

IX kadencja



# **KANCELARIA SEJMU**

## **Biuro Komisji Sejmowych**

### **PEŁNY ZAPIS PRZEBIEGU POSIEDZENIA**

**Komisja  
Samorządu  
Terytorialnego  
i Polityki  
Regionalnej**

■ **PODKOMISJI STAŁEJ GOSPODARKI  
KOMUNALNEJ  
(NR 8)  
z dnia 13 grudnia 2022 r.**



---

## Pełny zapis przebiegu posiedzenia

### Komisji Samorządu Terytorialnego i Polityki Regionalnej

#### – podkomisji stałej gospodarki komunalnej (nr 8)

13 grudnia 2022 r.

Podkomisja stała gospodarki komunalnej, obradująca pod przewodnictwem poseł **Małgorzaty Pępek (KO)**, przewodniczącej podkomisji, rozpatrzyła:

#### – informację na temat stanu ciepłownictwa w Polsce.

W posiedzeniu udział wzięli: **Grzegorz Tobolczyk** dyrektor Departamentu Ciepłownictwa Ministerstwa Klimatu i Środowiska wraz ze współpracownikiem oraz **Adrian Pokrywczyński** ekspert Związku Powiatów Polskich.

W posiedzeniu udział wzięł pracownik Kancelarii Sejmu: **Sławomir Jakubczak** – z sekretariatu Komisji w Biurze Komisji Sejmowych.

#### **Przewodnicząca poseł Małgorzata Pępek (KO):**

Otwieram 8. posiedzenie podkomisji stałej gospodarki komunalnej.

Stwierdzam kworum.

Witam członków podkomisji. Witam przedstawicieli Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Witam dyrektora Departamentu Ciepłownictwa pana Grzegorza Tobolczyka. Witam naczelnika Wydziału Koordynacji Ciepłownictwa pana Radosława Tabaka. Witam eksperta Związku Powiatów Polskich pana Adriana Pokrywczyńskiego. Witam wszystkich obecnych, pana sekretarza.

Przystępujemy do porządku dziennego, który przewiduje rozpatrzenie informacji na temat stanu ciepłownictwa w Polsce. Bardzo proszę pana dyrektora o przedstawienie informacji.

#### **Dyrektor Departamentu Ciepłownictwa Ministerstwa Klimatu i Środowiska Grzegorz Tobolczyk:**

Dziękuję bardzo, pani przewodnicząca.

Postaram się w takim telegraficznym, aczkolwiek nie bardzo skrótowym zakresie przedstawić tę sytuację, ponieważ o ciepłownictwie moglibyśmy rozmawiać długo, szczególnie w dobie kryzysu i działań doraźnych oraz długofalowych, które są prowadzone. Niemniej jednak, jeżeli któryś z punktów wymagałby rozszerzenia, doprecyzowania, to bardzo proszę ad hoc o taką sugestię, to wówczas też rozbuduję tę wypowiedź.

Jeśli chodzi o krótkie wprowadzenie co do ciepłownictwa, Polska wyróżnia się na tle innych krajów Unii Europejskiej relatywnie wysokim udziałem ciepłownictwa systemowego w strukturze ogrzewania gospodarstw domowych – jest to około 40% i 15 mln Polaków, zbliżamy się już nawet do 16 mln Polaków korzystających z tego typu ciepła. Jednocześnie polskie systemy funkcjonują w rzadko spotykanej skali w Unii Europejskiej, skali, jeśli chodzi o wielkość systemów, jak również o całkowitą moc – zainstalowaną na poziomie 53 GW mocy termicznej, to jest bardzo dużo. Charakteryzujemy się tym, że w naszych aglomeracjach mamy bardzo duże systemy, szczególnie w największych miastach, a więc na przykład warszawski, który rzeczywiście nas wyróżnia i widzimy tego konsekwencje w kontekście dynamiki transformacji energetycznej systemów tego typu. Przedstawiamy także na forum europejskim, że nie możemy zaliczać się do takiej europejskiej średniej arytmetycznej, ponieważ nasze systemy funkcjonują na innej płaszczyźnie pod względem mocy.

Warto też przypomnieć, że ciepłownictwo systemowe jest zaliczane do monopolu naturalnego, a więc podlega regulacji. Stąd jest obszar koncesjonowany powyżej 5 MW mocy, jak również przedsiębiorstwa energetyczne w tym obszarze podlegają taryfikacji pod kątem cenika ciepła oraz jego dystrybucji i dostarczania do odbiorców. Dlatego prezes URE zatwierdza taryfy przedsiębiorstw energetycznych, które są zobowiązane do tego procesu i są przedsiębiorstwami koncesjonowanymi.

Rok 2021 był kolejnym rokiem z ujemnym wynikiem sektora ciepłowniczego w zakresie ogólnym. Natomiast gdybyśmy popatrzyli na samo wytwarzanie, bo ono generuje koszty, mamy do czynienia z dwoma podejściami. Z jednej strony są to jednostki kogeneracyjne, których taryfa jest określana w oparciu o metodę uproszczoną, tzw. benchmarkową, oraz pozostałe jednostki ciepłownicze, które opierają się na metodzie kosztowej. Zatem sposób przełożenia kosztów predykcji, kosztów wytwarzania ciepła jest w różnych modelach przekładany na taryfę i koszt ciepła dla odbiorców, a to ma swoje konsekwencje w wyniku finansowym, ponieważ ta dynamika odzwierciedlania kosztów prowadzenia działalności i uzyskiwanych przychodów jest zgoła inna. Z uwagi na te rozbieżności, jeśli chodzi o część kogeneracyjną, to jest tam wykazywany wynik ujemny, natomiast w części dotyczącej metod kosztowych jesteśmy na plusie.

Jeśli chodzi o rok 2021, prezes URE w najbliższych dniach opublikuje bardziej szczegółowe dane. Rozmawiałem dzisiaj z przedstawicielami urzędu i potwierdzili, że w najbliższym czasie powinien ukazać się raport. Wówczas będziemy mieli bardziej szczegółowe dane dotyczące 2021 r. Obok tego wyniku jest także sytuacja międzynarodowa, energetyczna, kryzys energetyczny rzutuje na wynik sektora, myślę tutaj o cenie paliw. Także drugi aspekt, czyli uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, a więc system ETS, który również wywołuje określony wpływ na kształtowanie się ceny i wyniku sektora. Przypomnę, że przedsiębiorstwa koncesjonowane, ciepłownicze są zobowiązane do rozliczenia. Natomiast jeśli chodzi o rok poprzedni, jest to aż siedem koncesjonowanych przedsiębiorstw, które nie dokonały takiego rozliczenia, w związku z czym będą podlegały procedurze karnej, można to tak nazwać. Jest przewidziana kara w wysokości 100 euro za każdą tonę nierozliczonej emisji, do czego należy jeszcze doliczyć koszt pozyskania tych uprawnień. Należy odnotować, że zidentyfikowano siedem takich przedsiębiorstw.

Aktualna sytuacja ceny węgla – wzrost kształtuje się następująco, przygotowaliśmy nawet grafikę. Natomiast są różne modele oceny kosztów paliwa, w zależności od tego, czy mamy do czynienia z ciepłownią, elektrociepłownią, czy elektrownią, ten koszt paliwa jest zróżnicowany. Możemy również opierać się na giełdzie ARA, natomiast ona odbiega od warunków polskich, bo jak wiemy, znacząca część wykorzystywanego paliwa węglowego pochodzi z polskich kopalń i tutaj struktura oceny i model wyceny surowca jest inny. Niemniej jednak w zakresie ARA różnica kosztów jest znacząca. W kwietniu 2021 r. tona węgla kosztowała około 278 zł, natomiast w październiku 2022 r. 1284 zł. Jeśli chodzi o krajowe modele: węgiel dla elektroenergetyki i elektrociepłowni PSCMI wynosił 1 kwietnia 2021 r. 247 zł za tonę, natomiast w październiku 2022 r. – 542 zł za tonę. Węgiel dla ciepłowni PSCMI 2 w kwietniu 2021 r. – 279 zł za tonę i w październiku 2022 r. – 1051 zł za tonę. Zatem jest to odniesienie punktowe, natomiast jest ta fluktuacja oraz dynamika zmian surowca, o ile we wcześniejszych okresach mieliśmy dla sektora pewną stałość. Nawet jeżeli pewne zmiany występowały, to były długofalowe, powolne, ta dynamika była czasami niezauważalna. Proszę zobaczyć, jaka ogromna dynamika, jakie skoki wystąpiły w lipcu 2021 r. To jest koszt, który jest generowany po stronie wytwórców, który musi być odpowiednio skompensowany po stronie przychodowej. Dlatego w przypadku modeli taryfowych nie zawsze udaje się dochować zależność w maksymalnie krótkim okresie.

Z cenami gazu jest podobnie. Dla przykładu Towarowa Giełda Energii, kwiecień 2021 r. 104 zł za MWh, natomiast październik 2022 r. 598 zł za MWh. Jest to ponadpięciokrotny wzrost kosztów paliwa.

Jeszcze jedno paliwo, na które warto zwrócić uwagę, to jest biomasa. Biomasa jest podstawowym źródłem odnawialnym wykorzystywanym w ciepłownictwie i tutaj cena również dwu-, trzykrotnie wyższa niż rok do tyłu. Z ostatnich docierających informacji wynika, że za gigadżul jest to około 100 zł, na oferowaną cenę za dostawę biomasy kon-

trakty potrafią być już nawet ponad 100 zł. Tak jak mówię, jeśli chodzi o ten surowiec, to paliwo jest bardzo istotne z perspektywy ciepłownictwa, ponieważ pozostały udział innych odnawialnych źródeł energii jest znikomy.

Przedsiębiorstwa, którym udało się pokryć swoje należności, są zmuszone wykorzystywać odłożone dotychczas środki, które były przeznaczone na inwestycje w odnawialne i niskoemisyjne źródła energii. Wydatki na realizację tych celów polityki klimatycznej do 2030 r. zostały oszacowane na poziomie około 100 mld zł. Widzimy, że te poduszki finansowe, które funkcjonowały na poziomie przedsiębiorstw i przygotowywały je pod kątem nowych inwestycji, w jakimś stopniu musiały zostać przeznaczone na bieżące wydatki operacyjne.

Stanowisko Polski, jeśli chodzi o rozwiązania na poziomie legislacji, które mogłyby w takim krótkim okresie zmitigować te ryzyka – jest to przede wszystkim problem przekierowania środków wpływających do systemu ETS z tytułu opłat, uprawnień za emisję CO<sub>2</sub> bezpośrednio na inwestycje skutkujące wdrożeniem projektów niskoemisyjnych lub odnawialnych. Dzięki staraniom Polski wersja, dla której przyjęto podejście ogólne Rady Unii Europejskiej w kontekście zmiany dyrektywy ETS, zawiera propozycję mechanizmów dodatkowych, 30% darmowych uprawnień dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, które będą realizowały plan transformacji w kierunku obniżenia emisyjności. Strona polska kontynuuje starania, aby podtrzymać to podejście ogólne, które jest warte zauważenia. W toku kolejnych procesów uzgadniających projekt propozycji zmiany dyrektywy ETS będzie poddawany konsultacjom. Dlatego też strona polska będzie zabiegała i pilnowała tego, aby nie zapadły niekorzystne rozwiązania dla Polski.

Efektywny energetycznie system ciepłowniczy jest bardzo istotnym zagadnieniem z perspektywy przedsiębiorstw ciepłowniczych. Według opracowań sektorowych jedynie około 20% systemów w Polsce posiada tzw. status systemu efektywnego, czyli takiego, który wykorzystuje ciepło przynajmniej w 75% z kogeneracji lub w 50% ze źródeł odnawialnych, odpadowych bądź mieszaniny wcześniej wymienionych, a więc uzgadniających kogenerację. Zatem aby móc posługiwać się tytułem efektywnego systemu w systemie ciepłowniczym, należy dysponować odpowiednim udziałem źródeł kogeneracyjnych lub odnawialnych, wówczas czerpie się z tego swego rodzaju korzyści. Nie jest to obowiązek, nie ma sankcji, jeżeli taki system nie spełnia tych wymogów. Natomiast w przypadku dysponowania statusem systemu efektywnego istnieje możliwość na przykład pozyskiwania pomocy publicznej na modernizację sieci ciepłowniczej, przyłączania nowych odbiorców, a więc szeroko rozumianego pozyskiwania pomocy publicznej na infrastrukturę sieciową. W przypadku braku takiego statusu jest utrudnione bądź odsunięte w krótkim okresie czasowym dostosowanie się do tego wymogu. Zwracamy uwagę, że celem wyznaczonym przez politykę energetyczną Polski jest osiągnięcie statusu efektywnego energetycznie systemu przez 85% systemów o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW. Zatem to dosyć ambitny wskaźnik. Podejmowane są działania – o tym w dalszym ciągu naszej informacji. Natomiast ta wielkość znajduje się rzeczywiście w aktualnej polityce energetycznej.

Kontekst europejski zagadnień, które już zasygnalizowałem, w kontekście dyrektywy ETS. Kluczowy wpływ na sytuację w sektorze ciepłownictwa – energii, ale skupimy się na ciepłownictwie – ma legislacja unijna. Ona wytycza cele w zakresie charakteru jednostek wytwórczych, reguluje system ETS, a także ustala maksymalne poziomy emisji zanieczyszczeń powietrza. W chwili obecnej kluczową kwestią na tym polu jest pakiet legislacji realizujący Europejski Zielony Ład, pakiet pod nazwą „Fit for 55”. Jest to zestaw nowych i nowelizowanych aktów prawnych mających umożliwić wykonanie przez wspólnotę podwyższonego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.

Ciepłownictwo systemowe nie posiada jednego dedykowanego aktu prawnego na poziomie unijnym. Tak więc jedynie analiza wszystkich propozycji pozwala na pełny ogłąd sytuacji, pełna analiza wszystkich propozycji w zakresie pakietu „Fit for 55”, gdzie są umieszczone pewne aspekty dotyczące ciepłownictwa. Dopiero na poziomie identyfikacji tych poszczególnych zmian w różnych aktach prawnych będzie można i należy ocenić ich wpływ na ciepłownictwo, sposób mitygacji bądź rozwiązywania niektórych problemów na poziomie krajowym i unijnym. Kluczową zmianą jest modyfikacja efektywnego systemu ciepłowniczego. Przytoczyłem aktualną definicję odnoszącą się do 75%

z kogeneracji bądź 50% miks kogeneracji plus OZE, natomiast rewizja dyrektywy EED proponuje podobne, aczkolwiek bardziej restrykcyjne podejście, w którym zastrzega się udział odnawialnych źródeł energii w perspektywie czasowej, jak również rola kogeneracji, która jest bardzo istotna szczególnie w największych systemach ciepłowniczych. A więc zmieniają się kryteria systemu efektywnego w czasie i ta progresja w zależności do 2026 r., do 2035 r., do 2040 r., a następnie do 2050 r. będzie ulegała zmianie. Z racji tego negocjacje skupiły się na tym, aby progresywność prowadzonych zmian była jak najbardziej odpowiadająca warunkom wdrażalności na poziomie niektórych polskich projektów. Szczególnie mówimy tutaj o dużych systemach, gdzie takie gwałtowne zmiany w zakresie wytwarzania są niemożliwe. Jeżeli mówimy o gigawatowych, kilkugigawatowych systemach, to nie jesteśmy w stanie w ciągu kilku lat wymienić całkowicie paliw wytwórczych.

Kolejnym ważnym aspektem jest propozycja, aby od 2026 r. zmienić definicję wysokosprawnej kogeneracji, wprowadzając warunek emisyjności na poziomie 270 g/kWh energii, co w konsekwencji uniemożliwiłoby uzyskanie tego statusu wysokosprawnym jednostkom węglowym istniejącym dzisiaj. Dlatego to, co mówiłem przed chwilą – największe systemy ciepłownicze w Polsce, zaczynając od warszawskiego, poprzez wszystkie aglomeracje, ale też nawet te średnie miasta, czasami dysponują wysokosprawnymi jednostkami kogeneracyjnymi węglowymi, które w konsekwencji pierwotnie proponowanych zapisów mogłyby utracić ten status, a tym samym nie być zaliczane do źródeł mających wpływ na kształtowanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, a więc tak duże systemy wypadłyby z puli efektywnych systemów ciepłowniczych, czego konsekwencje byłyby poważne. Przytoczyłem, jakie czerpie się korzyści z bycia efektywnym, a więc utrata wszelkich środków publicznych na modernizację, rozbudowę sieci ciepłowniczej – mówimy o ograniczeniu strat, mówimy o przyłączaniu nowych odbiorców. Wiele inwestycji na poziomie największych systemów z pewnością zostałoby ograniczonych i przystopowanych z uwagi na to, że część z nich charakteryzuje się luką finansową i bez pomocy publicznej nie byłaby realizowana.

Od 2035 r. wedle tych propozycji kogeneracja gazowa również przestanie zaliczać się do definicji systemu efektywnego. Konieczne będzie oparcie systemów wyłącznie o OZE i ciepło odpadowe, co stanowi wyzwanie w średnich, ale przede wszystkim w tych największych systemach z uwagi na to, że dostępne technologie nie są wdrażane przy tej skali zapotrzebowania na ciepło jak dla największych miast.

W ramach prac Radzie Unii Europejskiej udało się wynegocjować znaczące koncesje w kierunku postulatów polskich, a więc to, na co zwracam uwagę, znalazło zrozumienie w toku tych dyskusji i wypracowano kompromisowe rozwiązanie w podejściu ogólnym, które jest aktualnie poddawane dalszym negocjacjom, a więc na etapie trilogów.

Decyzje co do końcowego zapisu zapadną na trwających właśnie trójstronnych uzgodnieniach i negocjacjach. A więc trwające trilogi, właściwie jesteśmy w trakcie, spodziewamy się, że w tym czy w przyszłym tygodniu, w tym tygodniu jeszcze powinny odbyć się trilogi. Jeżeli uda się zachować stanowisko, które strona polska wywalczyła na poprzednim etapie, wówczas będzie to korzystne i wtedy podejście Parlamentu Europejskiego nie powinno wywrócić tej koncepcji i tego, co na poziomie Rady Unii Europejskiej przy bardzo merytorycznej, ale intensywnej dyskusji z partnerami z innych państw i specjalistami z Komisji Europejskiej udało się wypracować. Ponieważ to był bardzo duży wysiłek, żeby z jednej strony zrozumieć, jak model polskiego, dużego pod względem skali aglomeracyjnej, ciepłownictwa, ale też rozproszenia w skali regionalnej aspektów na poziomie lokalnym – w to wszystko trzeba było wnieść duży walor edukacyjny, aby mieć potwierdzenie, że to, o czym mówimy, nie wynika z jakichś asekuracyjnych działań, ale jedynie z analizy sytuacji i stanu faktycznego.

W kontekście odnawialnych źródeł energii – one w opinii instytucji europejskich mają być kluczowymi źródłami energii także dla ciepłownictwa. Ich udział w całym sektorze ciepłowniczym aktualnie wynosi około 22,15%, do tego wskaźnika zalicza się zarówno ciepłownictwo systemowe, jak i ogrzewnictwo indywidualne. W ciepłownictwie systemowym jest to około 10,1%, z czego 98,97% jest to biomasa. Przyjęty dla całego sektora i obecnie funkcjonujący cel to osiągnięcie średniego wzrostu udziału odnawialnych źró-

deł energii na poziomie 1,1% rocznie w dekadzie 2021–2030. Natomiast zmiana procedowana w ramach pakietu „Fit for 55” i nowelizacji dyrektywy w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych wprowadzi dodatkowy indykatorywny cel dla ciepłownictwa systemowego na poziomie 2,1% rocznie. Natomiast do tego wskaźnika będziemy mogli zaliczyć również ciepło odpadowe i jest to korzystne.

Należy oczekiwać także odejścia od możliwości wykorzystywania paliw kopalnych kogeneracji, a więc także gazu. Zostanie ograniczona możliwość finansowania instalacji opartych w oparciu o to paliwo z funduszu modernizacyjnego wykorzystującego środki z uprawnień do emisji. Parlament Europejski oraz Komisja Europejska stoją na stanowisku całkowitego zaprzestania, a Rada Unii Europejskiej proponuje w tym względzie kompromis. Równolegle dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków wprowadza nowy standard budownictwa, budynki zeroemisyjne, co będzie skutkowało obowiązkiem implementacji do prawa krajowego zwiększonych standardów dla nowych i znacznie zmodernizowanych budynków, zawierających podwyższone wymogi w zakresie udziału OZE. To również dotyczy kwestii ciepłownictwa, ponieważ w przypadku zaopatrywania budynku z systemu ciepłowniczego dostarczane ciepło będzie musiało charakteryzować się odpowiednimi parametrami jakościowymi, udziałem źródeł odnawialnych bądź ciepła odpadowego, aby ów budynek mógł spełnić te warunki. Pod tym kątem również prowadzone są prace, aby rozwiązanie, które zostanie wprowadzone, przyjęło pewną wersję i opcję wykorzystania ciepła systemów efektywnych. To jest tyle, jeśli chodzi o aspekty unijne.

Dodatkowa część – reakcja Ministerstwa Klimatu i Środowiska na kryzys energetyczny w ciepłownictwie. Dostępność ciepła systemowego aktualnie nie jest zagrożona. Wprowadzono rozwiązania ograniczające ryzyka generowane aktualnym kryzysem energetycznym. Prowadzony jest przede wszystkim stały monitoring funkcjonowania sektora ciepłowniczego, jak również ewaluacja tych działań, które zostały już podjęte i które w określonym terminie albo wygasają, albo będą wymagały aktualizacji.

Na początku kryzysu kluczową kwestią było zapewnienie wystarczającej ilości dostaw paliw. Mówimy przede wszystkim dzisiaj o paliwie węglowym, natomiast pamiętamy, że również paliwo gazowe znajdowało się w koszyku ryzyka, które obecnie nie funkcjonuje.

Pomimo wyzwań logistycznych związanych z zaopatrzeniem w paliwo węglowe, przede wszystkim w portach, co odwróciło przepływy surowca i tutaj łańcuch logistyczny musiał być dostosowany do aktualnych potrzeb, mamy informację, że ciepłownie dysponują wystarczającą ilością paliwa u siebie na składowisku, jak również kontraktacją zarówno w okresie do końca roku... Ponieważ prowadzimy taki monitoring do końca sezonu grzewczego, a więc obejmujący rok 2023, i prowadzimy comiesięczne badanie w formie ankietyzacji przedsiębiorstw koncesjonowanych (jest ich blisko 400), dlatego co miesiąc otrzymujemy dane od blisko 242 przedsiębiorstw energetycznych eksploatujących 415 źródeł ciepła wykorzystujących węgiel kamienny. Zatem jest to część tych przedsiębiorstw, które takie paliwo wykorzystują, a więc uzyskujemy dane dla jednostek o łącznej mocy ponad 30 GW i na tej podstawie określamy ryzyka, tendencje i obecny stan zasobów w tym sektorze i identyfikacji poszczególnych słabszych ogniw w tym systemie, więc gdy w danej ciepłowni stan zasobów jest ryzykowny, niezadowolający bądź budzi pewne obawy, to wówczas indywidualnie reagujemy na poszczególne przypadki. Z tej perspektywy sytuacja jest śledzona i monitorowana – zabezpieczenie zasobów węgla kamiennego, stan zasobów obowiązkowych w ankietowanych źródłach. Mogę przytoczyć dane na dzień 31 października 2022 r. w oparciu o dane ankietowe, które do nas spłynęły – jednak pamiętajmy, że jest to wycinek rzeczywistości. Dlatego stan zasobów obowiązkowych określa rozporządzenie ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zasobów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych i dla wybranych źródeł przedsiębiorstw powinien on wynosić 1 mln 598 tys. ton, tymczasem deklarowany rzeczywisty stan zasobów utrzymywanych we wszystkich ankietowanych źródłach wynosi 4 mln 554 tys. ton, a więc jest znacząco wyższy. Oczywiście ten stan zasobów odnosi się do obowiązku, natomiast ciepłownie działają też w ten sposób, że zabezpieczają się, gromadząc zapasy na składowisku przy ciepłowniach na dłuższy okres. Biorąc pod uwagę liczby, ile węgla już jest składowane na składowisku, sprawdzamy – ponieważ takie dane podają nam przedsiębiorstwa – m.in., jaka jest prognoza zużycia, i wówczas wiemy, ile potrzebują

do końca roku, ile mają na składowisku węgla plus do tego jakie jest zapotrzebowanie na cały sezon grzewczy, ile już dzisiaj mają i ile mają zakontraktowane. Wiemy, jak rozkładają się poszczególne udziały. Oczywiście w sytuacji, kiedy na składowisku jest mało, a kontraktacja jest duża, to wtedy dopytujemy. Natomiast sytuacja wygląda na tę chwilę na ustabilizowaną.

Tak jak zwracałem uwagę we wstępie, sektor boryka się, tak jak cały sektor energetyczny, z wysokimi cenami paliwa. W związku z tym ma to określony wpływ na płynność tych przedsiębiorstw i to, że z jednej strony są konsumowane zapasy finansowe tych przedsiębiorstw, ale z drugiej strony może się pojawić moment, kiedy tych środków zaczyna brakować. Dlatego w ramach Banku Gospodarstwa Krajowego została powołana specjalna linia kredytowa wprowadzona wraz z ustawą o dodatku węglowym, dotycząca zaciągania kredytów i emitowania obligacji na rynku krajowym i na rynkach zagranicznych przez Bank Gospodarstwa Krajowego, z których środki przeznaczone zostaną na utworzenie linii kredytowej dla przedsiębiorców prowadzących działalność na rynku ciepłowniczym. A więc BGK może udzielać dodatkowo gwarancji kredytowych w ramach kontynuacji notyfikowanego już programu, czyli przedłuża ten instrument gwarancyjny, a jednocześnie dostarcza ciepłownikom dodatkową ofertę, nowe rozwiązanie na obecny kryzys. Docierają do nas... Zresztą jesteśmy w stałym kontakcie z BGK i wiemy, że ciepłownicy korzystają z tej oferty banku – dla bezpieczeństwa, dla zachowania płynności korzystają z tych środków.

Równolegle niezbędne stało się umożliwienie odzwierciedlenia w obowiązujących taryfach zwiększonych w roku poprzednim i zawartych w opublikowanych wskaźnikach referencyjnych kosztów prowadzonej działalności wytwarzania ciepła w kogeneracji. Jak mówiłem na wstępie, są różne modele taryfowania jednostek ciepłowniczych i kogeneracyjnych i stało się ważne, aby sposób odzwierciedlenia czy dynamika odzwierciedlenia aktualnego poziomu kosztów generowanych przez przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło była jak najbardziej skorelowana z uzyskiwanymi przychodami. W tym celu 25 listopada została podpisana zmiana rozporządzenia taryfowego obejmująca przede wszystkim jednostki kogeneracyjne, ale także częściowo zmiany dotyczą metody kosztowej, która daje taką możliwość, odblokowuje sposób taryfowania i daje prezesowi URE dodatkowe narzędzia weryfikacji wniosków taryfowych. Powinno to w najbliższym czasie poprawić płynność po stronie wytwórców. Spodziewamy się, że aktualnie jeszcze trwają weryfikacje tych wniosków, natomiast z informacji prezesa URE wiemy, że na początku roku powinny już one fizycznie wystąpić.

Mając na uwadze wysokie ceny paliw, skutkujące wysokimi cenami ciepła, konieczne stało się zaprojektowanie systemu rekompensującego zbyt wysokie wzrosty cen ciepła dla odbiorców. Tak działa ten łańcuch, że koszty paliwa mają odzwierciedlenia w taryfach i ma to przełożenie na koszty ponoszone przez gospodarstwa domowe, jak i również instytucje publiczne, tudzież wszystkich odbiorców ciepła systemowego. Zaprojektowany mechanizm rekompensat jest narzędziem wprowadzonym ustawą o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw – i tym mechanizmem jest średnia cena wytwarzania ciepła z rekompensatą, która została ustalona na poziomie 150,95 zł za GJ dla paliw gazowych i oleju opałowego oraz 103,82 zł za GJ dla pozostałych paliw, w drugim przypadku przede wszystkim mówimy o paliwie węglowym. Dzięki zaprojektowanemu mechanizmowi wsparcia jeżeli nie nastąpi wzrost ceny wytwarzania powyżej ustalonej, to wówczas tę część wynagrodzenia wytwórcy czy kosztów, które ponosi wytwórca, będzie ponosił Skarb Państwa w ramach przewidzianego funduszu na ten cel. Zatem tak kształtuje się sytuacja, jeśli chodzi o ten przepływ. Wysokie ceny paliw, przełożenie na taryfę wytwarzania, przełożenie na ceny ciepła oferowane odbiorcom. Dlatego na tym ostatnim etapie trzeba było to powstrzymać w formie średniej ceny z rekompensatą.

Zmierzamy do końca. Jeszcze jeden ważny element dotyczący wsparcia transformacji ciepłownictwa. Ponieważ pomimo tego, co się dzieje na rynku energetycznym, na rynku ciepłowniczym – zawirowania w zakresie wysokich cen surowca, jak i wyzwania związane z płynnością tego sektora i poszczególnych przedsiębiorstw – widzimy potrzebę kontynuowania inwestycji, przede wszystkim w źródła niskoemisyjne i odnawialne. Szczególnie te, które poprawiają kondycję przedsiębiorstw energetycznych, powodują,

że koszty operacyjne będą spadały, będą optymalizowane, a jednocześnie będą dochowane wszystkie dodatkowe wymagania, które są identyfikowane po stronie sektora. Dlatego też Ministerstwo Klimatu i Środowiska wraz z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej właściwie od 2016 r. bez przerwy wspiera, tworzy i dysponuje ofertę dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. To są miliardy złotych, które zostały skierowane do sektora. W najbliższym czasie uruchamiane są kolejne programy i będą uruchamiane następne. Dlatego też taka intensyfikacja po stronie środków na inwestycje, aby nie zatrzymać ich, żeby te procesy inwestycyjne, które były planowane, pomimo tych zawirowań były w dalszym ciągu kontynuowane, gdyż ważne jest, aby ten sektor się modernizował – i wówczas ceny dla odbiorców ciepła systemowego również będą na tym korzystały.

Tyle, jeśli chodzi o informację ogólną. Jeżeli są pytania do poszczególnych punktów, to bardzo chętnie odpowiem.

**Przewodnicząca poseł Małgorzata Pepek (KO):**

Dziękuję panu dyrektorowi za przedstawienie wyczerpującej informacji.

Otwieram dyskusję. Proszę bardzo, kto z państwa chce zabrać głos? Pan poseł Marek Wesoły. Proszę.

**Poseł Marek Wesoły (PiS):**

Pani przewodnicząca, szanowni państwo, przedstawiciele Ministerstwa Klimatu i Środowiska, najpierw, zanim zadam dwa czy trzy pytania związane z ciepłownictwem w Polsce, to taka refleksja. Pan dużo o tym powiedział, myślę, że to musi wybrzmieć, i cieszę się, że w Unii Europejskiej trwają negocjacje uświadamiające. Mam nadzieję, że przyniosą one skutek daleko bardziej idący niż ten, który mamy na dzisiaj, bo niestety to niezrozumienie przepisów Unii Europejskiej i w ogóle całej Unii Europejskiej odnośnie do chyba najbardziej rozbudowanego tzw. naszego systemu ciepłowniczego jest kompletnie niezrozumiałe. Kiedy rozmawiam z europarlamentarzystami, którzy dyskutują na te tematy i próbują wylobbować dla nas jak najlepsze stanowiska – to też chciałbym, żeby to wybrzmiało – europarlamentarzyści z południowej części Europy kompletnie nie rozumieją, co to znaczy ciepło systemowe, nie rozumieją tego pojęcia. Dla nich to jest rzecz, którą trzeba im rozrysować, pokazać i wytłumaczyć. W takich okolicznościach jest tworzone właśnie prawo europejskie dotyczące energetyki i tam jest naprawdę dużo pracy do wykonania. Cieszę się, że państwo powiedzieliście o pracy edukacyjnej, że już widzimy, że to trzeba robić bardziej intensywnie – i zwracam się tu nie tylko do polityków opcji rządzącej, ale do wszystkich polityków i przedstawicieli, którzy reprezentują tam Polskę, aby właśnie tę edukację wprowadzić, jeśli nie chcemy jako Polacy, aby polskie społeczeństwo w transformacji energetycznej Europy było pokrzywdzone. To jest moja refleksja i chciałem, żeby to bardzo mocno wybrzmiało.

Drugi element, o którym państwo powiedzieliście, to to, że czeka nas bardzo dużo pracy, jeśli chodzi o ciepło systemowe. Dobrze wiemy, że to transformacja energetyczna, o której tak wszyscy dużo i mądrze opowiadają, również politycy, czy to w mediach, czy z różnych mównic. Wiemy o tym, że ciepło systemowe nie jest tak proste, jeśli chodzi o zastąpienie go odnawialnymi źródłami energii. Wszyscy ucieszyliśmy się z wywalczenia tego, aby gaz stał się paliwem przejściowym – i to była jakaś szansa dla płynnego przechodzenia i nawet oczekiwania na nowe rozwiązania, jeśli chodzi o ciepło systemowe. Jednak dziś, kiedy wybuchła wojna, gaz stał się też niejako przekleństwem dla tych ciepłowni, które przekwalifikowały się z kotłów węglowych. Doskonale państwo wiecie, bo macie te dane, ja też osobiście znam wiele ciepłowni, które mierzą się dzisiaj z olbrzymimi problemami. Za chwilę mierzyliby się z tymi problemami odbiorcy tego ciepła, gdyby nie mechanizmy, o których pan na końcu wspomniał, i taryfa, która jest jednak mimo wszystko dzięki staraniom polskiego rządu z rekompensatą. Gdyby nie było tej rekompensaty, to ciepło rzeczywiście byłoby nie do przyjęcia w wielu polskich domach. A gdyby tej rekompensaty też nie było, gdybyśmy tylko zablokowali ceny, jeśli chodzi o taryfę, to groziłoby to bankructwem większości ciepłowni, które dostarczają ciepło do polskich domów. Zatem ten cały ciąg zdarzeń był absolutnie konieczny i myślę,

że dobrze, iż to wprowadziliśmy. Choć na pewno te problemy trzeba analizować codziennie i dobrze, że państwo to codziennie robicie.

Chciałem zwrócić uwagę i zadać dwa czy trzy pytania. Jedna sprawa, myślę, pójdę z tym do ministerstwa oczywiście, gdyż jest to sprawa niecierpiąca zwłoki, końcówka roku, trzeba by też stanowiska ministerstwa i nawet wsparcia ministerstwa w tym temacie. Jak państwo wiecie, wszystkie ciepłownie, które przeszły na gaz i zabezpieczają ciepło gazem, dzisiaj oprócz tego, że mają problemy z cenami, to mają również problem z dostawcami gazu w kontekście zabezpieczenia dostaw gazu i gwarancji zabezpieczeniowych, sięgających absolutnie horyzontalnych kwot, których te ciepłownie nie są w stanie w żaden sposób udźwignąć. Te gwarancje – jako przykład podam PGNiG, który ma je na bardzo wysokim poziomie – mogą spowodować, że jeśli gwarancje nie wpłyną do końca roku, to te ciepłownie będą miały na koniec roku olbrzymi problem i nie wiadomo, czy będą dostawy gazu od stycznia, jest to bardzo trudny do wypracowania kompromis. W moim przekonaniu konieczne jest tutaj włączenie się Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Proszę to też przekazać pani minister. Jak będę miał okazję, również to osobiście uczynię, bo mam nawet przy sobie odpowiednie pisma. Jest tutaj potrzebna mediacja Ministerstwa Klimatu i Środowiska i konieczność wypracowania mechanizmu, który pozwoli obejść te gwarancje. Podam przykład, ciepłownia, która ma obrót 80 mln, nie jest w stanie wpłacić jednorazowo do PGNiG 57 mln gwarancji. To jest jedna kwestia.

Druga kwestia. Tak słuchałem i chyba pan odpowiedział mi na to pytanie. Był taki problem w kontekście ustalania taryf i przedsiębiorstwa, które przeszły na gaz oraz zastosowały kogenerację równocześnie, miały problem z uzyskaniem taryfy według tzw. metody kosztowej. To znaczy przez pewien okres – nie wiem, czy to zostało zmienione – było tak, że URE nie zgadzało się na zastosowanie taryfy kosztowej, tylko stosowało tę referencyjną. W tym układzie ta referencyjna była bardzo krzywdząca dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, wręcz nawet bardziej krzywdząca niż dla tych przedsiębiorstw, które nie zastosowały wcześniej tej kogeneracji czy nie miały tam zastosowanego silnika dodatkowego. Dochodziło do naprawdę paranormalnych sytuacji, w których odłączano silniki, żeby uzyskać taryfę kosztową, a nie tę referencyjną, aby mieć po prostu lepszą sytuację finansową. Kiedy słuchałem wydawało mi się, że pan wspominał o tym, że URE się do tego odniosło i każdą z tych taryf traktowało osobno, ale jeśli to nie zostało rozwiązane, to też zwracam na to uwagę, bo jest to problem realny i trochę krzywdzący dla tych, którzy chcieli się szybciej reformować i transformować, aby stać się mniej emisyjnym przedsiębiorstwem. Dzisiaj z racji kryzysu, oczywiście to nie jest przez nikogo zawinione, ale w sytuacji kryzysu te przedsiębiorstwa cierpią za swoją gorliwość w dążeniu do transformacji. Tutaj taka moja uwaga, pytanie i prośba o to, aby rozeznaczyć ten temat.

Szanowni państwo, ostatnie pytanie. Pan jakby pokazał, na czym polega, i powiedział, na czym polega to odnawialne źródło energii w tych 10%, w których jest to zastosowane, gdzie 98% to biogazownie...

**Dyrektor departamentu MKiŚ Grzegorz Toboleczyk:**

Biomasa.

**Posel Marek Wesoly (PiS):**

Biomasa, przepraszam. Jaka jest według państwa, według Ministerstwa Klimatu i Środowiska, droga do transformacji na odnawialne źródła energii całego naszego ciepłownictwa w perspektywie długoletniej, jak państwo to widzicie, jak prognozujecie, w którą stronę dzisiaj te ciepłownie mają zmierzać? Co państwo rozumiecie przez odnawialne źródła energii w ciepłownictwie systemowym, w tych olbrzymich przedsiębiorstwach, które dostarczają tysiącom mieszkańców... Jak widzi to Europa? Co miałyby zastąpić nasze kotły, czy to gazowe, węglowe i inne? Oprócz małych elektrowni atomowych, które być może w przyszłości będą jakimś realnym rozwiązaniem, ale myślę, że w dalekiej, odległej przyszłości.

Dziękuję bardzo.

**Przewodnicząca poseł Małgorzata Pepek (KO):**

Proszę. Oddaje głos panu dyrektorowi.

**Dyrektor departamentu MKiŚ Grzegorz Tobolczyk:**

Pani przewodnicząca, panie pośle, może po kolei – walor edukacyjny po stronie naszych partnerów unijnych. Przypomnę tylko, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska zorganizowało w lutym 2022 r. taką wizytę studyjną dla ekspertów Komisji Europejskiej, gdzie były prezentacje tego modelu polskiego, różnych rozwiązań, które są i funkcjonują. Mieli także możliwość odwiedzenia Elektrociepłowni Siekierki, pokazania, jak właściwie ta wielka elektrownia wygląda. Byli pod wrażeniem – ci, którzy spodziewali się czegoś innego, mniejszego, kompleksowego rozwiązania aniżeli ogromnej elektrowni, która...

**Posel Marek Wesolý (PiS):**

Przepraszam, że wejdę w słowo. To, co pan mówi, jest bardzo ważne. Gdyby rzeczywiście ktoś to przyjechał zobaczyć i popatrzył na te metody, to w moim przekonaniu na dzisiejsze czasy są to rozwiązania ekologiczne, bo z jednego miejsca dostarczają ciepło tysiącom ludzi. Właśnie tego Europa nie rozumie do końca.

Dziękuję.

**Dyrektor departamentu MKiŚ Grzegorz Tobolczyk:**

Tak, ta skala jest dla niektórych trudna do wyobrażenia. Gdyż oczywiście można przyjąć podejście pewnej parcelacji takich dużych systemów, że właściwie duży system to jest kilkadziesiąt mniejszych. Natomiast to jest daleko idące uproszczenie i z uwagi też na aspekty techniczne, hydrauliczne, które w tego typu systemach były budowane przez kilkadziesiąt lat. Dlatego proste przeobrażenie na wydzielone obszary, gdzie można byłoby wdrażać w poszczególnych rejonach mniejsze jednostki, nie jest takie proste. Zatem to była ta wizyta. Ona rzeczywiście przyniosła korzyści, bo to, co udało się wypracować ekspercko w podejściu ogólnym, to był efekt m.in. wizyty, na którą były zaproszone przedsiębiorstwa ciepłownicze. Przedsiębiorstwa te pokazywały liczby chociażby ścieżki transformacji, bo one istnieją na poziomie polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych, także tych dużych, w jaki sposób to będzie dekarbonizowane. Oczywiście mówimy o lutym, a więc to jeszcze było podejście, gdzie gaz był usytuowany jako paliwo przejściowe, więc koncentrujemy się w tym pierwszym okresie na gazie ze szczególnym uwzględnieniem jednostek kogeneracyjnych. Przecież część projektów kogeneracyjnych w dużej skali, tak jak wrocławska Czechnica, została już uruchomiona, one są w trakcie budowy. Natomiast kogeneracja gazowa plus takie jednostki szczytowe rezerwowe gazowe były elementem większego planu, co do czego też istniał ogólny konsensus, że te ścieżki są tymi, którymi powinniśmy zmierzać, gdzie zastępujemy stare jednostki węglowe gazowymi, a ewolucyjnie przechodzimy na paliwa zeroemisyjne.

Mogę tylko napomknąć, że planujemy wizytę dla europosłów. Oczywiście w zakresie Komisji Europejskiej poruszaliśmy się w gronie eksperckim, więc to jest inny poziom dyskusji aniżeli wobec europosłów. Jednak z uwagi na to, że widzimy taką potrzebę wskazania pewnych okoliczności, które należy brać pod uwagę, podnosząc rękę na sali plenarnej w Europarlamencie, to również skierowaliśmy zaproszenia do europosłów, aby w podobnym cyklu zorganizować wizytę również na obiektach wytwarzania. Może to być i element czasami wzmacniający, a czasami decydujący o tym, że ktoś inaczej zacznie oceniać rzeczywistość – pod kątem wiedzy, a nie pewnych przypuszczeń.

Jeśli chodzi o zabezpieczenie dostaw, gwarancję dla gazu. Temat po części już gdzieś u nas funkcjonuje. Natomiast musimy tutaj współpracować z Ministerstwem Aktywów Państwowych, więc tak jak pan poseł zauważył, ja porozmawiam z panią minister i wówczas wróciłibyśmy do rozmowy, bo należałoby wypracować podejście w porozumieniu z Ministerstwem Aktywów Państwowych z uwagi na to, co się dzieje. Sam mówiłem wielokrotnie w mojej wypowiedzi, że są pewne wyzwania z płynnością finansową. Część przedsiębiorstw ciepłowniczych dysponowała rezerwami finansowymi, natomiast tak gwałtowny, kilkukrotny wzrost cen paliwa doprowadził ich do tego, że muszą przeznaczać na zakup surowca wielokrotność tego, co mieli. Trudno nie zgadnąć, że w wielu przypadkach tych rezerw finansowych już nie ma. Jeżeli na gazie, gdzie te ceny też rosną, bo gwarancja jest uzależniona od wyceny surowca, tak skacze, to należałoby przyjąć pewne podejście i spojrzenie, więc do tego, panie pośle, byśmy wrócili już tak na roboczo, najlepiej z konkretnymi przypadkami. Nie wiemy o wszystkim, pewnie czę-

ściej to trafia gdzieś do Ministerstwa Aktywów Państwowych, które nadzoruje PGNiG Obrót Detaliczny. Natomiast chętnie się do tego włączymy, aby wypracować kompromisowe podejście. Z naszej strony chcemy zadbać o to, aby te ewentualne bariery, które się pojawiają i rodzą określone ryzyka dla odbiorców, wyeliminować na jak najwcześniejszym etapie.

Pytał pan poseł o taryfy. Rzeczywiście jest tak, że w ostatnim okresie – jest ta listopadowa zmiana w rozporządzeniu, jest to znacząca zmiana dla kogeneracji – uproszczony sposób kształtowania dla kogeneracji wygląda tak, że 31 marca 2021 r. prezes URE opublikował średnie ceny dla jednostek niebędących kogeneracyjnymi oraz tzw. wskaźnik referencyjny, który wskazuje, w jaki sposób powinna się zmienić średnia cena, aby odwzorować to w taryfie dla kogeneracji. Mówimy o 31 marca 2022 r., więc przed tym wszystkim, co się zadziało później. Embargo na węgiel, skoki cen surowca, zagrożenia dostaw – to wszystko napędzało i ryzyka, i niepewność oraz skłonność do innego podejścia do wyceny aktywów czy tego produktu, jakim jest ciepło. W związku z tym w międzyczasie należało wypracować – i to się udało ostatecznie zrobić – taki mechanizm pomostowy, czyli gdybyśmy pozostawili sztywne założenia rozporządzenia, które były przygotowane na standardowe czasy, to wówczas to by nie zadziało. Stąd to pomostowe rozwiązanie, gdzie mówimy po pierwsze o tym, że tzw. dynamika wzrostów taryf dla kogeneracji może zostać zmieniona. To są zaszłości historyczne, tu musielibyśmy już wchodzić we wzory i algorytmy, które tam istnieją. Dodatkowo jednostki kogeneracyjne uzyskały jednorazowe dodatki, które będą funkcjonowały do końca kwietnia w zależności od tego, jakie paliwo jest celem rekompensaty i odwzorowania tych kosztów. Mówimy o kilkakrotności, więc w pewnych... Mówimy o kogeneracji, proszę pamiętać, że tu jest drugi walor, czyli energia elektryczna. W międzyczasie były procedowane ustawy dotyczące energii elektrycznej, wytwarzania energii elektrycznej, które też mają swoje zadanie do wykonania. Jest fundusz odpisu, wiele wyzwań.

Natomiast my ze strony ciepłownictwa mamy podejście kompleksowe, aby łagodzić to jak najbardziej w stosunku do tego, co będzie oferowane odbiorcom ciepła, czyli pogodzić interes wytwórcy i odbiorcy, ale w ten sposób, żeby ciepło było dostępne i mogło być wytwarzane. Innymi słowy – nie tworzyć presji na wytwórców, gdzie cena oferowanego ciepła nie będzie odzwierciedlała ich kosztów, tak jak pan poseł powiedział, ponieważ to jest bardzo ryzykowne. W pewnym momencie następuje tąpnięcie, uderzenie i wtedy tak naprawdę kto za to zapłaci? Odbiorca. Zatem to jest to, co udało się zrobić. Jest rozważana zmiana systemowa, która umożliwiłaby jednostkom kogeneracyjnym przejście na metodę kosztową. Natomiast tak już sięgając głęboko w historię – kiedyś już tak było. To była propozycja sektora, aby przejść na pewną metodę benchmarkową, która będzie prostsza, szybsza, z pewnymi uproszczeniami oczywiście. Przy stabilnym czasie ona pracowała dobrze, natomiast w takich dynamicznych warunkach, jak widzimy te skoki cen surowca, mówimy o pewnych ograniczeniach ludzkich. 400 przedsiębiorstw – ilu urzędników musiałby zatrudniać prezes URE, aby byli w stanie niemal symultanicznie dokonywać zmiany taryfy, żeby nadała ona za cennikiem paliw? Bo te kontrakty są często dynamiczne. Więc to są te wyzwania. Dlatego z jednej strony ad hoc rozwiązanie pomostowe dla kogeneracji – i to jest coś, co pozwoli nam przebrnąć przez sezon grzewczy. Z drugiej strony rozwiązania systemowe, cały pakiet innych rozwiązań, ale m. in. to, które daje opcję jednorazowego – dawałoby, bo to oczywiście do decyzji, do takiego eksperckiego przetrawienia, natomiast to już gdzieś w obiegu funkcjonuje – przejścia na stronę kosztową. Natomiast to jest już kwestia przedsiębiorstw, czy wolą taki benchmarking jak kiedyś, czy kosztowo, gdyż to ma swoje konsekwencje.

Ostatnia kwestia, którą pan poseł poruszył, bardzo istotna, czyli w jakim kierunku powinna zmierzać transformacja. W MKiŚ został opracowany projekt strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. On do połowy roku podlegał konsultacjom społecznym. Natomiast te zręby powstawały przy końcówce 2021 r., początek 2022 r. Jesteśmy przed granicą odcięcia, kiedy nasze podejście chociażby do gazu diametralnie się zmieniło. Widzimy, że postrzeganie gazu jako paliwa przejściowego ma odzwierciedlenie w projekcie strategii. Właściwie jest ono dzisiaj w dużej mierze nieaktualne. Ta ekspozycja na gaz w ścieżkach transformacji, które były tam rozważane, jest zbyt daleko

idąca, biorąc pod uwagę suwerenność energetyczną i to, co będzie odzwierciedlone również w polityce energetycznej, czyli większą dbałość o suwerenność energetyczną. Będziemy musieli to zaszyć również w segmencie ciepłownictwa, ponieważ to tam ten gaz miał w dużej... Przypomnę tę liczbę 53 GW mocy. W Europie Zachodniej czy naszym partnerom trudno sobie wyobrazić, jaka to jest skala i jaki byłby to przyrost gazu, z ilu kierunków musielibyśmy dostarczać. Natomiast widzimy potrzebę dywersyfikowania paliwa, gdyż znamy przykłady, które nawet w obecnej, trudnej sytuacji energetycznej sobie poradziły. Ceny oferowane dzisiaj – ceny również kompensujące koszty, które ponoszą – ceny, które są oferowane odbiorcom, są relatywnie nie aż tak wysokie, niedużo wyższe. Z uwagi na to, że był przemysłany proces kontraktacji różnych paliw, są paliwa zdywersyfikowane, więc mogą sobie sterować w tym momencie tym, co wydaje się najtańsze. Zatem część przedsiębiorstw ciepłowniczych ten proces transformacji, tę swoją ścieżkę już znalazło. Widzimy przede wszystkim potencjał na poziomie lokalnym dla najmniejszych i średnich systemów ciepłowniczych, władze lokalni mają do dyspozycji także instrumenty planistyczne, które mogą wpływać na to, aby przedsiębiorstwa ciepłownicze, ale też inne, które mogłyby dostarczać na przykład ciepło odpadowe, włączyły się w ten proces – i patrzeć na to szeroko.

Natomiast jeśli chodzi o źródła OZE – co do tego konsensus. Wiemy doskonale, że w przypadku mniejszych systemów to jest prostsze, i znamy takie przykłady, gdzie potrafimy na biomasie kilkunastumegawatowej instalacji osiągnąć bardzo dobry rezultat. Szczególnie gdy mieszkamy gdzieś na lesistym terenie, dostęp do zrębków jest wysoki, bardzo łatwo zaopatrzyć się, można to zwozić w obrębie kilkudziesięciu kilometrów. Natomiast inaczej jest, kiedy tego dostępu nie ma.

Duży potencjał widzimy w waste-to-energy. Pod tym kątem istniał duży niedobór mocy instalacji. Specjalny program w ramach środków z funduszu modernizacyjnego dotyczący energii z odpadów, 3 mld – wiemy, że zostały już podpisane pierwsze umowy. Więc to też powinno sprawić, że proces wykorzystania energii z odpadów będzie większy, lepszy, efektywniejszy i on spina synergicznie tę gospodarkę komunalną. Z jednej strony poprawia aspekt dotyczący odpadów, czyli to, jakie koszty ponosi się w związku z odpadami, a z drugiej strony mamy odzysk energii, a więc to ciepło, które jest i efektywne, i relatywnie tańsze. Plus ta suwerenność, o której wspomniałem. Z drugiej strony źródła OZE, elektryfikacja ciepłownictwa. Oczywiście to też ma swoje wyzwania, regulacyjne i techniczne, natomiast są już pierwsze projekty wielkoskalowe, pompy ciepła, na przykład są projekty uruchamiane ostatnio we Wrocławiu, są planowane kolejne w dużych miastach. To są pewne przykłady ze Skandynawii chociażby, które mogłyby mieć u nas zastosowanie, więc uczymy się, jak je adaptować do naszych warunków. Z tego powodu wzięła się potrzeba, żeby te programy wsparcia inwestycyjnego dalej funkcjonowały, dawały pomoc publiczną na tyle, na ile możemy, bo oczywiście są ogólne ograniczenia wynikające z GBER i przepisów pomocy publicznej. Zatem to jest pewna granica odcięcia, więcej dać nie możemy. Jednak na tyle, na ile pozwala GBER i przepisy pomocy publicznej, to tyle w dużej mierze te programy oferują. Dobrze, żeby taki sygnał dotarł także do przedsiębiorców, o to się staramy, tak to komunikujemy, aby dać sygnał, że te programy są, należy z nich korzystać, bo one w dłuższej perspektywie będą mitygowały ryzyka, z którymi mierzymy się teraz.

**Przewodnicząca poseł Małgorzata Pepek (KO):**

Dobrze. Dziękuję bardzo.

Kto z państwa chce jeszcze zabrać głos? Proszę bardzo.

**Ekspert w Związku Powiatów Polskich Adrian Pokrywczyński:**

Adrian Pokrywczyński, Związek Powiatów Polskich.

Taki krótki komentarz. Generalnie wszyscy się zgadzamy, że musimy transformować naszą energetykę. Natomiast pytanie jest, czy rząd prowadził do tego przez ostatnie lata w maksymalny sposób. Ponieważ chociażby kwestia tych wpływów z ETS, ze sprzedaży. W zeszłym roku, z tego co pamiętam, budżet zyskał na tym 25 mld zł, z czego tak naprawdę 1 mld dałoby się określić konkretnie, że to poszło, powiedzmy, na transfor-

mację energetyczną, reszta jest nieoznaczonym wydatkiem, tak jak to określają raporty. Lecz to jest tylko taki komentarz.

Pytanie na przykład, na jakim etapie jest zmiana ustawy, która ma powołać fundusz transformacji energetyki. Gdyż to utknęło w jakimś punkcie, z tego co mi mówiono na posiedzeniach Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego, nadal trwają konsultacje. Myślę, że to by w duży sposób pomogło także w ciepłownictwie.

Druga sprawa, taki komentarz odnośnie do objęcia ochroną odbiorców, tą polityką osłonową. Niestety nie wszystkie podmioty, które potencjalnie mogłyby być nią objęte... Dosłownie za godzinę idę do Senatu, gdzie będzie procedowana ustawa o cenie gazu. Tam poza samą kwestią cen gazu są nowelizacje innych ustaw, także tych energetycznych, tak ogólnie mówiąc. Próbujemy tam jako samorządy na przykład dorzucić kwestię instytucji, które zajmują się kulturą fizyczną, czyli baseny, aquaparki, samorządowe hale sportowe. Ponieważ one niestety w przyszłym roku mogą spotkać się z wielkim problemem, w przypadku wzrostu cen za gaz, ale nie tylko, także właśnie ciepła. Zwłaszcza baseny są problematyczne i my zwracamy na to uwagę – o tym była mowa w Sejmie, ale niestety te poprawki zostały odrzucone. Dlatego tutaj zwracamy uwagę na to, że jeszcze można by poszerzyć, zwłaszcza że tutaj jest mowa o samorządowych, czyli tych najbliższych ludziom, instytucjach.

Teraz takie pytanie odnośnie do tej strategii może, krótkie i konkretne. Jaki jest horyzont czasowy przyjęty – może jest, nie wiem, a może go nie ma – przejścia przez te przedsiębiorstwa ciepłownicze w zasadzie albo odejścia od paliw kopalnych? W końcu idziemy w tym kierunku. Dobrze pytanie zadał pan poseł. Jaki jest kierunek tego rozwoju? Natomiast chyba celem jest de facto odejście od tych paliw, które powodują takie skoki cenowe, do tych źródeł, które są jakby łagodniejsze w tym zakresie, czyli na przykład biogazów. Czy jest jakiś taki horyzont czasowy? Czyli na przykład już w tym 2045 r. nie chcemy, żeby ciepłownictwo się opierało na węglu.

Dziękuję.

**Przewodnicząca poseł Małgorzata Pepek (KO):**

Dziękuję.

Proszę bardzo, panie dyrektorze.

**Dyrektor departamentu MKiŚ Grzegorz Tobolezyk:**

Zaczynając od środków przeznaczonych na inwestycje. Jeśli chodzi o fundusz transformacji energetyki, to jak słusznie pan zauważył, on jest w toku uzgodnień. Zatem jeśli chodzi o Departament Ciepłownictwa, w ostatnim okresie nie wpłynęła aktualizacja, więc my zaktualizujemy wiedzę w tym zakresie, bo rzeczywiście... Ale mamy informacje taką jak pan, więc tutaj to jest tyle komentarza.

Jeśli chodzi o ośrodki, to tak jak powiedziałem, od 2016 r. nie było takiego okresu, aby ciepłownikom nie była udostępniona forma finansowania inwestycji. Oczywiście możemy dokładać kolejne miliardy, natomiast rzeczywiście jest tak, że ilość programów, która istniała ciągle – tych programów było kilkanaście, ja ich tutaj nie wymieniłem, żeby już nie przedłużać. Właściwie jeżeli przedsiębiorstwo ciepłownicze miało potrzeby inwestycyjne, to narodowy fundusz miał udostępniony program praktycznie ciągle – być może nie pod koniec roku, ponieważ zwykle wtedy te programy się kończą, na początku roku się zaczynają, więc wyłączając te okresy przełomu roku, kiedy jest rozliczenie finansowe, to jeśli mówimy o takim długofalowym okresie, jest ciągłość programów. Aktualnie te, które są dostępne albo w najbliższym czasie będą udostępnione, to jest 17 mld. Dlatego środków dla ciepłownictwa w ostatnim okresie nie brakowało. Dane, które otrzymaliśmy z narodowego funduszu, pokazują, że budżety były często niewykorzystywane, czyli tu okazuje się, że jeżeli kolejni ubiegali się – mówimy o cieple, czyli rozwiązanie OZE, mówimy o wysoko sprawnych kogeneracjach, ale także o modernizacji sieci ciepłowniczej, bo wiemy, że ona też musi się adaptować do tych nowych wyzwań w zakresie źródeł niskoemisyjnych. A więc jest ważne to, aby przedsiębiorstwa korzystały z tego, co jest. Wiadomo, że można dorzucać jeszcze więcej funduszy, tylko to nie będzie odpowiedzią na ilość projektów, które będą ubiegały się o to wsparcie. Toteż warto na to zwrócić uwagę.

Jeśli chodzi o kwestię podmiotów wrażliwych, wiemy, że przy każdej tego typu ustawie, dotyczącej czy energii elektrycznej, czy gazu, czy ciepła, czy dodatków, kwestia katalogu podmiotów wrażliwych, który jest wskazywany, podlega weryfikacji i dyskusji. Wiemy, że ta dyskusja będzie się toczyć na Komisji. Dlatego pozwolę sobie zwolnić się z odpowiedzi na to pytanie z uwagi na to, że ten katalog musi być jednolity, czyli jedno podejście do wszystkich mechanizmów.

**Ekspert w Związku Powiatów Polskich Adrian Pokrywczyński:**

Właśnie – a nie jest. Bo nie wszystkie podmioty... Na przykład to dobrze widać, gdy są podmioty dotyczące energii elektrycznej. Tam jest szerszy katalog – i za to dziękujemy, i to popieramy, natomiast właśnie węższy jest na przykład w gazie i w ciepłownictwie.

**Dyrektor departamentu MKiŚ Grzegorz Toboleczyk:**

Jednak nie można porównywać energii elektrycznej, ponieważ dla nas przedsiębiorstwa nie funkcjonują jako odbiorca wrażliwy. Wynika to z innych przepisów. Natomiast kwestia obiektów takich jak baseny, które są wykorzystywane komercyjnie, rozumiemy, tak?

**Ekspert w Związku Powiatów Polskich Adrian Pokrywczyński:**

Niekoniecznie, gdyż baseny samorządowe w dużej części też są używane na przykład przez szkoły albo przez kluby sportowe, które prowadzą finansowane ze środków publicznych programy szkoleniowe.

**Dyrektor departamentu MKiŚ Grzegorz Toboleczyk:**

Dlatego gdybyśmy się przyjrzelі temu, w jaki sposób jest sformułowane w niektórych przypadkach, jakie ciepło może być zakwalifikowane do wsparcia, to na przykład są fundacje czy organizacje pozarządowe, które mogą również korzystać ze wsparcia w ramach systemu rekompensat. Mogą korzystać szkoły, ale tylko te, które prowadzą tę działalność w ramach swojej statutowej działalności. Zatem jeżeli jest szkoła, która basen wykorzystuje tylko w ramach swojej statutowej działalności edukacyjnej i nie sprzedaje biletów na dostęp jako usługi, to wówczas tutaj nie ma problemów. O tym wiedzą także operatorzy tych basenów, bo mamy kontakt. Natomiast wiemy też często, że sytuacja jest złożona i dopiero jak konkretny przypadek się z nami skontaktuje i się okaże... gdyż tych różnych rozwiązań jest bardzo dużo. Doskonale wiemy, że wszyscy próbują w jakiś sposób poprawić, optymalizować funkcjonowanie tego typu obiektów i to nie zawsze jest takie oczywiste, że to jest tylko na potrzeby szkoły czy tylko na potrzeby klubu sportowego. Natomiast w ustawie jest podany katalog, zakres, na jakim może być wykorzystywane to ciepło, w sposób uproszczony – bo ono często może być dzielone – jest również sprecyzowany. Co do tego myślę, że tutaj jest jasność.

Jeśli chodzi o strategię, to tak jak powiedziałem, proponowałbym, żeby dać nam więcej czasu na adaptację do sytuacji, z którą mierzymy się aktualnie. Z jednej strony będzie dla nas wiążące to, co wyznaczy polityka energetyczna. Spodziewamy się, że do końca roku – już są chyba takie deklaracje – polityka, aktualizacja czy zmiana, adaptacja do tych nowych warunków nastąpi. Natomiast tutaj nie chcę wypowiadać się za kolegów, którzy za to odpowiadają. Wówczas my też będziemy zobowiązani w ciepłownictwie uwzględnić te aspekty. Natomiast drugim ważnym elementem w strategii jest załącznik analityczny, który przygotowuje dla nas zewnętrzny dostawca. Będzie on musiał przeliczyć to wszystko. To, o czym pan mówi słusznie, że taka data – termin odcięcia dla paliw kopalnych ogólnie nazywając – gdzieś powinna funkcjonować.

Znamy z komunikatów niektórych firm energetycznych czy ciepłowniczych, które takie plany dekarbonizacji, odejścia od węgla sobie wyznaczyły, więc to niezależnie od tego, co jest w strategii, ale w zależności od uwarunkowań na poziomie przedsiębiorstwa, na poziomie poszczególnych systemów, tego jakie, są możliwości, każde przedsiębiorstwo musi indywidualnie ocenić, w jaki sposób będzie przeprowadzana dekarbonizacja. Inaczej będzie taki proces analizowało przedsiębiorstwo, które funkcjonuje 2 km od kopalni, która ma plany funkcjonowania jeszcze przez 30 lat czy 20 lat, a inaczej będzie to postrzegało przedsiębiorstwo, które leży na złożu geotermalnym, gdzie jest kwestia tylko obliczenia, ile potrzebujemy pieniędzy, z jakiego programu – bo takie programy też są – do przeprowadzenia tej inwestycji. Natomiast jest wiele takich pośred-

nich, gdzie to wymaga analizy również na poziomie lokalnym, ponieważ jest to ciepłownictwo o charakterze lokalnym.

Dopiero na poziomie miasteczka – wspomniałem o roli włodarzy, żeby oni też byli takim elementem koordynującym i włączyli się bardziej w łączenie tych nitek ewentualnych dostawców. Tak jak to funkcjonuje na przykład w krajach skandynawskich, gdzie samorządy pełnią bardzo ważną rolę, włączają przedsiębiorstwa przemysłowe, aby ciepło odpadowe było wykorzystywane, wykorzystują energię z odpadów, wykorzystują potencjał miejscowy. Czyli strategia będzie oczywiście łapała w skali kraju pewne aspekty, natomiast nie można zapominać o tej lokalności.

**Przewodnicząca poseł Małgorzata Pepek (KO):**

Dziękuję bardzo, panie dyrektorze za tak bardzo obszerną informację na temat stanu ciepłownictwa w Polsce. Na pewno jeszcze wrócimy do tematu, bo zabrakło nam czasu na dalszą dyskusję. Musimy opuścić salę, ale ten temat wróci jeszcze na naszą podkomisję stałą i będziemy prosić o więcej informacji.

Zamykam dyskusję.

Zamykam posiedzenie.

Informuję, że pełny zapis przebiegu posiedzenia podkomisji będzie do wglądu w sekretariacie Komisji.