

RAPORT Z DEBATY

MODEL REGULACJI CEN W CIEPŁOWNICTWIE I MECHANIZMY ETS PO 2013

Centrum Prasowe PAP, ul. Bracka 6/8
29 listopada 2011 r., Warszawa

Będą dobre regulacje dla ciepłownictwa w dobie kryzysu

Resort gospodarki przygotowuje zamiany regulacyjne dla rynku ciepłowniczego. Do najważniejszych należą m.in. przedłużenie systemu wsparcia dla kogeneracji, zniesienie obowiązku taryfowania dla przedsiębiorstw proefektywnościowych oraz wprowadzenia obowiązku dla odbiorców ciepła przyłączania się do sieci, która zasilana jest źródłami kogeneracyjnymi i OZE.

Informacje te przekazał ciepłownikom **Tomasz Świetlicki**, naczelnik Wydziału Regulacji Rynku Energii Departamentu Energetyki w Ministerstwie Gospodarki podczas debaty „ Model regulacji cen w ciepłownictwie i mechanizmy ETS po 2013 roku”, zorganizowanej przez Stowarzyszenie na Rzecz Efektywności ETA, firmę Procesy Inwestycyjne i Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie. Według Świetlickiego **zmiany prawa, które mają wydłużyć czas obowiązywania systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej i węglowej wygasające w 2012 roku będą przedłużone do 2020 roku.**

- Zarówno ze względu na pojawienie się opłat za emisję CO2 po 2013 r. (duże ciepłownie będą musiały dokupić na aukcjoningu 50 proc. uprawnień do emisji – red.) jak i ze względu na rachunek ekonomiczny, przedsiębiorstwa będą musiały inwestować w kogenerację i OZE. Tutaj przewidujemy przedłużenie okresu wspierania dla tych źródeł na obecnym poziomie do 2020 r. Zdaniem Świetlickiego obecne regulacje w nieznacznym stopniu trzeba usprawnić. Resort chce, aby największe kompetencje w tej kwestii nadal miał Prezes URE. - Nie zamierzamy wracać do czasów, w których to minister ogłaszał ceny urzędowe ciepła dla kraju. Mamy już możliwość ujęcia w taryfach kosztów modernizacji i inwestycji a także zwrotu z kapitału (stopa zwrotu w odniesieniu do rentowności 5 – letnich obligacji skarbowych). W tym roku stopa zwrotu wynosi ok. 11 proc., co jest bardzo rozsądnym progiem. Jest też mowa w rozporządzeniu taryfowym o premii za ryzyko działalności gospodarczej - mówił. Świetlicki poinformował też, że w resorcie kończą się prace nad ustawą o OZE, która także ma zapisy promujące ciepło systemowe. - Otóż wprowadzamy obowiązek zakupu ciepła systemowego i obowiązek przyłączania się odbiorców do systemów ciepłowniczych, które mają źródła kogeneracyjne i OZE. W znowelizowanym Prawie energetycznym wprowadziliśmy zapisy wynagradzające te przedsiębiorstwa, które poczyniły inwestycje proefektywnościowe (np. ograniczenie kosztów stałych, kosztów zakupu paliw i strat przesyłowych ciepła) tak, aby nie utraciły korzyści z tego tytułu w taryfach. Takie przedsiębiorstwa nie będą musiały zatwierdzać taryfy w URE. Prezes URE miałby trzy miesiące na ewentualne jej zakwestionowanie w przypadku, kiedy dojdzie do wniosku, że ta taryfa powoduje nadmierny wzrost cen i stawek opłat - dodał.

Słaba rentowność, ale duży potencjał

Według **Jacka Szymczaka**, prezesa IGCP ciepłownictwo nie miało szczęścia do regulacji być może dlatego, że jest to sektor rozdrobniony. Potencjał branży jednak jest spory. Moc zainstalowana w tym sektorze to 60 tys. MW. Aż 15 mln ludzi korzysta z ciepła systemowego. - Model regulacji w ciepłownictwie nie zmienia się od kilkudziesięciu lat. Bazuje on a formule kosztowej – mówił Szymczak. Wydaje się, że branża jest silna ekonomicznie. Okazuje się jednak, że zestawiając ceny ciepła z inflacją od początku lat 90-tych do 2009 r. wzrost cen ciepła systemowego był poniżej wskaźnika inflacji. Wzrost cen powyżej wskaźnika inflacji w 2010 r. (na poziomie 0,4 proc. – red.) nie jest podyktowany tym, że sytuacja przedsiębiorstw ciepłowniczych jest lepsza. Obrazuje jednak, że w tym okresie nastąpił wzrost cen węgla (75 proc. ciepła produkowane jest z węgla – red.). Owszem są na rynku przedsiębiorstwa, które mają zadowalającą rentowność. Niemniej dla całego sektora jeszcze w 2009 r. była ona ujemna i dopiero rok temu osiągnęła wartość dodatnią. - Od 2002 r. rentowność tego sektora jest 10-krotnie niższa od średniej dla wszystkich przedsiębiorstw w kraju. Duża też jest dekapitalizacja tego majątku (na poziomie 59 proc.) i niestety ma ona tendencję wzrostową. Aby jednak inwestować branża musi być rentowna. Potrzebne, więc są rozwiązania systemowe dla ciepłownictwa. Szczególnie model regulacji, który od dawna powinien być zmieniony. Formuła kosztowa dla taryfowania przedsiębiorstw ciepłowniczych przyjęta na początku powstania Prawa energetycznego rzeczywiście spełniła swoją rolę – porządkując koszty w przedsiębiorstwach. Obecnie jednak formuła kosztowa przy obecnych regulacjach prawnych (Prawo energetyczne i rozporządzenie taryfowe) jest anachroniczna – argumentował prezes IGCP. Zdaniem Szymczaka przy postępowaniach taryfowych nie uwzględnia się zwrotu na kapitale zainwestowanym w działalności przedsiębiorstwa. Nie stosuje się też zasady utrwalonego i uzasadnionego zwrotu na kapitale. W taryfach nie można też uwzględniać premii za ryzyko prowadzonej działalności. Do tego dochodzą też planowane koszty nośników energetycznych. W przypadku węgla jego udział w kosztach produkcji ciepła wynosi ok. 50 proc. - Przedsiębiorcy muszą wiedzieć, na jakich cenach budować swoje taryfy. Jeżeli na bieżących cenach surowca, to musimy uwzględnić zmianę taryfy w okresie jej obowiązywania. Inaczej ciepłownicy nie będą mogli przenieść kosztów wzrostu cen węgla i gazu przenieść do swoich kosztów działalności. W nowych regulacjach trzeba się zdecydować, w jaki sposób wartość regulacyjną aktywów będziemy określać. Średnio ważony koszt kapitału uwzględnia zarówno kapitał własny jak i kapitał obcy. Z kapitałem obcym jest prostsza sprawa, bo mamy układy odniesienia chociażby w umowach kredytowych, aby określić wartość aktywów. Sądzę, że trzeba też premiować kapitał własny w kontekście premii systemowej, premii za działalność gospodarczą. Obecnie mamy odniesienie w zakresie poziomu zwrotu na kapitale do oprocentowania pięcioletnich obligacji skarbowych i to jest jedyny stały element - dodał.

Księgowanie kosztów w ciepłownictwie budzi wątpliwości URE

Zdaniem **Adama Dobrowolskiego**, prezesa Oddziału Centralnego URE sposób księgowania kosztów i unikanie prowadzenia modernizacji poprzez traktowanie inwestycji, jako remontów to dwa zasadnicze elementy wpływające na rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych. Zarówno pierwszy jak i drugi element wpływa na obniżenie rentowności produkcji ciepła w księgach rachunkowych. Pierwszy element dotyczy sposobu księgowania

kosztów szczególnie w elektrociepłowniach. - Otóż w jednej z firm, w 2010 r. przy niezmiennych cenach ciepła rentowność ciepła wyniosła minus 13 proc., a rentowność produkcji energii elektrycznej plus 45 proc. Cena prądu w tym samym czasie wzrosła o 20 proc. Przykład ten obrazuje niedoskonałość systemu sprawozdawczego. Drugi element to remonty, które firmy wykonują mimo, że zakres wielu z nich trzeba byłoby traktować, jako inwestycje, aby uzyskać niższe koszty. Przedsiębiorstwa jednak unikają księgowania ich, jako inwestycje, aby nie pokazać np. wyników finansowych. Zdarzają a się też takie sytuacje, że rok do roku, kiedy inwestycje są prowadzone to efektywność działalności gospodarczej zmienia się o 5-10 proc. – powiedział Dobrowolski. Inny problem – według URE – to realny wzrost ceny ciepła i tutaj urząd zgadza się z ciepłownikami, że na przestrzeni kilkunastu lat wzrost cen był nieznaczny w stosunku do poziomu inflacji. Według URE dekapitalizacja majątku jest niższa niż w pozostałych sektorach. Według prof. **Krzysztofa Żmijewskiego**, sekretarza generalnego Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji to, że stopień dekapitalizacji majątku ciepłowniczego jest niższy od infrastruktury w innych podsektorach energetycznych jest generalnie prawdą. – Jednak w mojej ocenie ta dekapitalizacja jest o przynajmniej 10 proc. wyższa niż mamy w statystykach. Nawet przyjmując, że dekapitalizacja jest na poziomie ok. 50 proc. to w biznesie oznacza, że jest bardzo duża. Aquaparki mają ją na poziomie 25 proc. a centra handlowe 35 proc. i to jest normalny poziom dekapitalizacji. Można też mierzyć dekapitalizację inaczej np. wysokością nakładów inwestycyjnych w porównaniu do wartości majątku trwałego. Czy przekracza 2, 5 proc.? W ciepłownictwie nie przekracza – ripostował Żmijewski. Prezes Dobrowolski przyznał, że model regulacji cenotwórstwa w ciepłownictwie trzeba zmienić. - Zgadzam się, że formuła kosztowa swoją rolę już spełniła także, dlatego, że powstała swego rodzaju pomiędzy przedsiębiorstwami konkurencja w tworzeniu kosztów i obserwujemy bardzo powolny proces optymalizacji tych kosztów. Pracujemy nad formułą uwzględniania w taryfach zwrotu z kapitału i to jest obecnie priorytet wszystkich oddziałów terenowych URE. Staramy się, aby dla określonych lokalizacji zwrot z kapitału był jak najwyższy, dlatego, że sektor nie jest jednolity. Te prace planujemy zakończyć do końca pierwszego kwartału 2013 r. Oczekujemy ze strony przedsiębiorstw optymalizacji kosztów na poziomie jakościowym tak jak to jest w pozostałych sektorach gospodarki. Trzeba też wziąć pod uwagę, że podczas kryzysu, z jakim mamy do czynienia przy dużych wzrostach cen nośników energetycznych będziemy tolerować maksymalizowanie kosztów stałych i zwrot na kapitale. Do tego nie dojdzie. Nie mamy wolnego rynku w zakresie dostarczania ciepła systemowego. Nadal będzie, więc on regulowany – zapewniał prezes URE Centrum. Jeżeli chodzi o ujęcie w taryfach premii za ryzyko działalności gospodarczej to według Dobrowolskiego najpierw urząd musi ustalić czy całe ryzyko prowadzenia działalności nie zostanie przerzucone na odbiorcę ciepła. - Owszem trzeba będzie uwzględnić w taryfach koszty wzrostu nośników energetycznych, ale na pewno nie może to być powodem nieuzasadnionego maksymalizowania kosztów przedsiębiorstw. Z powodu wzrostu kosztów nośników energetycznych uwzględnimy też zmianę taryfy w trakcie sezonu grzewczego. Owszem szybkość procedur uwzględniania tych zmian uzależniony jest od tego czy wniosek taryfowy jest prawidłowo wypełniony. Jeżeli tak, to decyzję wydajemy w ciągu 2 tygodni - dodał.

W ocenie prof. Żmijewskiego, z czym zgodzili się wszyscy prelegenci debaty, zmiany w regulacjach w ciepłownictwie powinny uwzględniać premiowanie działalności proefektywnościowej, inwestycyjnej, proklimatycznej i proklienckiej.