

LIBERALIZACJA RYNKU A BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ¹⁾

dr Mirosław Duda

Ostatnie awarie dostaw energii w systemach elektroenergetycznych USA i Europy wzbudziły dyskusje w mediach światowych a także wśród specjalistów na temat związku tych wydarzeń z procesem liberalizacji rynku energii elektrycznej. Temat ten był również często poruszany w referatach i dyskusjach panelowych na Światowym Forum Regulacji Energetyki, które odbyło się w Rzymie w październiku 2003 r. Stwierdzono tam, że **nie ma podstaw, aby kwestionować możliwość osiągnięcia wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii sieciowej w warunkach liberalizacji rynku**. Tym niemniej w wielu krajach i w wielu międzynarodowych organizacjach energetycznych podjęto prace w celu szczegółowego wyjaśnienia przyczyn ostatnich wydarzeń, ich uogólnienia i wypracowania metod ograniczenia występowania awarii systemowych²⁾. W artykule przedstawiono niektóre problemy strukturalne związane z relacją pomiędzy liberalizacją rynku a bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej dyskutowane obecnie w świecie, które ze względu na specyfikę naszej elektroenergetyki powinny być przedmiotem zainteresowania energetyków w Polsce, jak i organów stanowiących prawo.

Bezpieczeństwo dostaw a bezpieczeństwo energetyczne

Głównym celem polityki energetycznej we wszystkich krajach jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa, rozumianego prawie bez wyjątków jako:

- bezpieczeństwo dostaw energii wymaganego rodzaju i jakości,
- akceptowalne dla gospodarki i odbiorców bytowo-komunalnych ceny poszczególnych nośników energii,
- ograniczenie negatywnego wpływu energetyki na środowisko (lub zapewnienie warunków zrównoważonego rozwoju).

Powyższe składniki bezpieczeństwa energetycznego są w istocie swojej wzajemnie sprzeczne, gdyż odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw, a zwłaszcza spełnianie wciąż wzrastających wymogów ochrony środowiska, wiąże się z koniecznością ponoszenia coraz

wyższych kosztów. Akceptowalne ceny to konieczność dyscyplinowania kosztów i podwyższania efektywności przedsiębiorstw.

Do niedawna wymuszanie podwyższania efektywności przedsiębiorstw energetycznych następowało w wyniku regulacji, której ograniczenia są powszechnie znane. Jedną z istotnych wad regulacji, a zwłaszcza typu „cost plus”, było dopuszczanie przez regulatorów do przeinwestowania nadmiernie ambitnych przedsiębiorstw, co pociągało za sobą nieuzasadniony wzrost cen dla odbiorców. Wobec niedoskonałości mechanizmów regulacji administracyjnej postanowiono więc rozpocząć wdrażanie mechanizmów najsilniejszego „regulatora” a więc konkurencji. W definicjach bezpieczeństwa energetycznego pojawiło się uzupełnienie, że bezpieczeństwo dostaw energii i akceptowalne ceny energii a także spełnienie wymogów ochrony środowiska ma następować **w warunkach liberalizacji rynku energii**, lub po prostu w warunkach rynkowych.

Pierwsze doświadczenia

Proces wdrażania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej we wszystkich krajach okazał się bardzo trudny, przede wszystkim w systemach, w których działały duże przedsiębiorstwa pionowo zintegrowane. Już wydzielenie w takich przedsiębiorstwach, nawet tylko księgowe, segmentu działalności konkurencyjnej (w zakresie dostaw³⁾ energii do sieci) i działalności regulowanej (w zakresie transportu energii siecią), oraz zakaz przepływów finansowych pomiędzy tymi rodzajami działalności napotykało na duże opory managerów. Jednym z argumentów była obawa przed ryzykiem działalności konkurencyjnej, związanym z dużą zmiennością cen na takim rynku i jego ewentualnym wpływem na pogorszenie warunków inwestycji zarówno po stronie wytwarzania, jak i sieci. W istocie chodziło o utrudnienie zarządzania w warunkach zakazu skrośnego subsydowania i nadal dość restrykcyjnej regulacji nie tylko działalności sieciowej, ale również dostaw poprzez wprowadzanie przepisami prawnymi rozmaitego typu pułapów cenowych dla odbiorców finalnych.

W zakresie skuteczności oddziaływania rynku konkurencyjnego na obniżenie cen energii sieciowej nie było doświadczeń światowych. Pierwsze pojawiły się w USA

1) Poniższy tekst ukaże się także w grudniowym numerze „Przeglądu Energetycznego”.

2) O szczegółowych przyczynach awarii systemowych w USA i Europie oraz podjętych działaniach zapobiegawczych można się dowiedzieć z referatów S. Kasprzyk, dostępnych na stronie internetowej PSE SA i IGEOS.

3) Użyto już nowej definicji „dostawy” przyjętej w Dyrektywie UE 2003/54/EC, a więc oznaczającej sprzedaż lub odsprzedaż energii, czyli działalność handlową przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem i przedsiębiorstw zajmujących się obrotem energią.

i Anglii na początku lat dziewięćdziesiątych. Okazało się, że dostawcy na rynku konkurencyjnym mogą oferować ceny o 20-30% niższe w odniesieniu do cen sprzed reformy⁴⁾. Potem przyszły pozytywne doświadczenia z rynku skandynawskiego i niemieckiego oraz innych krajów europejskich. Po bardzo dobrych wynikach początkowych nastąpił znany kryzys na kalifornijskim rynku energii elektrycznej, gdzie po raz pierwszy przekonano się, że wprowadzenie mechanizmów rynku konkurencyjnego w obrocie hurtowym i jednocześnie utrzymywanie pułapów cenowych na rynku detalicznym energii w warunkach jednoczesnych utrudnień ekologicznych i przedłużających się procedur uzgadniania nowych inwestycji, może w perspektywie długofalowej doprowadzić do poważnych zakłóceń dostaw. Był to pierwszy poważny sygnał, że źle zaprojektowane mechanizmy rynkowe i regulacyjne mogą być zagrożeniem dla bezpieczeństwa dostaw energii.

Zupełnie odwrotne doświadczenie uzyskano ostatnio na rynku skandynawskim. Deficyt energii wytwarzanej w Norwegii przez własne źródła zimą 2002/2003, spowodowany niskim stanem wody w elektrowniach wodnych, wywołał gwałtowny wzrost cen energii na rynku spot do poziomu ok. 100 Euro/MWh. Nie wprowadzono jednak żadnych ograniczeń administracyjnych poboru energii ani pułapów dla cen pozostawiając sytuację oddziaływaniu tylko mechanizmów rynkowych. Odbiorcy przemysłowi w obliczu tak wysokiego wzrostu cen energii podjęli we własnym zakresie działania ograniczające zapotrzebowanie i uruchomili zamrożone własne jednostki wytwórcze. Jednocześnie zakontraktowano duże ilości energii z importu (z Polski kablem prądu stałego). Pozwoliło to na opanowanie doraźnej sytuacji, aczkolwiek zagrożenie bezpieczeństwa dostaw pozostało ze względu na utrzymujący się deficyt zasobów wody w zbiornikach elektrowni wodnych.

Wstępne wnioski z analiz awarii systemowych w USA i Europie

Analizy podjęte przez Komisję Europejską, Radę Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER), Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych (ETSO) i inne międzynarodowe organizacje energetyczne pozwoliły na sformułowanie wstępnych ocen przyczyn ostatnich awarii systemowych. Wynika z nich, że prawie każda awaria charakteryzowała się specyficznymi okolicznościami i koincydencją co najmniej kilku przyczyn, z których istotnymi były głębokie anomalie pogodowe. Nie ma jeszcze końcowych raportów z wynikami szczegółowych analiz, tym niemniej opublikowano już (m.in. CEER)

pewne wnioski wstępne, które można wykorzystać do podjęcia działań zapobiegawczych. Generalnie wspólnymi przyczynami strukturalnymi ostatnich awarii – poza ekstremalnymi warunkami pogodowymi – są:

- niewystarczający poziom i struktura mocy wytwórczych,
- niewystarczający poziom i struktura mocy przesyłowych w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, zwłaszcza połączeń międzysystemowych,
- niedostosowane do sytuacji nadzwyczajnych procedury zarządzania ograniczeniami systemowymi, zwłaszcza koordynacje operatorów współpracujących ze sobą systemów przesyłowych,
- niekompletny i nieprzejrzysty podział zadań i odpowiedzialności podmiotów na zdecentralizowanym rynku⁵⁾.

Problemy mocy wytwórczych

Na podstawie wstępnych wniosków można stwierdzić, że fascynacja liberalizacją rynku energii elektrycznej uśpiła, do pewnego stopnia, troskę organizatorów rynku o długofalowe bezpieczeństwo dostaw, które zależy od odpowiedniego poziomu i struktury inwestycji. Okazuje się, że na zliberalizowanym rynku energii dostatecznego poziomu i właściwej struktury inwestycji energetycznych, z reguły kapitałochłonnych i podlegających długotrwałym procedurom administracyjnym, nie mogą zapewnić tylko sygnały rynkowe, które z natury mają charakter krótkoterminowy. Ryzyko inwestorów uzyskania odpowiedniego zwrotu z kapitału w takich warunkach jest zbyt wysokie nie tylko ze względu na trudne prognozy cen energii na rynku, lecz również z powodu dającego się zauważyć w wielu krajach, nie tylko w Polsce, braku stabilności i przejrzystości legislacji a także regulacji mechanizmów rynkowych. Ta niestabilność jest spowodowana w dużym stopniu brakiem sprawdzonych wzorów – nawet w krajach o rozwiniętej gospodarce rynkowej.

W stanowisku CEER z października 2003 r. znajduje się stwierdzenie, że w okresie przejściowym do rozwiniętego rynku konkurencyjnego, zwłaszcza w odniesieniu do niektórych typów źródeł (szczytowe i odnawialne), same mechanizmy rynkowe nie wystarczą. Potrzebne jest monitorowanie sytuacji bieżącej i trendów długofalowych na rynku inwestycji wytwórczych oraz działania stymulujące organów państwa, jeśli nie ma wystarczającej podaży rynkowej. Takie podejście znalazło swój wyraz w Dyrektywie 2003/54/EC, która zawiera przepisy zobowiązujące państwa członkowskie do wyznaczenia organu mającego za zadanie monitorowanie długofalowego bezpieczeństwa dostaw (bilansu podaży i popytu energii w warunkach rynkowych) i ogłaszanie przetargów na nowe moce o odpowiedniej strukturze, jeśli

4) Gwoli sprawiedliwości dane te odnoszą się do porównań historycznych i trzeba mieć na uwadze, że owe duże spadki cen dostaw energii elektrycznej były w okresie, w którym również spadały ceny energii pierwotnej. Tym niemniej efekt działania konkurencji był niewątpliwy.

5) Sprawa ta nie wymaga komentarza, gdyż jest to jakość przepisów prawa i umów między podmiotami.

wyniki monitoringu będą wskazywać na deficyt inwestycji podejmowanych w oparciu o koncesje. Dane z monitoringu mają być przekazywane również do Komisji Europejskiej, która będzie podejmować stosowne działania w skali Unii Europejskiej.

Należy podkreślić, że w polskim prawie energetycznym odpowiednie przepisy już istnieją. Jest to art. 16 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązujący przedsiębiorstwa sieciowe do uzgadniania planów rozwoju obejmujących okres nie krótszy niż 3 lata, z Prezesem URE, w których powinno być określone finansowanie inwestycji również w zakresie wytwarzania, jeśli podaż nie jest wystarczająca. Te przepisy będą musiały być tylko przystosowane do wymogu Dyrektywy 2003/54/EC o obowiązku prawnego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, gdyż były one formułowane przy założeniu, że działalność sieciowa nie będzie prawnie wydzielona. Potrzebny będzie również przepis wykonawczy, określający szczegółowe warunki opracowywania i wymogi dla takich planów, z którego niepotrzebnie zrezygnowano w procesie kolejnych nowelizacji ustawy.

Problemy mocy przesyłowych

W warunkach centralnego sterowania jednostkami wytwórczymi konfiguracja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych była dostosowana do ukształtowanych długofalowo modeli rozpyłów mocy. Liberalizacja wprowadziła powiązania pomiędzy dostawcami a odbiorcami, wynikające z gry konkurencyjnej, które mogą na bieżąco znacznie odbiegać od modelu (lub modeli) ukształtowanego w systemie sterowania centralnego. Operator systemu przesyłowego, który jest przede wszystkim odpowiedzialny za bezpieczeństwo funkcjonowania systemu ma w związku z tym trudniejsze zadanie w bilansowaniu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi. Aby sprostać temu wyzwaniu, potrzebne są wysoko wydajne systemy informatyczne.

Rozwój zliberalizowanego rynku prowadzi do rozszerzania geograficznego powiązań rynkowych, co stawia operatorom systemów przesyłowych jeszcze trudniejsze wyzwania. Podstawowym problemem są niedostateczne przepustowości połączeń międzysystemowych, które po pierwsze, wprowadzają ograniczenia w rozwoju rynku, a po drugie, utrudniają zarządzanie ograniczeniami systemowymi i zmniejszają szanse kompensowania deficytu mocy wytwórczych poprzez zwiększanie międzysystemowej wymiany energii. Nie rozwiązano do tej pory w wystarczającym stopniu problemu finansowania inwestycji połączeniowych. W tym zakresie prowadzone są prace w Komisji Europejskiej i europejskich organizacjach energetycznych. Rozszerzający się zakres rynku energii elektrycznej do wymiaru europejskiego wymaga dalszego rozwoju telemetrycznych systemów pomiarowych i sterowania, zwłaszcza do współpracy sąsiednich systemów.

Właściwy poziom i struktura inwestycji w systemach przesyłowych zależy od stabilności i przejrzystości tzw.

kodeksów sieciowych oraz przejrzystości zasad regulacji, w tym dotyczących regulacji taryf zapewniających odpowiednie przychody pokrywające koszty eksploatacji i odpowiedni poziom zwrotu z kapitału.

W przypadku inwestycji sieciowych niewystarczające moce przesyłowe wynikają często z utrudnień procesu inwestycyjnego, przede wszystkim w pozyskiwaniu terenów pod budowę. W Polsce ten problem występuje ostatnio ze szczególną ostrością. Na fali demokratyzacji i liberalizacji całej gospodarki zapomniano, że powinny istnieć pewne priorytety i konieczność podporządkowania interesów indywidualnych interesom ogółu, przede wszystkim w budowie infrastruktury. Tego rodzaju trudności nie są specyficzne tylko dla Polski, gdyż pojęcie NIMBY⁶⁾ pochodzi z kolebki nowoczesnej demokracji.

Problemy zarządzania i współpracy operatorów systemów przesyłowych

Rozszerzenie zakresu rynku energii wymaga przejrzystego planowania krótkoterminowego oraz zasad współpracy operatorów systemów przesyłowych, zwłaszcza w sytuacjach nadzwyczajnych na obszarze nie tylko rynku krajowego, lecz także regionalnego. Podział zadań i odpowiedzialności ma kluczowe znaczenie, zwłaszcza w zakresie zarządzania systemami w sytuacjach nadzwyczajnych (praca wyspowa i odbudowa systemów). W tym celu opracowywane są obecnie standardowe umowy, w których mają się znaleźć stosowne zapisy.

Na zliberalizowanym rynku energii szczególnie znaczenie mają uprawnienia operatora systemu przesyłowego do technicznego zarządzania systemem w warunkach rynku konkurencyjnego. Obserwuje się wyraźnie w Polsce (gdzie doprowadzono do nadmiernego rozczłonkowania elektroenergetyki) obawy przed zbyt silną pozycją operatora systemu przesyłowego. Jest to usprawiedliwione obecnie jeszcze dualną działalnością PSE SA, nie tylko siecią, lecz również w zakresie obrotu i tendencjami ochrony tego obrotu, podczas gdy **silna pozycja operatora w zarządzaniu systemem przesyłowym jest potrzebna właśnie ze względu na bezpieczeństwo dostaw**. Pozycja ta powinna być umocowana prawnie, co obecnie w Polsce nie jest jeszcze w pełni spełnione. Prawnego umocowania wymaga również Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego (w innych krajach jest to Kodeks Sieci), co musi być wykonane w procesie dostosowania naszego prawa do wymogów nowej Dyrektywy 2003/54/EC. W szczególności powinny być prawnie uregulowane upoważnienia OSP do zarządzania odcinkami sieci 110 kV, które stanowią zamknięcie systemu przesyłowego, mimo że napięciowo i własnościowo do niego nie należą. Nie powinno być zwłaszcza dyskusji w otrzymywaniu przez OSP każdej informacji istotnej dla

6) Not In My Backyard – Nie Na Moim Podwórku.

bezpieczeństwa dostaw. Wydaje się, że te problemy zostaną rozwiązane po faktycznym wydzieleniu prawnym OSP.

* * *

Należy zauważyć, że niezależnie od przytoczonych powyżej przedsięwzięć zapobiegawczych w elektroenergetyce w zakresie bezpieczeństwa dostaw, potrzebne będą znacznie szersze działania w celu ograniczenia ryzyka inwestowania w sektorze energetycznym. Europejscy regulatorzy zalecają, aby państwa zapewniły priorytet w legislacji dla inwestycji infrastrukturalnych w celu m.in. usprawnienia procesu lokalizacji nowych obiektów energetycznych. Potrzebna jest również harmonizacja działań z zakresu inwestycji i eksploatacji obiektów energetycznych z działaniami z dziedziny

ekologii. Przykład Kalifornii wskazuje, że brak tej harmonizacji może być jedną z poważnych przyczyn zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.



*Autor pełni obowiązki dyrektora
Departamentu Promowania Konkurencji URE*