

Wojciech Michałowski, Starszy Menedżer
w dziale audytu i usług doradczych
Artur Kostka, Menedżer w dziale doradztwa
biznesowego

Niepewność inwestora, czyli o regulacji taryf dystrybucyjnych w energetyce

Koncert życzeń - proces zatwierdzania taryf dystrybucyjnych

Trwający na przełomie roku 2008 i 2009 proces zatwierdzania taryf za usługi dystrybucji energii elektrycznej toczył się w tle burzliwej dyskusji dotyczącej wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. „Na tym etapie taryfikowania jest to koncert życzeń” – stwierdził Tomasz Kowalak, dyrektor Departamentu Taryf Urzędu Regulacji Energetyki, po złożeniu pod koniec zeszłego roku wniosków taryfowych na 2009 rok przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). URE dał w ten sposób czytelny sygnał, że skala proponowanych podwyżek taryf dystrybucyjnych jest nie do zaakceptowania przez Regulatora. Jednocześnie dyrektor Kowalak przyznał, że URE szuka optimum cenowego dla cen detalicznych.

Zgodnie z komunikatem URE z dnia 21 stycznia 2009 roku, ceny dystrybucji energii elektrycznej spadną w bieżącym roku o 1% w stosunku do roku poprzedniego. Na obniżenie cen za świadczenie usług dystrybucyjnych miały wpływ m.in.:

- wskazana przez URE, jako baza do kalkulacji taryf, cena zakupu energii elektrycznej na potrzeby pokrycia różnicy bilansowej,
- spadek kosztów związanych z rozwiązaniem KDT, które stanowią jeden ze składników kalkulacji taryf,
- zastosowany przez URE model kalkulacji taryf.

Dlaczego operatorzy nie wiedzą, ile zarobią?

Dystrybucja energii elektrycznej to teoretycznie segment energetyki, gdzie „racjonalny inwestor” powinien uzyskiwać stabilny zwrot z zaangażowanego kapitału na poziomie

określonym przez Regulatora (WACC przed opodatkowaniem na rok 2009 wynosi 10,4%); przy akceptowalnym dla branży poziomie ryzyka. Na pierwszy rzut oka pewny biznes o, wydaje się, akceptowalnej stopie zwrotu. Jednak jak pokazują dotychczasowe procesy taryfikacji, planowanie wyników finansowych przez dystrybutorów, nawet w perspektywie kilkuletniej, jest niezmiernie trudne.

Proces określania taryf dla przedsiębiorstw pełniących rolę OSD zawsze był dużym wyzwaniem, zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych, jak i dla URE. Przez wiele lat regulacji podlegały zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa, które oprócz działalności dystrybucyjnej zajmowały się obrotem energią elektryczną. W kolejnych latach URE musiało zmierzyć się z kwestią konsolidacji spółek dystrybucyjnych, a obecnie regulacji podlegają spółki pełniące rolę operatora systemu dystrybucyjnego, wydzielone ze zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw energetycznych.



Sposób wydzielenia OSD był przeprowadzony w różny sposób w poszczególnych grupach energetycznych. Różnice te dotyczyły nie tylko umiejscowienia dystrybutorów w strukturze grup kapitałowych, ale również przyjętego modelu biznesowego ich funkcjonowania. Poszczególni OSD pewne funkcje i procesy niezbędne do wykonywania działalności podstawowej realizują samodzielnie z wykorzystaniem własnego majątku, inni kupują usługi w grupie, jeszcze inni kupują wybrane usługi poza grupą. OSD posiadają również przychody z innych źródeł niż świadczenie usług dystrybucyjnych.

Wspomniane powyżej zmiany w podsektorze dystrybucji powodują, że spółki pełniące rolę OSD co roku przeżywają moment niepewności co do ostatecznego poziomu cen akceptowanego przez URE. Z drugiej strony URE zastanawia się, jak ograniczać wzrost cen energii dla konsumentów i jednocześnie rozwijać mechanizmy wspierające inwestycje sieciowe, za które odpowiadają OSD.

Co dalej? Jak usprawnić obecny model regulacyjny?

Przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych „racjonalny inwestor” bierze pod uwagę oczekiwaną stopę zwrotu i ryzyko inwestycji. W związku z uwarunkowaniami opisanymi powyżej przewidywalność i ocena atrakcyjności segmentu dystrybucji jest obecnie niezwykle trudna.

Wydaje się jednak, że sytuacja ta ulega stopniowej zmianie i w przyszłości „racjonalny inwestor” będzie mógł postrzegać dystrybucję energii elektrycznej jako działalność o przewidywalnej stopie zwrotu oraz akceptowalnym poziomie ryzyka inwestycyjnego. Dlaczego?

Aby odpowiedzieć na to pytanie, trzeba spojrzeć na najważniejsze czynniki wpływające na kalkulację taryf, tzn.:

- sposób kalkulacji zwrotu z Wartości Regulacyjnej Aktywów (WRA), w tym samą metodę określenia WRA,
- cenę zakupu energii elektrycznej wskazaną przez URE na potrzeby pokrycia różnicy bilansowej,
- podejście do regulacji poziomu kosztów operacyjnych.

W kolejnych latach możemy spodziewać się pewnej stabilizacji w zakresie podejścia do kalkulacji zwrotu z WRA. Prace, prowadzone obecnie przez URE i dystrybutorów, powinny doprowadzić do sytuacji, w której można

oczekiwać przewidywalnych wartości w ramach tego składnika przychodu regulowanego.

W zakresie kalkulacyjnej ceny zakupu energii elektrycznej na potrzeby pokrycia różnicy bilansowej sytuacja jest trudniejsza. Co do zasady operator powinien kupować energię po cenie rynkowej. Powstaje jednak pytanie, jaka jest rynkowa cena energii elektrycznej? Obecnie cena ta dla potrzeb stanowienia taryf jest wskazywana przez URE i zdaniem spółek jest niższa od cen, po których OSD faktycznie kupują energię elektryczną. Tym niemniej można mieć nadzieję, że zmiany w zakresie modelu rynku energii w Polsce pozwolą wykreować indeksy rynkowe i opierać kalkulację taryf o rzeczywiste ceny energii.

Pozostaje kwestia podejścia do określenia poziomu kosztów operacyjnych. Trwający obecnie 3 letni okres regulacji 2008 - 2010 oparty jest na modelu kosztowym funkcjonującym przed wydzieleniem OSD. Model ten zakłada tzw. pułapową metodykę taryfowania, tzn. określony jest pułap przychodów (z ang. revenue cap regulation) dla pierwszego okresu regulacji, który korygowany jest w kolejnych latach o współczynnik X. Współczynnik ten określa oczekiwany poziom poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa. Zmienne do modelu zostały określone w oparciu o model ekonometryczny pozwalający, zdaniem URE, na ustalenie uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych. Nie jest jednak jasne, czy i w jaki sposób model ten uwzględni rzeczywisty poziom kosztów operacyjnych i możliwe do przeprowadzenia działania proefektywnościowe, w kontekście specyficznych uwarunkowań danego operatora po przeprowadzeniu unbundlingu. Podstawową kwestią jest więc wypracowanie nowego podejścia do modelu kosztowego, który obowiązywałby od roku 2011.

Dla porównania warto spojrzeć na modele regulacji taryf dystrybucyjnych przyjęte w innych krajach, takich jak na przykład Austria czy Wielka Brytania. W krajach tych regulację pułapową poprzedzała bądź uzupełniała tzw. regulacja stopy zwrotu (z ang. rate of return regulation). Regulacja ta bazowała ściśle na rzeczywistych kosztach ponoszonych przez poszczególnych operatorów, pomniejszonych o ewentualne korekty efektywności. Uzupełnieniem tego modelu było precyzyjne określenie wymogów raportowania regulacyjnego. Raporty zawierały szczegółowe dane na temat poziomu i charakteru rzeczywistych kosztów operacyjnych.

Dzięki temu przed określeniem taryf w oparciu o regulację pułapową, urzędy regulacyjne dysponowały szczegółową wiedzą na temat procesów biznesowych, kategorii kosztowych i poziomu kosztów występujących u poszczególnych operatorów. Regulatorzy posiadali także wiedzę na temat możliwości operatorów w zakresie uzasadnionego ekonomicznie poziomu redukcji tych kosztów. Innymi słowy, regulatorzy znali odpowiedzi na pytania: Jakie koszty ponoszą operatorzy? Z czego wynika rzeczywisty poziom kosztów? Jak bardzo operator może te koszty obniżyć w sposób efektywny? Dopiero w oparciu o te informacje określano oczekiwany poziom kosztów operacyjnych i poziom współczynnika korekcyjnego, które stanowiły punkt wyjścia do regulacji pułapowej.

W Polsce nie dokonano odpowiedniej aktualizacji modelu regulacyjnego po przeprowadzeniu unbundlingu. Wydaje się, że obecnie – blisko dwa lata po unbundlingu i półtora roku przed zakończeniem obowiązywania obecnego okresu regulacyjnego – jest najlepszy moment do przeprowadzenia odpowiednich działań analitycznych. W pierwszej kolejności analizom poddana powinna zostać szczegółowa struktura kosztów i przychodów oraz procesów biznesowych operatorów. Pozwoli to na identyfikację:

- przyczyn ewentualnych odchyłeń kosztów wynikających z rzeczywistej sytuacji danego operatora od poziomu kosztów przejętych w modelu kosztowym stosowanym obecnie przez Regulatora,
- przyczyn potencjalnych nieefektywności o charakterze krótkookresowym, jeżeli takie nieefektywności występują,
- przyczyn potencjalnych nieefektywności pozostających w perspektywie średniookresowej poza bezpośrednią kontrolą Spółki.

Po przeprowadzeniu takiej analizy należałoby wprowadzić mechanizm dojścia do odpowiedniego poziomu efektywności przy wykorzystaniu regulacji pułapowej. Punktem wyjścia powinny być koszty operatora, pomniejszone o nieefektywności o charakterze krótkookresowym, a punktem dojścia – koszty pomniejszone o inne zidentyfikowane nieefektywności, przy czym współczynnik korekcyjny powinien zostać zsynchronizowany z uzgodnionymi z operatorem działaniami.

Ostatecznie taryfa nie powinna uwzględniać zidentyfikowanych nieefektywności, powinna jednak uwzględniać specyfikę danego operatora. Jeżeli specyfika ta spowoduje, że koszty będą nadal wyższe od oczekiwań Regulatora, Regulator powinien podjąć rozmowy z operatorem w zakresie możliwości dalszej restrukturyzacji.

Przyjęcie takiego sposobu dojścia do efektywnego poziomu kosztów zapewni zarówno odpowiedni stopień autonomii operatora, jak i wystarczający wpływ Regulatora na ostateczny poziom taryf dystrybucyjnych. Warto zauważyć, że takie rozwiązanie wskazuje na konieczność ścisłej współpracy dystrybutorów i Regulatora w celu zapewnienia optymalnych cen energii elektrycznej. Przy odpowiednio określonych procedurach cele Regulatora i operatorów sieci dystrybucyjnych mogą okazać się zbieżne.

Przyjęte rozwiązanie w krótkim okresie powinno doprowadzić do urealnienia cen, natomiast w dłuższej perspektywie ukierunkuje działania operatorów na poprawę efektywności. Spowoduje to także, że rynek energii będzie się rozwijał, a inwestycje odtworzeniowe i rozwojowe będą realizowane. A co najważniejsze – proponowany model regulacyjny powinien skłonić OSD do odpowiedniego zarządzania kosztami. Wydatkujemy środki tam, gdzie to jest potrzebne, aby w dłuższym horyzoncie czasowym móc ograniczać koszty.