodzajów paliwa przedsiębiorstwo energetyczne obliczy średnią ważoną ogłoszonych wskaźników dla źródeł ciepła opalanych poszczególnymi rodzajami paliwa, przy czym wagi zostaną określone na podstawie planowanego udziału energii chemicznej danego paliwa w planowanym zużyciu energii chemicznej wszystkich paliw w pierwszym roku stosowania taryfy dla źródła, którego dotyczy składany wniosek taryfowy.

W 2021 roku wskaźniki ogłaszane przez Prezesa URE, o których mowa w ust. 4 i 5, zostaną opublikowane w ciągu jednego miesiąca od dnia wejścia w życie rozporządzenia.

Należy podkreślić, iż przewidziane terminy są zgodne z terminami publikowania przez Prezesa URE wskaźników z Informacji Prezesa URE nr 71/2020, a także z terminami publikowania przez niego cen referencyjnych dla ciepła. W 2021 roku niektóre ze wskaźników przewidzianych w przywołanych wzorach zostaną przez Prezesa URE skalkulowane i ogłoszone już wcześniej (np. zmiany kosztów strat ciepła na przesyle lub udział tych kosztów w całkowitych kosztach przesyłania i dystrybucji). Z tych powodów przewidziane terminy na publikację wskaźników należy uznać za wystarczające. Dodatkowo, należy wskazać, że kompetencja do określenia i publikowania wskaźników wynikających z proponowanego przepisu objęta jest regulacją art. 23 ust. 2 pkt 16 ustawy – Prawo energetyczne, który wskazuje, że do zakresu działania Prezesa URE należy „określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf”. Proponowane wskaźniki bazują na obiektywnych danych – ich publikacja ma więc jedynie charakter techniczny i nie wiąże się przyznawaniem Prezesowi URE uprawnienia do kształtowania sytuacji prawnej podmiotów trzecich. Niewątpliwie, publikacja tych wskaźników może również wynikać z rozporządzenia wydanego przez ministra właściwego ds. energii, o którym mowa w art. 46 ust. 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne. Wreszcie Prezes URE już dziś publikuje niektóre z tych wskaźników, jak również inne wskaźniki, co wynika np. z Informacji Prezesa URE z nr 71/2020 na podstawie wskazanych wyżej delegacji.

5. Powiązanie proponowanych przepisów z transformacją energetyczną systemów ciepłowniczych

W celu powiązania proponowanych rozwiązań przewidzianych w § 11 ust. 4 i § 11 ust. 6 z koniecznością przeprowadzenia transformacji energetycznej systemów ciepłowniczych proponuje się dodanie ust. 8 oraz ust. 11 w § 13, które uwarunkują

możliwość skorzystania z minimalnego wzrostu planowanych przychodów lub zwiększonego planowanego przychodu w taryfie uproszczonej, spełniając łącznie kryteria dla systemu, w którym uczestniczą:

- *system ciepłowniczy jest efektywny energetycznie w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.),*
- *wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla danej sieci ciepłowniczej wchodzącej w skład rozpatrywanego systemu ciepłowniczego określony zgodnie z metodyką zawartą w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468 z późn. zm.) jest niższy od 0,65.*

Wprowadzenie proponowanych przepisów zapewni dodatkową motywację dla przedsiębiorstw ciepłowniczych do przeprowadzenia transformacji energetycznej w ciągu kolejnych pięciu lat od dnia wejścia w życie rozporządzenia. Proponowane przepisy zapewnią, iż środki finansowe pochodzące z wprowadzenia przepisów dotyczących kształtowania minimalnego, gwarantowanego przychodu przedsiębiorstw ciepłowniczych i dodatkowej premii dla źródeł kogeneracyjnych zostaną skierowane na modernizację źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych. Brak przeprowadzenia transformacji energetycznej systemów ciepłowniczych uniemożliwi w przyszłości przedsiębiorstwom ciepłowniczym korzystanie z rozwiązań przewidzianych w § 11 ust. 4 – § 11 ust. 7 oraz z wyższego wskaźnika wzrostu przychodów ze sprzedaży przewidzianego w § 13 ust. 6.

6. Możliwość korekty taryf zgodnie z proponowanymi rozwiązaniami

W celu umożliwienia uzyskania efektów proponowanych zmian w 2021 r., proponuje się dodanie ust. 4 w § 28 rozporządzenia taryfowego, na podstawie którego taryfy będą mogły być uaktualnione do obowiązujących wskaźników.

7. Możliwość uzyskania bonusu powiązanego z redukcją emisji

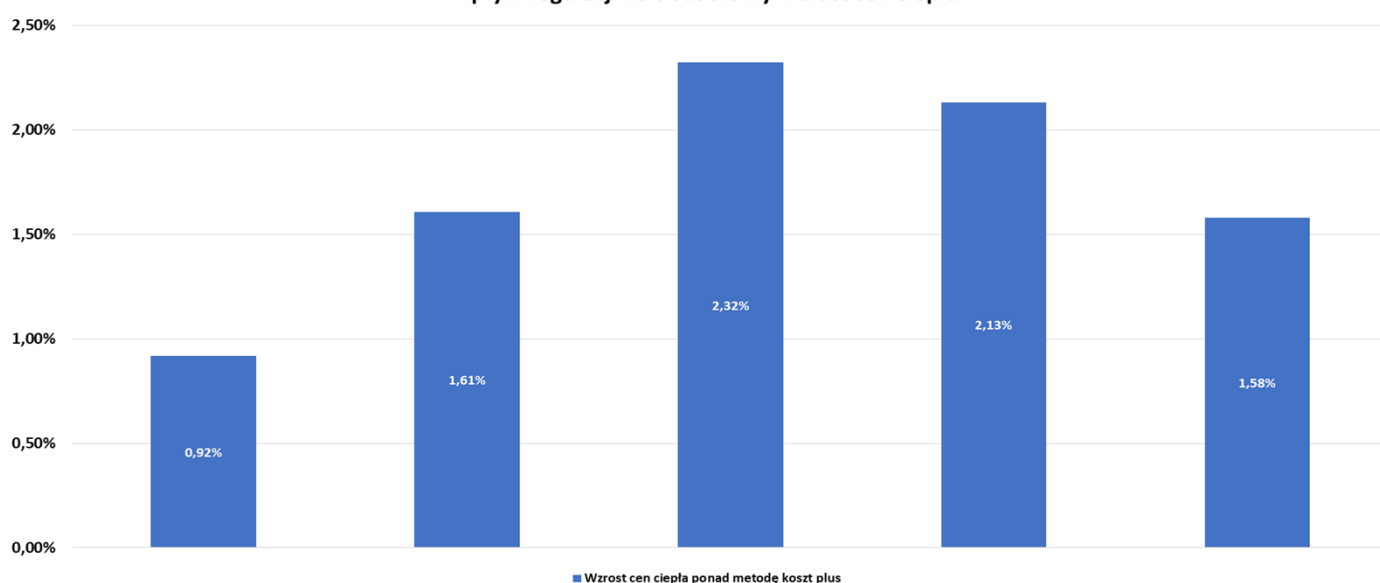
W celu zachęty do modernizacji infrastruktury w kierunku źródeł niskoemisyjnych zaproponowano zwiększoną stopę zwrotu z kapitału 1 pp. za każde 25% redukcji emisji.

Zaproponowana modyfikacja regulacji cenowej przedsiębiorstw ciepłowniczych wpływając minimalnie na ceny może zasadniczo pomóc przedsiębiorstwom energetycznym w akumulacji kapitału lub podniesieniu wiarygodności kredytowej, które są konieczne do sfinansowania transformacji energetycznej.

Proponowana regulacja powinna spowodować wzrost przychodów przedsiębiorstw ciepłowniczych o ok. 1,6 mld zł w ciągu kolejnych pięciu lat, znacząco zwiększając ich bazę kapitałową niezbędną do zaabsorbowania przez nie zewnętrznych źródeł finansowania przeznaczonych na transformację energetyczną. Ponadto te dodatkowe przychody pozwolą na wykorzystanie efektu dźwigni finansowej zwiększając dostępne dla ciepłownictwa systemowego środki finansowe do kilku miliardów zł.

Prognozę wpływu proponowanej regulacji na przeciętną jednoskładnikową cenę ciepła systemowego w stosunku obecnie stosowanych zasad przedstawiono poniżej.

Wpływ regulacji na dodatkowy wzrost cen ciepła



Powyższe zmiana powinna przełożyć się na wzrost rachunków dla gospodarstw domowych w okresie 2021 – 2025 średniorocznie o 5,8 zł / m-c.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
-------	----------	---------------	---------------

Przedsiębiorstwa koncesjonowane prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem	396	Energetyka ciepła w liczbach – 2019 rok. Urząd Regulacji Energetyki	Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła i usług przesyłowych w wymiarze 1,6 mld zł w ciągu kolejnych 5 lat, który przyczyni się do wzrostu ich rentowności oraz umożliwi przeprowadzenie transformacji energetycznej. Wzrost rentowności przedsiębiorstw ciepłowniczych przełoży się także na poprawienie zdolności kredytowej, co umożliwi zwiększenie finansowania transformacji energetycznej.
Odbiorcy końcowi	Ok. 60% odbiorców ciepła systemowego	Współczynnik przyjmowany przy rozdziale bezpłatnych uprawnień do emisji CO ₂ z produkcji ciepła w okresie 2013-2020	Wzrost miesięcznych rachunków za ciepło w wymiarze 5,8 zł/m-c.
Minister Klimatu	1	Projekt rozporządzenia	Brak
Prezes URE	1	Projekt rozporządzenia	Ograniczenie czasu poświęcanego na rozpatrzenie i zatwierdzenie wniosków taryfowych składanych zgodnie z procedurą minimalnego przychodu.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie zamieszczony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projekt zmian rozporządzenia został przekazany w ramach konsultacji publicznych do następujących podmiotów:

- 1) Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie;
- 2) Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych;
- 3) Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
- 4) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu;
- 5) Izby Gospodarczej Gazownictwa;
- 6) Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie;
- 7) Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej;
- 8) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska;
- 9) Krajowej Izby Gospodarczej;
- 10) Konfederacji Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
- 11) Związku Banków Polskich.

Jednocześnie projekt zmiany rozporządzenia zostanie przekazany do zaopiniowania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Projekt rozporządzenia nie zostanie skierowany do opiniowania przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie reguluje kwestii będących w obszarze działania samorządu terytorialnego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego, reprezentatywne organizacje związkowe i reprezentatywne organizacje pracodawców, gdyż nie reguluje kwestii będących w obszarze ich działania. Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców oraz zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców i związki zawodowe. Jednak mając na uwadze, że członkami reprezentatywnej organizacji pracodawców wskazanej w pkt 10 powyżej są przedsiębiorstwa z branży energetycznej, zasadne jest przekazanie projektu do tych organizacji w ramach konsultacji publicznych.

Projekt rozporządzenia nie wymaga zasięgnięcia opinii, dokonania konsultacji oraz dokonania uzgodnienia z innymi organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym Europejskim Bankiem Centralnym.

Wyniki przeprowadzonych konsultacji publicznych zostaną zamieszczone na stronie internetowej Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji w raporcie z konsultacji.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)

Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Nie dotyczy
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie dotyczy

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w tys. zł, ceny stałe z ... r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
	(dodaj/usuń)							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Umożliwienie dokonania transformacji energetycznej niezbędnej z punktu widzenia polityki klimatycznej Unii Europejskiej i Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Ułatwienie dokonania zmiany wprowadzonej do stosowania taryfy dla ciepła.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Umożliwienie dokonania transformacji energetycznej niezbędnej z punktu widzenia polityki klimatycznej Unii Europejskiej i Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Ułatwienie dokonania zmiany wprowadzonej do stosowania taryfy dla ciepła.						
	rodzina, w tym osoby starsze niepełnosprawne obywatele oraz gospodarstwa domowe	Zmiana pośrednio zapewni funkcjonowanie przedsiębiorstwa energetycznego, co będzie miało wpływ na bezpieczeństwo dostaw ciepła do odbiorców oraz transformację energetyczną pozwalającą na zmianę ciepłownictwa systemowego w ekologiczne zgodnie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej i Polityką energetyczną Polski do 2040 r.						
	(dodaj/usuń)	Brak						
Niemierzalne	(dodaj/usuń)	Brak						
	(dodaj/usuń)	Brak						

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie dotyczy
--	-------------

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☐ nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☒ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy
Ograniczenie czasu poświęcanego przez Prezesa URE na rozpatrzenie i zatwierdzenie wniosków taryfowych składanych zgodnie z procedurą minimalnego przychodu.	
9. Wpływ na rynek pracy	
Rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy.	
10. Wpływ na pozostałe obszary	
☒ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ inne:	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ informatyzacja ☒ zdrowie
Omówienie wpływu	Przedstawiany projekt przyczyni się do wzrostu rentowności przedsiębiorstw ciepłowniczych, co umożliwi akumulację kapitału na transformację energetyczną. W obecnej chwili ponad 70% ciepła systemowego jest wytwarzane z węgla kamiennego, a większość systemów ciepłowniczych nie może być uznana za systemy efektywne energetycznie. Ten stan rzeczy musi się zmienić w ciągu najbliższych 5 lat. Przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą zainwestować w niskoemisyjne i odnawialne źródła energii, ograniczyć straty ciepła na przesyle i zmieniać technologie sieciowe w kierunku 3, 4 i 5 generacji. Aby ta zmiana była możliwa, przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą dysponować odpowiednimi środkami finansowymi, do czego przyczynia się proponowana zmiana rozporządzenia taryfowego. Przeprowadzenie transformacji energetycznej ciepłownictwa wpłynie pozytywnie na jakość powietrza, co z kolei przełoży się na ograniczenie liczby zachorowań na choroby układu oddechowego.
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
Ewaluacja efektów projektów prowadzona będzie na bieżąco.	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
Brak	