

ROŚNIE ROLA "NIEZALEŻNYCH" SPRZEDAWCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ [ANALIZA]

Budowanie konkurencyjności w sektorze energetycznym nie jest zabiegiem prostym, a modele porozumień handlowych są wynikiem głównej cechy energii – towaru, którego na dzień obecny nie da się magazynować w skali masowej i ekonomicznie efektywnej. Rosnąć będzie w związku z tym rola „niezależnych” sprzedawców energii.

Cena energii sprzedawanej w grudniu nie określa jej wielkości w miesiącu lutym. Energii jako towaru nie da się sprzedawać i przemieszczać w „dowolny” sposób właściwy innym mediom energetycznym, jak chociażby gaz czy ropa. W jej przypadku niezbędna jest infrastruktura wytwórcza, przesyłowa, dystrybucyjna, odpowiednie systemy informatyczne do jej zbilansowania i bardzo dużo informacji fundamentalnych związanych z poziomem dostępności tego towaru. Aby uporządkować handel energią niezbędne było określenie wielu czytelnych dla wszystkich zasad - nazwanych uzgodnieniami obrotu (*trading arrangement*).

Generalnie w praktyce spotyka się trzy kategorie porozumień: pierwszym jest **model wheeling**, w którym ustala się, że duże zapotrzebowanie na moc (np. regionów lub metropolii) powinno się zaspokajać przez niezależnych wytwórców, równocześnie uzgadniając zasady współpracy z wytwórcami lokalnymi i przedsiębiorstwami energetycznymi, sąsiadującymi obok danego regionu. Ideą jest to, aby przesłać energię z miejsca gdzie są jej nadwyżki (lub niższy popyt) i przez to skorzystać z regionalnych różnic w kosztach wytworzenia - zamiast budować więcej źródeł wytwórczych. Nad realizacją porozumienia ma pieczę Operator Przesyłowy, który dopuszcza do możliwości realizacji dostaw energii różne przedsiębiorstwa, nadzoruje i bilansuje harmonogramy dostaw za pomocą kontraktów, zarządza ograniczeniami oraz rozliczeniami pomiędzy stronami porozumienia, no i oczywiście pobiera opłatę za zakup usług technicznych. W tym modelu istotne było także to, że Operator ma możliwość narzucić wysokie kary za różnice pomiędzy kontraktowymi i rzeczywistymi ilościami dostaw - co miało zachęcić do skalowania swoich potrzeb, przez co model nie był traktowany, jako czysto konkurencyjny.

Następna kategoria porozumień nazywana jest **modelem zdecentralizowanym** i stanowi hybrydę poprzedniego rozwiązania oraz modelu zintegrowanego. Transakcja w tym modelu uznawana jest jako podstawowa jednostka rozliczeń, która powinna zostać rozliczona w czasie rzeczywistym, co oznacza obowiązek uwzględnienia ich w procesie harmonogramowania przez Operatora Systemu. W tym modelu jednak ogranicza się rolę Operatora Systemu do pozycji usługowej, który co prawda jest odpowiedzialny za harmonogramowanie dostaw, ale dla kontraktów zawartych niezależnie poza Operatorem - zostawiając dowolność obrotu energią dla handlowców, którzy sami szukają klientów dla swojego towaru. Sama dostępność możliwości przesłania energii ograniczana jest przez zarządzanie ograniczeniem dostaw (w postaci np. praw fizycznego przesyłu – Physical Transmission Rights PTR), którą sprzedaje się poprzez licytację tych uprawnień, co ma być barierą dla potencjalnego niezbilansowania i nierówności dostaw. Model zdecentralizowany uznawany jest za bardzo

konkurencyjny, ale nie zawsze najbardziej bezpieczny, na co wskazały słynne wydarzenia w Kalifornii.

Dlatego kolejna kategoria, nazywana **modelem zintegrowanym**, miała pozostać rozwiązaniem konkurencyjnym, ale poprawić znacząco bezpieczeństwo dostaw. W tym modelu zmienia się nieco rola Operatora Systemu, który ma odgrywać nie tylko rolę usługową, ale również koordynującą. Operator przyjmuje oferty od spółek obrotu po cenach zaproponowanych w ofertach wraz z harmonogramami dostaw i jest odpowiedzialny za dostosowanie tych harmonogramów do możliwości przesyłu energii oraz zawarcia konkretnych transakcji. W modelu tym Operator może optymalizować oferty handlowców, licytując gotowość ich kupna i sprzedaży po najchętniej akceptowanych cenach. Powoduje to, że niezależni wytwórcy mają możliwość sprzedaży swojego towaru bez potrzeby znajdowania konkretnych nabywców, co dla potencjalnego klienta jest szansą, kreującą rynek spotowy.

Zasadniczą różnicą pomiędzy modelem zdecentralizowanym, a zintegrowanym jest więc aktywna rola Operatora w zarządzaniu rynkiem spot oraz ograniczeniami i zakupem usług technicznych, które w modelu zdecentralizowanym są osobnymi rynkami z ceną kształtowaną przez rynek, a w modelu zintegrowanym tworzą rynek techniczny, kontrolowany przez Operatora w celu jego optymalizacji kosztowej. Choć w we wszystkich modelach handlowych uczestnicy rynku mogą zawierać kontrakty na różnych rynkach, m.in. w transakcjach bilateralnych, to w modelu zintegrowanym Operator włącza do ruchu jednostki wytwórcze w kolejności handlowej - co potem kształtuje ceny spotowe.

W Polsce przyjął się model zintegrowany, choć i on wzorem innych krajów ulega przeobrażeniom związanym zarówno ze zmianami prawno-regulacyjnymi, jak i rozwojem nowych technologii, czy powstawaniem nowych usług, a wraz z nimi podmiotów je realizujących. Młodsze pokolenie nie pamięta, że tradycyjny model opierał się na scentralizowanym zarządzaniu dużymi jednostkami centralnie dysponowanymi (JWCD), zasilanymi głównie paliwami kopalnymi, które przy pomocy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych doprowadzały energię elektryczną do wszystkich punktów poboru na terenie danego państwa.

Klienci, jako odbiorcy energii, mieli obowiązek uiszczania rachunków i współpracy podczas podłączania licznika lub podczas braków w zasilaniu. Konkurencja w sektorze elektroenergetycznym ewoluowała wraz z przemianami w branży, a dokładnie od momentu wdrożenia w życie zasady TPA "Third Party Access" (zasada dostępu stron trzecich), która daje prawo odbiorcy energii do jej zakupu od dowolnie wybranego sprzedawcy energii, to prawo przysługuje wszystkim grupom odbiorców od dnia 1 lipca 2007. Data ta była jednocześnie momentem realizacji zasady unbundlingu, czyli wydzielenia organizacyjnego i majątkowego Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, co miało dodatkowo zabezpieczyć transparentność i możliwość dostaw energii poprzez istniejącą oraz nową infrastrukturę dla wszystkich podmiotów zajmujących się sprzedażą energii w Polsce.

W krótkim okresie powstało sporo spółek obrotu, które albo były oddziałami dużych koncernów zagranicznych, albo zupełnie nowymi podmiotami prywatnymi, które zainteresowały się możliwością sprzedaży energii obok swojej podstawowej działalności - jak firmy telekomunikacyjne, paliwowe, banki i domy maklerskie. Aktualnie według danych URE w Polsce jest 465 podmiotów posiadających koncesje na Obrót Energią Elektryczną - choć trudno stwierdzić ile faktycznie firm realizuje tę działalność.

Początkowo znacząca część nowych podmiotów nie posiadała potencjału i doświadczenia (istniejącego w tradycyjnych grupach energetycznych), ale w miarę upływu czasu ich znaczenie rośnie, co można zaobserwować chociażby poprzez aktywne uczestnictwo w Towarzystwie Obrotu Energią. Jednak rynek energii nie jest prosty i niełatwo uzyskać na nim dobrą pozycję - nawet pomimo posiadania odpowiednich środków finansowych, czy rozbudowaną sieć sprzedaży, o czym się przekonały firmy telekomunikacyjne. Nie udało się także zbudować dłuższej strategicznej współpracy pomiędzy firmami

energetycznymi, a operatorami - takie próby podejmowane były pomiędzy Orange i PGE oraz Tauronem i T Mobile Polska (w 2013 roku). Niełatwą drogę przechodzi także Plus - firma Polkomtel, która posiada własne zaplecze wytwórcze w postaci Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin, ale pomimo upływu kilku lat nie osiągnięto jednak poziomu sprzedaży, który można byłoby uznać za znaczący.

Sprzedażą energii zajmują się także koncerny paliwowe, a zwłaszcza PGNiG, którego aktywność medialna w tej materii jest widoczna i konsekwentna, ale działania handlowe muszą być wsparte jednak kompetencjami tradingowymi - bez nich trudno będzie zapewnić prawdziwy sukces, i co najistotniejsze, najlepszą marżę dla przedsiębiorstwa. Rynek energii w najbliższych latach stanie się zdecydowanie bardziej zdecentralizowany, a nowe regulacje jak MIFID II wymuszą standardy dla bezpieczeństwa obrotu energią - zwłaszcza w obszarze zarządzania portfelem transakcji z jednoznacznie zidentyfikowaną pozycją zabezpieczającą. W chwili obecnej trading będący oknem dla rynku hurtowego energii zapewnia nie tylko podstawowy **market access** ale przede wszystkim decyduje o skalkulowanej pracy podległych jednostek wytwórczych i wyznaczeniu dla nich optymalnego systemu w stosunku do cen na rynku.

Standardem w przypadku elektrowni konwencjonalnych opalanych węglem kamiennym jest uzyskanie najlepszego pułapu marży CDS (Clean Dark Spread) lub w przypadku jednostek gazowych CSS (Clean Spark Spread). Dla przypomnienia są to wskaźniki marż wyrażone w zł/MWh, będących różnicą pomiędzy ceną giełdową jednej megawatogodziny energii elektrycznej, a kosztem odpowiedniej ilości paliwa niezbędnego do wytworzenia tej energii, powiększoną o koszt uprawnień do wyemitowanej w tym procesie ilości CO₂. Koszt ten zależy zaś od poziomu emisji zanieczyszczeń danej jednostki wytwórczej i ceny jednostki uprawnień na rynku zakupionej w EUR. Jednostki tradingu są zobowiązane, aby opracować handlowe plany wytwarzania zbieżne z modelem handlowym przyjętym na rynkach, na których przedsiębiorstwo działa.

Działania tradingu to codzienne decyzje, jaką w danej chwili strategię przyjąć. Jest to istotne, ponieważ właśnie od tych decyzji zależy, jak najskuteczniejsza realizacja kontraktów zabezpieczających sprzedaż dla obszaru wytwarzania. Trading (w grupach energetycznych) jest odpowiedzialny za zapewnienie (przy najlepszej cenie i zniwelowaniu ryzyka fluktuacji cen spotowych) odpowiednich środków nie tylko na codzienną działalność, ale również na odtworzenia parku wytwórczego, remonty, modernizacje, itd. Zarządzanie portfelem w tradingu wymaga wielu odpowiedzialnych decyzji podejmowanych w czasie coraz bardziej rzeczywistym (przyspieszać, czy zwalniać w stosunku do rynku, przyjąć pozycję długą, czy krótką, jak wykorzystywać szanse rynkowe związane z danymi o ilości pracy źródeł konwencjonalnych publikowanych na platformie GPI w stosunku do zapotrzebowania i uwzględniania źródeł OZE, itd).

Codzienna konfrontacja zmienności cen na rynku (wraz z jej prognozowaniem) zmienia się wraz z rozwojem nowych technologii i nowych wymagań. Ilość instalacji fotowoltaicznych sięga już w Polsce około 17 tysięcy, za chwilę będziemy mieć aukcje rynku mocy do której dopuszczono wszelkie rodzaje źródeł, łącznie z narzędziami DSR i magazynami energii. Powstają klastry energii i lokalne obszary bilansowania w postaci wydzielonych OSDn oraz magazyny energii w postaci stacji ładowania aut elektrycznych, które będą docelowo także oddawać część mocy do systemu. Najbliższym wyzwaniem dla tradingu będzie więc nie tylko dotychczasowa (już olbrzymia) działalność, ale także prognozowanie i wycena cen energii w czasie rzeczywistym i dla określonej lokalizacji. Dodajmy do tego powstanie za moment unijnego Jednolitego Rynku Energii, co oznacza rozwój handlu transgranicznego, nacisk na efektywność energetyczną oraz nowe możliwości agregacji mocy poprzez technologie zarządzania poprzez DSR i elektrownie wirtualne. Niedługo więc handel śróddzienny, połączony z rynkiem dnia bieżącego, umożliwiającym jednocześnie obrót energią w czasie rzeczywistym (z różnych instalacji i na różnych rynkach) stanie się podstawowym obowiązkiem i wyzwaniem, więc jak tu nie kochać energetycznego tradingu?

Zobacz także: [PKEE w Paryżu o wyzwaniach dla polskiej elektroenergetyki](#)

Zobacz także: [Świrski: jaka powinna być długoterminowa strategia energetyczna Polski?](#)