

## **„Regulacja czy konkurencja ? Model rynku energii”.**

**Autorzy: Janusz Bil, Dyrektor ds. Regulacji i Rozwoju Rynku, Vattenfall Poland oraz Marek Kulesa, Dyrektor Biura, TOE**

**(„Energetyka Ciepła i Zawodowa” – nr 3/2009)**

### ***Wprowadzenie***

Jeszcze w połowie 2006 roku Ministerstwo Gospodarki (MG) zainicjowało prace legislacyjne nad całkiem nowym projektem ustawy - Prawo energetyczne (PE). W prace te wpisała się (wskazywana przez wszystkich uczestników rynku) konieczność istotnej reformy regulacji związanych z rynkiem energii elektrycznej, wynikająca z potrzeby przebudowy architektury rynku, ze względu na nieefektywność aktualnej oraz wyczerpywanie się jej możliwości rozwojowych. Prace nad projektem nowego ustawodawstwa dla rynków energii elektrycznej, ciepła i gazu oraz potrzeba istotnej reformy mechanizmów rynkowych skłoniły jednocześnie MG, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) i uczestników rynku do podjęcia dyskusji o kierunkach dalszego rozwoju tych rynków oraz o docelowej organizacji rynku. W odpowiedzi na inicjatywę MG powstało kilka propozycji nakreślających kierunki rozwoju rynku hurtowego i detalicznego energii elektrycznej w Polsce oraz architekturę tego rynku rozumianą jako zestaw segmentów tego rynku i zasad ich funkcjonowania. Opracowania w przedmiotowym zakresie przygotowały i udostępniły towarzystwa branżowe: Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (listopad 2006), Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (kwiecień 2007), Towarzystwo Obrotu Energią (październik 2007), Polski Komitet Energii Elektrycznej – PKEE (luty/marzec 2008). Ponadto, poza inicjatywami towarzystw branżowych, propozycje dotyczące architektury hurtowego rynku energii elektrycznej (grudzień 2006) oraz planowanych modyfikacji mechanizmu bilansowania (listopad 2007) przedstawił operator systemu przesyłowego (PSE-Operator S.A.). Liczne dyskusje przeprowadzone w różnych gremiach nie pozwoliły jednak, do końca 2008 roku, na wypracowanie konsensusu i przyjęcie jednej spójnej i kompleksowej koncepcji dalszego rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce.

Wspomniane wyżej prace nabierają szczególnego znaczenia w kontekście proponowanych zmian ustawy – Prawo energetyczne, zarówno przez MG (w tzw. projekcie rządowym – patrz [3]), jak i sejmową Komisję Gospodarki (w tzw. projekcie komisyjnym [4]), w pierwszym kwartale 2009 roku; a także rozpoczętych na początku marca 2009 konsultacji projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” [5] wraz z czterema załącznikami.

### ***Cele rozwoju rynku, założenia modelu rynku energii elektrycznej***

Określając główne cele rozwoju rynku można za [2] przyjąć następującą definicję modelu rynku: model rynku energii elektrycznej jest to zestaw takich zasad handlu energią elektryczną i procedur postępowania na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej, na

którym działa niezależnie wielu uczestników, kierujących się chęcią optymalizacji kosztów i zysków, który będzie skłaniał tychże uczestników do podejmowania decyzji, w wyniku których:

- koszt pokrycia zapotrzebowania na energię będzie minimalizowany,
- decyzje w zakresie budowy i rozbudowy mocy wytwórczych oraz infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej będą optymalne z punktu widzenia łącznych korzyści uczestników rynku (producentów, operatorów i odbiorców),
- decyzje handlowe będą uwzględniały w sposób racjonalny aktualne warunki pracy systemu elektroenergetycznego.

Model rynku energii elektrycznej (określone jego segmenty) musi być ściśle zaprojektowany, bowiem nieprecyzyjnie zaprojektowany model rynku szybko spowoduje konieczność częstych i trudnych do zaakceptowania interwencji organów regulacyjnych, a w konsekwencji może też zagrozić niezawodności i bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej. Ze względu na specyfikę energii elektrycznej jako towaru oraz naturę sieci elektroenergetycznych szczególnie istotne są precyzyjne rozwiązania w zakresie koordynacji i nadzoru.

Jednocześnie należy jednak pamiętać, że nie ma rynków doskonałych i pewne niedoskonałości rynku będą się ujawniać w każdym modelu. Mając zatem na uwadze powyższe oraz przyjętą wcześniej definicję modelu rynku, jako główne cele rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce należy przyjąć:

- budowę efektywnego i transparentnego hurtowego rynku, na którym ceny będą odzwierciedlać relację podaży i zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym, a także stan rezerw mocy i zdolności przesyłowych,
- zapewnienie bieżącego bezpieczeństwa pracy systemu poprzez sygnały/bodźce wpływające na podejmowanie racjonalnych decyzji i działań przez poszczególnych uczestników rynku, przy optymalnym (w sensie kosztowym) wykorzystaniu zasobów systemu,
- zapewnienie sygnałów ekonomicznych do inwestowania w źródła wytwórcze i rozwój sieci oraz determinujących decyzje i wybory dokonywane przez inwestorów/uczestników rynku np. w zakresie wyboru lokalizacji dla energochłonnych działalności,
- zapewnienie bodźców do obniżania kosztów wytwarzania energii elektrycznej w celu minimalizowania globalnego kosztu pokrycia zapotrzebowania, przy zapewnieniu optymalnych łącznych korzyści dla uczestników rynku,
- stworzenie warunków do działania konkurencji cenowej poprzez eliminowanie rozliczania różnych kategorii kosztów w sposób uśredniony.

Biorąc powyższe pod uwagę, szczegółowe założenia do realizacji sformułowanych głównych celów rozwoju rynku można określić następująco, w postaci tzw. fundamentów nowego modelu rynku energii elektrycznej:

- stabilność i przejrzystość przyjętych rozwiązań,
- promowanie mechanizmów konkurencji,
- brak dyskryminacji któregośkolwiek z uczestników rynku,
- zapewnienie efektywności i optymalizacji łącznych korzyści uczestników rynku (producentów, operatorów i odbiorców), w wyniku eliminacji rozliczania różnych kategorii kosztów w sposób uśredniony,
- minimalizacja kosztów ograniczeń systemowych, w wyniku zastosowania rynkowych mechanizmów zarządzania tymi ograniczeniami,
- racjonalizacja wyceny energii elektrycznej i rezerw mocy poprzez szerokie zastosowanie cenotwórstwa krańcowego (*marginal costs*) i kosztów alternatywnych (*opportunity cost*),
- gwarancja niezawodnego prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego, poprzez uwzględnienie fizyki zjawisk zachodzących w systemie elektroenergetycznym, w tym natury sieci oczkowych (zamkniętych) i specyficznych cech energii elektrycznej jako towaru, w wyniku generowania rzetelnych informacji/sygnalów dla uczestników rynku o wartości energii elektrycznej w danej chwili i w danej lokalizacji w systemie,
- gwarancja długoterminowego bezpieczeństwa dostaw, poprzez dostarczanie rynkowych sygnałów/bodźców stymulujących do inwestowania w rozwój sieci przesyłowej, dystrybucyjnej oraz zdolności wytwórczych z uwzględnieniem aspektów ekologicznych.

### ***Obszar regulowany vs. obszar konkurencji w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych***

Jednym z głównych celów liberalizacji rynków energii zarówno w Polsce, jak i w krajach Unii jest poprawa warunków (głównie cenowych, ale także obsługi) dostaw energii do odbiorców końcowych. Zakłada się, że cel ten może zostać osiągnięty poprzez wprowadzenie (w maksymalnie możliwy sposób) wolnorynkowej konkurencji w poszczególnych obszarach rynku, a głównym podmiotem widzianym z perspektywy proponowanych zmian powinien być klient/odbiorca, posiadający realne prawo decydowania o tym, od kogo zakupi energię (elektryczną, ale także ciepło, gaz, i inne nośniki energii), na jakich warunkach i po jakiej cenie.

W związku z powyższym docelowo, obszar regulowany powinien obejmować jedynie działalność sieciową (operatorską), natomiast działalność wytwórcza i cały obszar obrotu energią elektryczną (także sprzedaż detaliczną energii elektrycznej do wszystkich grup konsumentów) powinien odbywać się na rynku konkurencyjnym (nie podlegającym regulacji). Zakłada się bowiem, że prawidłowo zaimplementowane mechanizmy konkurencyjne, przy zachowaniu dostatecznej liczby podmiotów na konkurencyjnym rynku

energii elektrycznej będą wystarczające do realizacji zapisów przewidzianych dyrektywami unijnymi.

Istotnym jest jednak, aby obszar regulowany obejmujący usługi przesyłowe i dystrybucyjne, a w szczególności polityka cenowa (regulacyjna) w nim prowadzona była spójna z sygnałami płynącymi z rynku energii elektrycznej i wzmacniała bodźce generowane w obszarze rynkowym, a nie osłabiała ich. Zatem projektując nowe rozwiązania na rynku energii elektrycznej należy pamiętać również o konieczności rekonstrukcji systemu taryf przesyłowych i dystrybucyjnych, w celu eliminacji subsydiowania skrośnego oraz zapewnienia spójności w zakresie rodzajów kosztów przenoszonych poprzez taryfy i mechanizmy rynkowe, jak również w zakresie sposobu ich alokacji na uczestników rynku – sukcesywne odchodzenie od uśredniania.

Ostatnim, lecz niemniej istotnym elementem architektury rynku energii elektrycznej jest organizacja stosunków umownych na rynku detalicznym oraz procedur ich zawierania i zmiany, w tym w szczególności w zakresie zmiany sprzedawcy. W celu prawidłowej i skutecznej implementacji nowej architektury rynku energii elektrycznej konieczne jest precyzyjne określenie jakie rodzaje umów powinny funkcjonować w relacji odbiorca końcowy, operator systemu dystrybucyjnego, sprzedawca, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie oraz ewentualnie inne podmioty oraz precyzyjne określenie zasad i procedur ich zmiany. W przypadku zasad i procedur zawierania i zmiany ww. umów, niezbędne jest zachowanie maksymalnej przejrzystości i prostoty realizacji poszczególnych procesów.

W tym kontekście szczególnie ważne są zapoczątkowane jeszcze w 2008 roku i niestety trwające jeszcze (stan na marzec 2009 roku) prace nad ujednoliceniem wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucyjnej zawieranej pomiędzy OSD oraz sprzedawcami energii elektrycznej. Zakłada się, że zakończenie prac (przewidywanych na drugi kwartał 2009 roku) w znaczny sposób uprości proces zmiany sprzedawcy. Spółki obrotu zakładają, że kolejnymi krokami (w drugiej połowie 2009 roku) będzie opracowanie wzorca umowy dot. bilansowania (pełnienia funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe - POzBH) pomiędzy OSD i POzBH oraz odpowiednie zmiany IRiESD.

Z uwagi na realizowaną politykę ekologiczną Unii Europejskiej i wynikające z niej konsekwencje dla polityki Polski w tym zakresie, niezbędnym uzupełnieniem proponowanych rozwiązań modelowych są odpowiednio zaprojektowane mechanizmy wspierające rozwój źródeł odnawialnych (OZE), produkujących energię elektryczną w kogeneracji z ciepłem oraz ograniczające emisję gazów cieplarnianych, w szczególności CO<sub>2</sub>. W przypadku każdego z ww. mechanizmów, jako najistotniejszy element należy wskazać minimalizację ewentualnego negatywnego wpływu tych mechanizmów na konkurencję oraz kompatybilność z rozwiązaniami europejskimi, ze względu na postępującą integrację europejskiego rynku energii elektrycznej. W związku z powyższym, rekomendowanym rozwiązaniem jest odseparowanie cech ekologicznych, efektywnościowych i innych od produktu podstawowego jakim jest energia elektryczna i wspieranie tylko tych cech jako produktów pochodnych.

Zatem stosowany już w Polsce system certyfikatów (zielonych, czerwonych, innych) wydaje się odpowiednim mechanizmem spełniającym wszystkie ww. wymagania. Należy przy tym zaznaczyć, że wszystkie systemy promowania poszczególnych technologii powinny być oceniane pod względem efektywności kosztowej. W szczególności, mając w perspektywie dalsze ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, należałoby dążyć do spełniania tych wymagań poprzez maksymalne wykorzystanie potencjału najefektywniejszych technologii np. kogeneracja vs. źródła odnawialne.

### ***Propozycje zmian ustawy – Prawo energetyczne***

Dwie ostatnie ministerialne wersje propozycji zmian ustawy – Prawo energetyczne (wersja nr 3.2 z 30 stycznia 2009 r. oraz wersja nr 3.3 z 17 lutego 2009 r. [3]), które ujrzały światło dzienne na przełomie stycznia i lutego 2009 r., zdecydowanie różnią się zarówno w obszarze tzw. „obliga” giełdowego, jak i licznych pozostałych propozycji zmian, od poprzednich wersji prezentowanych zarówno w trybie prac w MG jak i w ramach prac sejmowej Podkomisji ds. Energetyki, działającej w ramach Komisji Gospodarki Sejmu RP. Tak daleko idące różnice powinny podlegać zdecydowanie szerszym konsultacjom. Należy w tym miejscu podkreślić, że przeprowadzone jeszcze na początku 2008 roku konsultacje, które zakończyła 3 dniowa konferencja uzgodnieniowa (w dniach 28 marca, 1 i 2 kwietnia 2008 r. w Warszawie w siedzibie Ministerstwa Gospodarki), na której przedyskutowano aż 438 zgłoszonych uwag, uzyskując konsensus w licznych zapisach projektu, dotyczyły w przeważającym zakresie elementów i zapisów zupełnie innego projektu. Co więcej, dwa podstawowe, budzące wątpliwości licznych uczestników rynku energii elektrycznej, obszary zmian (uprawnienia Prezesa URE i tzw. „obligo giełdowe”) nigdy nie były przedmiotem oficjalnych dyskusji oraz konsultacji, o które liczni przedstawiciele branży elektroenergetycznej zabiegali. Należy podkreślić, że (od kwietnia 2008 roku) kolejna liczne, wersje ustawy były publikowane ze znacznym opóźnieniem, całkowicie uniemożliwiając opiniowanie bieżącej i obowiązującej wersji ustawy. Często w momencie publikacji wersji projektu na stronach internetowych ministerstwa okazywało się, że dana wersja jest już nieaktualna, a wersja (do której powinno wnosić się uwagi) nie została jeszcze opublikowana.

Całkowicie nieuzasadnione (zdaniem autorów artykułu) jest także równoległe procedowanie, w ramach jednego przecież rządu (koalicji rządzącej), nad dwoma wykluczającymi się zdecydowanie (w zakresie tzw. „obligo giełdowego”) w zakresie podmiotowym projektami ustawy: rządowym [3] i komisyjnym [4]. W jak najszybszym czasie projekty te powinny zostać połączone oraz wspólnie poddane konsultacjom i dyskusjom zgodnie z obowiązującym prawem. Jednak mając na uwadze trwający już proces legislacyjny - przyjęcie projektu komisyjnego na posiedzeniu Komisji Gospodarki 5 marca 2009 r. oraz opóźniające się przyjęcie przez rząd projektu rządowego (planowane przyjęcie 17 marca 2009 r. po kilku nieudanych próbach), można spodziewać się kolejnego zamieszania legislacyjnego podczas rozpatrywania projektów(u). Tak jak wspomniano powyżej zarówno wersja nr 3.2, jak i 3.3, a w szczególności zapisy nowych art. 48a oraz 49a nie były w ogóle przedmiotem konsultacji i dyskusji z przedstawicielami sektora, a konsekwencje proponowanych zapisów nie są w pełni

chyba przemyślane, a jakiegokolwiek zasymulowanie skutków wprowadzenia zmian nie było jednak rzetelnie (jeżeli w ogóle) wykonane.

Propozycja zapisów nowego art. 48a (w wersji nr 3.3) dot. przekazania szerokiego wachlarza możliwych działań do podjęcia przez Prezesa URE, włącznie z możliwością nakazania stosowania narzuconych przez Prezesa URE cen sprzedaży, czy sprzedaży określonej ilości energii lub wielkości mocy wg decyzji URE; a w szczególności zakres i charakter proponowanych możliwych działań może okazać się zbyt szeroki aby Prezes URE, był w stanie równoważąc interesy wszystkich grup (w tym odbiorców), w sposób właściwy je wykorzystać. Danie tak szerokiej możliwości w trybie decyzji administracyjnych, przy tak słabo - ogólnie i jedynie kierunkowo (w określonym w postaci 12, budzących zresztą wątpliwości, kryteriów) określonym zakresie przesłanek, dla części lub całego obszaru rynku, skłania do refleksji o nieuchronnym powrocie do „ręcznej regulacji” ilości, cen i zasad działania sektora elektroenergetycznego. Oczywiście można zastanawiać się nad praktycznym wykorzystaniem proponowanych zapisów ale każde uprawnienie skłania do pokusy jego zastosowania. Należy podkreślić, że możliwość nałożenia trzech (razem lub osobno) obowiązków, tj. sprzedaży określonej ilości energii elektrycznej lub wielkości mocy wytwórczych na warunkach określonych przez Prezesa URE; niestosowania cen wyższych niż określone przez Prezesa URE w odniesieniu do budzącego wątpliwości zakresu rynku; czy (w końcu) zastąpienie ceny sprzedaży energii elektrycznej ustalonej przez przedsiębiorstwo, w taryfie niepodlegającej zatwierdzeniu trybie art. 47, ceną określoną przez Prezesa URE może stanowić wpływ na swobodę prowadzenie działalności gospodarczej w Polsce, co więcej z pewnością nie przyczyni się do rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce, a w znacznym zakresie opóźni ten rozwój oraz utrudni, a nawet uniemożliwi działania dostosowawcze w ramach zmian polskich spółek sektora. Dodatkowo wątpliwości budzi zarówno forma uruchomienia działań – tryb decyzji administracyjnej Prezesa URE, możliwość ukierunkowania działań na „z góry upatrzonych uczestników” rynku, jak i zakres podmiotowy i przedmiotowy potencjalnej decyzji.

W przypadku zapisów art. 49b trudno nie zauważyć zmiany podejścia kolejnych autorów zmian do tzw. obowiązku („obliga”) giełdowego - od forsowanej w ramach listopadowych prac Podkomisji ds. Energetyki obligatoryjności dla wszystkich źródeł ponad 100 MWe (patrz projekt komisyjny [4]), poprzez wcześniejszy projekt ministerialny (patrz wcześniejsze wersje) z obowiązkiem giełdowym dla wszystkich źródeł objętych ustawą o rozwiązaniu KDT, a skończywszy na dodatkowej propozycji od 2011 obowiązku giełdowego, ograniczonego do określonych procentów w kolejnych (trzech) latach (w wersji 3.3 od 2011 kolejno 10%, 20% i 30%) w grupach skonsolidowanych z licznymi wyłączeniami z obowiązku (patrz ust. 4 art. 49a [3]). Tak szeroki zakres diskutowanych i przyjmowanych w kolejnych wersjach przez MG zmian, skłania do wniosku, że proponowane rozwiązania są całkowicie nieprzemyślane i tak jak wspomniano wcześniej nikt nie podjął się rzetelnej symulacji proponowanych zmian, zarówno w znaczeniu handlowym, jak i prawnym. Zdecydowanie chyba prościej byłoby przyznać się do błędu dot. przyjęcia niektórych zapisów ustawy o rozwiązaniu KDT oraz jej nowelizacji, niż w sposób sztuczny wymuszać

obowiązek, co więcej na „całości wytworzonej energii elektrycznej” w ww. źródłach (a raczej grupach skonsolidowanych) i z niewiadomych przyczyn (mając na uwadze ścieżki KDT) o rosnącym charakterze. Charakter (rosnący procentowo) zmian wskazuje jedynie na duży wpływ na propozycje zapisów przedstawicieli giełdy, chcących, niezależnie od problemów wyceny energii elektrycznej z KDT oraz sytuacji w grupach skonsolidowanych zapewnić sobie stały dopływ kapitału i zysków. Patrząc bowiem na propozycję zmian procentowych nie trudno oprzeć się wrażeniu, że rynku wg autorów projektu będzie coraz mniej, a wolumen ustawowo „zamknięty” (patrz ww. procenty) dla transakcji bilateralnych i obrotu z roku na rok będzie rósł. Oczywiście jest to w całkowitej sprzeczności z kierunkami liberalizacji unijnego rynku energii elektrycznej.

### ***Polityka energetyczna Polski do 2030 roku***

Kolejna czwarta już wersja *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* [5] (zwanej dalej także Polityką 2030), z punktu widzenia merytorycznego zdecydowanie, pozytywnie różni się od wcześniejszych dokumentów poddanych w miesiącu sierpniu oraz wrześniu 2008 roku opiniowaniu ze strony MG. Należy podkreślić, że w czwartej wersji Polityki 2030 uwzględniono liczne uwagi (w tym sektora obrotu przesłane przez TOE), które wpłynęły podczas konsultacji dwóch wcześniejszych wersji Polityki 2030, co niewątpliwie należy oceniać bardzo pozytywnie. Zarówno w Polityce 2030, jak i mającym szczególnie duże znaczenie realizacyjne załączniku 3 - Programie działań wykonawczych, zdefiniowane zostały licznie (prawie wszystkie) zagadnienia dotyczące szeroko rozumianego sektora elektroenergetycznego. Obejmują one cały proces związany z wydobyciem i pozyskaniem paliw pierwotnych, ich przetworzeniem na różne rodzaje energii oraz jej wykorzystanie. Pod tym względem oba ww. dokumenty należy także zdecydowanie ocenić pozytywnie. Zarówno Polityka 2030, jak i Program odpowiadają kierunkowo, na kluczowe dla dalszego funkcjonowania sektora obszary zagadnień i wątpliwości, w tym m.in. wskazują na:

- uruchomienie energetyki jądrowej - patrz rozdz. 4 Polityki 2030 (od str. 15) oraz propozycje konkretnych działań w ramach Priorytetu III Programu (od str. 29);
- konieczność uruchomienia mechanizmów konkurencji w sektorze elektroenergetycznym (patrz str. 20 Polityki 2030 i str. 37-39 Programu),
- propozycje nowego modelu rynku energii elektrycznej (patrz str. 20 Polityki 2030 i str. 37 Programu).

Szczególnie pozytywnie autor ocenia także ograniczenie dokumentu głównego do wyszczególnienia sześciu następujących, kluczowych kierunków polskiej polityki energetycznej:

- poprawa efektywności energetycznej;
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii;

- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej;
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw;
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii;
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko;

oraz dla każdego z tych kierunków zdefiniowanie w dokumencie głównym, tj. Polityce 2030, celu głównego i kierunkowych celów szczegółowych wraz z działaniami i (przewidywanymi) efektami tych działań, a dopiero w załączniku 3 szczegółowe określenie bardzo konkretnych działań wykonawczych z podaniem dat realizacji i odpowiedzialnych za realizację tych działań jednostek. Zastosowanie takiej struktury powoduje, zdaniem autora, że dokumenty są przejrzyste oraz możliwa jest/będzie bieżąca kontrola i ocena realizacji działań.

W odniesieniu jednak do Programu należy zauważyć, że w wielu elementach zarówno forma, jak i wyszczególniony zakres działań wymaga ujednolichenia i przyjęcia jednakowej formy ich opisu. Główna, najbardziej widoczna różnica ujawnia się w zwymiarowaniu finansowym jednych z działań, przy braku tego zwymiarowania (z punktu widzenia doświadczeń autorów szacunkowo możliwym i niezbyt skomplikowanym) dla innych działań. Zdecydowanie wymaga to ujednolichenia - uzupełnienia szacunków nakładów finansowych, wszędzie tam gdzie jest to możliwe w całym dokumencie albo rezygnacji z jakichkolwiek szacunków. Dodatkowo należy podkreślić, że zaproponowane w Programie terminy realizacji są (zdaniem autora) wątpliwe, raz bardzo ambitne, innym razem zbyt odległe. Mogą one, w realiach pracy zarówno ministerstw, URE, jak i działalności sektora okazać się często trudne do realizacji. W związku z tym proponuję się dokonanie przez MG szerszej, krytycznej analizy proponowanych dat, tak aby były one weryfikowalne, realizowalne i nie musiały ulegać przesunięciom w fazie realizacji poszczególnych działań szczegółowych.

Szczególnie pozytywnie należy ocenić także nowe podejście - uwypuklenie znaczenia miast i gmin w obszarze kształtowania i realizacji działalności energetycznej, zwrócenie uwagi oraz nadanie większej rangi generacji rozproszonej i rozsianej, w tym w szczególności wytwarzaniu energii na bazie biopaliw, jak i zdecydowane podejścia do konieczności zmiany polityki regulacyjnej, w tym kształtowania cen ciepła.

Dodatkowym pozytywnym lecz wymagającym z pewnością jeszcze dopracowania i dyskusji szczegółowej elementem są, określone w ramach priorytetu V załącznika 3, następujące działania dot. rynku energii elektrycznej:

- Działanie 5.1. Nałożenie na operatora sieci przesyłowej obowiązku wdrożenia nowej architektury rynku energii elektrycznej, polegającej m.in. na wprowadzeniu rynku dnia bieżącego, rynków: rezerw mocy, praw przesyłowych oraz zdolności wytwórczych, jak również mechanizmu zarządzania usługami systemowymi i generacją wymuszoną systemu.

- Działanie 5.2. Ułatwienie zmiany sprzedawcy energii, m.in. poprzez wprowadzenie ogólnopolskich standardów, dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu elektronicznych liczników energii elektrycznej.
- Działanie 5.3. Stworzenie warunków umożliwiających kreowanie cen referencyjnych energii elektrycznej na giełdzie energii.
- Działanie 5.5. Optymalizacja warunków prowadzenia działalności w kraju przez odbiorców energochłonnych dla zapobieżenia utraci konkurencyjności ich produktów sprzedawanych na rynkach światowych.
- Działanie 5.6. Ochrona najgorzej sytuowanych odbiorców energii elektrycznej przed skutkami wzrostu cen tej energii.

Materiały problemowe:

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, z późn. zm.)
- [2] MODEL RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ. Etap I. Kierunki zmian w rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce. Materiał opracowany przez Zespół ds. Modelu Rynku Energii Elektrycznej Komitetu Rynek Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej. Wersja 1.3, Warszawa, luty 2008
- [3] Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o biopaliwach ciekłych - wersja nr 3.3 z dnia 17 lutego 2009 r.
- [4] Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw - wersja przyjęta na posiedzeniu Komisji Gospodarki w dniu 5 marca 2009 r.
- [5] Polityka energetyczna Polski do 2030 (projekt w wersji nr 4 z dnia 5 marca 2009 r.)

Warszawa, 2009.03.17.