

ZAKŁAD ENERGETYCZNY JAKO PREDYSPONOWANE OGNIWO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO DO AKTYWIZOWANIA ZASOBÓW POPYTOWYCH

W Europie Zachodniej i Stanach Zjednoczonych coraz bardziej popularną drogą do określania, a dalej do uruchamiania zasobów popytowych jest działalność niezależnych od odbiorców i producentów energii podmiotów gospodarczych tzw. trzeciej strony.

Są to przedsiębiorstwa kompleksowych usług energetycznych, które śledzą sytuację energetyczną odbiorców energii, wyszukując przedsięwzięć, które nie są (z różnych przyczyn) uruchamiane przez macierzyste podmioty gospodarcze, a które dają szansę rozsądnego, w stosunku do ryzyka zysku i akceptowalnego czasu zwrotu nakładów. Przedsiębiorstwa te podejmują ryzyko zdefiniowania projektu, organizują stronę finansową przedsięwzięcia, prowadzą inwestycje i w końcowej fazie zajmują

się obsługą projektu w fazie eksploatacji. Do czasu spłacenia kosztów projektu oraz uzyskania przewidzianego zysku, efekty finansowe poprawy efektywności energetycznej przejmowane są przez te kompanie usług energetycznych. Po założonym wcześniej efekt zostaje oddany macierzystemu podmiotowi gospodarczemu. W ten sposób wspomniany podmiot gospodarczy uzyskuje wzrost efektywności wykorzystania energii i dodatkowy zysk nie wkładając własnych środków i nie podejmując w ten sposób ryzyka. Jedyną czynnością, jaką podejmuje, to jest udostępnienie swojej infrastruktury do modernizacji.

W Polsce jednak aktualnie nie istnieją kompanie usług energetycznych, które dysponowałyby wystarczająco dużym doświadczeniem i zasobami

finansowymi, aby podjąć ryzyko takich przedsięwzięć. Ponadto niezależna działalność tego typu firm byłaby efektywna dopiero w dojrzałym i stabilnym środowisku rynkowym, gdzie większość czynności miałyby charakter rutynowy według opanowanych procedur.

Według E. Hille jedyną skuteczną metodą aktywizacji zasobów popytowych może być

wypełnianie kompleksowych usług energetycznych przez Zakłady Dystrybucyjne, czyli ZE, przy jednoczesnym dopuszczeniu specyficznego trybu ustalenia cen dla odbiorców energii. Przy założeniu przyjęcia odpowiednich reguł cenowych (uwolnienia cen energii elektrycznej) Zakłady Energetyczne wydają się być specjalnie predysponowane do pełnienia takiej roli, a to ze względu na:

- spodziewane dobre rozeznanie w możliwościach unikania kosztu zakupu mocy i energii;
 - możliwość zwiększenia zysków drogą uniknięcia kosztów rozbudowy sieci dystrybucyjnej i lepszego wykorzystania jej potencjału przemysłowego;
 - duży własny potencjał finansowy;
 - możliwość rozłożenia kosztów i ryzyka na wszystkich swoich odbiorców.
-

Nieaktywne ze strefy luki amortyzacyjnej zasoby energetyczne mogą być aktywizowane w powiązonym systemie przedsiębiorstw uczestniczących w handlu energią i mocą jeżeli pojawi się co najmniej jedno ogniwo z tego łańcuch mogące dzięki takiej działalności zwiększyć zyski finansowe. Jeżeli przedsiębiorstwa będą w stosunkach handlowych ze swoimi sąsiadami z tego łańcuch energetycznego, to może nastąpić wtórny podział osiągniętego zysku w trakcie negocjowania kontraktów, z równoczesnym podziałem obciążeń i ryzyka. Zakład Energetyczny jest tą częścią składową systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej, która ma bezpośredni i bliski kontakt z odbiorcami, co umożliwia mu łatwą aktywizację zasobów popytowych na terenie objętym swoją działalnością. Aby jednak

mógł on osiągnąć zwiększenie zysków powinny być spełnione następujące założenia:

- Zakład Energetyczny musi mieć prawo przenieść koszty (w tym koszty zwiększonego ryzyka) wykonania projektu redukującego popyt u jednego odbiorcy na innych odbiorców. Działanie takie pozwala uniknąć zwwyżki kosztów z tytułu zakupu dodatkowej porcji energii czy mocy.
- Zakład Energetyczny musi mieć prawo zrekompensować utracone z tytułu zmniejszonej sprzedaży wpływy (np. przez podniesienie cen).
- Zakład Energetyczny musi mieć prawo do zwiększenia zysku, jeżeli zwwyżka ceny tym spowodowana nie wywoła wzrostu kosztów u odbiorcy powyżej poziomu, który miałby miejsce bez działalności aktywizującej zasoby popytowe (zakres tej zwwyżki powinien podlegać regulacji).

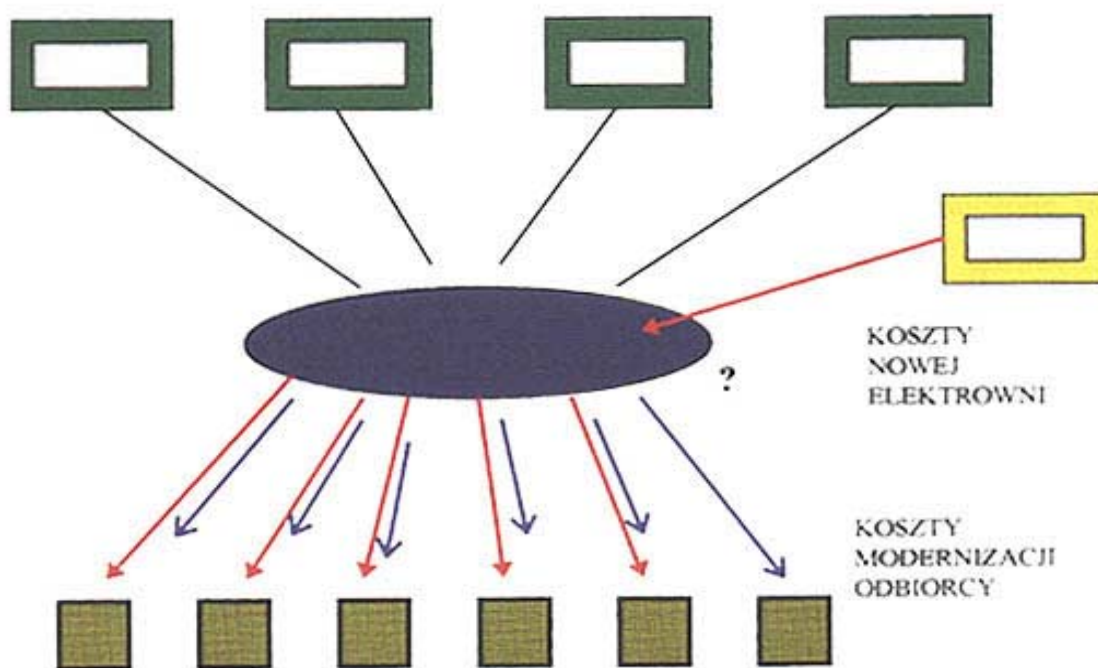
W/w założenia wymagają pełnego zliberalizowania rynku w obrocie energii elektrycznej.

Przenoszenie kosztów DSM

Ogólnie przyjętą jest reguła obciążania wszystkich odbiorców solidarnie kosztami rozwoju możliwości podaźowych i przemysłowych systemu, a dla dystrybucji w zakresie, w którym dany odbiorca związany jest z funkcjonowaniem określonego fragmentu systemu (rys.1). Wydaje się więc w pełni dopuszczalną możliwość analogicznego obciążania wszystkich klientów kosztami modernizacji

zużycia energii lub modyfikacji zapotrzebowania na moc, jeżeli przedsiębiorstwo to pozwala na realizację wszystkich potrzeb końcowych odbiorców bez pogarszania jakości przy niższych niż przy zwiększaniu podaży kosztach.

Mechanizm przenoszenia nakładów poniesionych u odbiorców na ceny i taryfy jest powszechnie stosowany w przedsiębiorstwach IRP w USA.



Rys.1 Przenoszenie kosztów produkcji i DSM na odbiorców.

Finansowanie inwestycji modernizacyjnych u odbiorców energii przez jej dostawców jest dyskutowane ze względu na problem uprzywilejowania niektórych konsumentów i stwarzanie im preferencyjnych warunków działalności gospodarczej. Jest to istotnie ważny problem, ale dodatkowe korzyści finansowe z przedsięwzięć popytowych są wystarczająco zasadne działaniem odbiorców na rzecz rozwiązywania długoterminowych potrzeb systemu energetycznego. Jest tylko koniecznym zapewnienie możliwości uregulowanego dostępu do tych korzyści wszystkim podmiotom gospodarczym. Uzyskane korzyści są miarą konkurencyjności wybranych już działań lub podmiotów gospodarczych dla rozwiązywania długookresowych (i bieżących jednocześnie) problemów bilansu energii elektrycznej oraz mocy. Konkurencyjność ta w dużej mierze zależy od gotowości odbiorcy energii do podjęcia wspólnego ryzyka, w tym

inwestycyjnego. Zarówno z praktyki przedsięwzięć przeprowadzonych w USA, jak również z pierwszych badań prowadzonych przez FEWE w Polsce wynika, że użytkownicy energii, z różnych przyczyn, podchodzą z dużą rezerwą do propozycji finansowania przedsięwzięć modernizacyjnych przez dostawców energii. Ponieważ środki pozostające w dyspozycji Zakładów Energetycznych są przeważnie ograniczone, to będą one kierowane tam, gdzie będzie największa gotowość ze strony odbiorcy energii do współfinansowania projektu DSM, a więc gotowość do podjęcia większej części ryzyka i odpowiedzialności za wdrażane rozwiązania po stronie popytowej. W takiej sytuacji można odbiorcę energii traktować jako współfinansującego przedsięwzięcia w elektroenergetyce. Ostatecznie więc wysokie korzyści wynikają z maksymalnie dobrego, ekonomicznie uzasadnionego partnerstwa.

Ponieważ podnoszenie efektywności wykorzystania energii wiąże się najczęściej ze zmniejszeniem wolumenu sprzedaży, powodować to może negatywne dla Zakładu Energetycznego skutki finansowe. Wynika to z charakteru składowych kosztów ponoszonych przez zakłady energetyczne. Składowa stała kosztów powoduje, że zmniejszanie kosztów zakupu i dystrybucji następuje wolniej niż wpływów ze sprzedaży, co pogarsza rentowność i obniża zysk. Oba te zjawiska mają miejsce w energetykach o rynkowym charakterze i będą je miały w Polsce w przypadku wprowadzenia zasad rynkowych proponowanych dla Polski w oparciu o rozwiązania brytyjskie.

Według opracowania E. Hille rozwiązania amerykańskie dopuszczają możliwość rekompensowania strat zysków przedsiębiorstw energetycznych drogą odpowiedniego podnoszenia cen i modyfikacji taryf. Brzmi to być może

zniechęcająco, bo przewiduje podwyżkę cen, ale może to być dokonywane tylko wtedy, gdy jest korzystne dla klientów.

Po pierwsze, z założenia (co wynika z metody planowania według najmniejszych kosztów, przyjmowanej w tworzeniu zintegrowanego planu energetycznego) do realizacji mają szansę wejść tylko te przedsięwzięcia, które są konkurencyjne kosztowo w stosunku do alternatyw podaźowych. Tak więc wprowadzając ekonomicznie uzasadnione opcje popytowe osiąga się niższy poziom kosztów funkcjonowania i cen ekonomicznych systemu niż miałyby to miejsce w przypadku rozwoju podaży. Wynika stąd wniosek, że wyżka cen powinna nastąpić, ale w skali mniejszej niż w przypadku odrzucenia ekonomicznych opcji popytowych. Efekt ten obejmuje wszystkich odbiorców, zarówno uczestników programów DSM, jak i nieuczestniczących.

Po drugie, wyżka cen energii nie powinna oznaczać wyżki kosztów energii. Oznacza to, że skala poprawy

efektywności wykorzystania energii, przy realizacji określonych potrzeb końcowych, musi być większa niż wzrost cen odbiorców. Efekt ten dotyczy oczywiście tylko uczestników programów DSM.

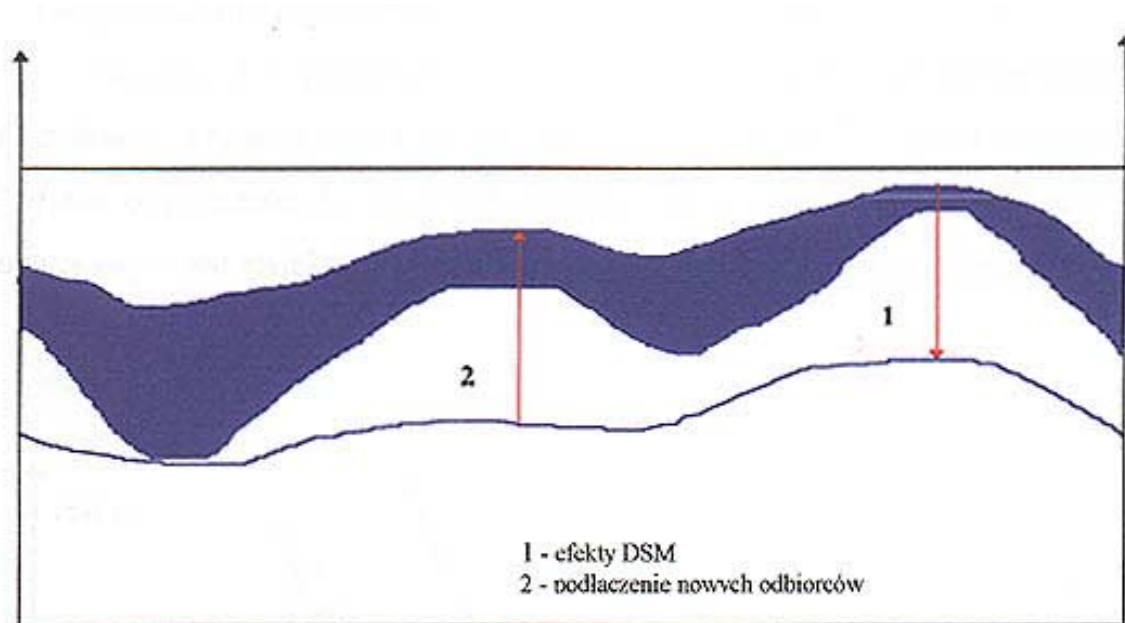
Konieczność rekompensowania strat wpływów nie musi występować zawsze. Możliwe są bowiem

przypadki, że działania na rzecz poprawy efektywności działania energii przyniosą bezpośrednie korzyści zakładom energetycznym. Może to np. mieć miejsce wtedy, gdy zakład pracuje na granicy mocy przemysłowych sieci, których to wtedy dotyczyć powinny programy DSM i musi alternatywnie:

- inwestować w rozbudowę sieci,
- nakłaniać odbiorców do budowy sieci na koszt własny (co może być interpretowane jako działanie monopolistyczne i ukryte podnoszenie rzeczywistej ceny dla wybranego odbiorcy, jak również nierównoprawne traktowanie klientów),
- odmawiać podłączenia do systemu, tracąc korzyści ze sprzedaży swoich usług.

W takim przypadku selektywne programy DSM mogą doprowadzić do pokazanego na rys.2:

- uwolnienia mocy przemysłowej przez redukcję zapotrzebowania, szczególnie na szczycie;
 - podłączenia nowych odbiorców (jeżeli nowi klienci mają zapotrzebowanie równomierniej rozłożone w czasie, wolumen sprzedaży ulega zwiększeniu).
-



Rys.2 Redukcja zapotrzebowania w szczycie źródłem zwiększenia sprzedaży energii.

Na skutek przedsięwzięć DSM zakład energetyczny osiągnie:

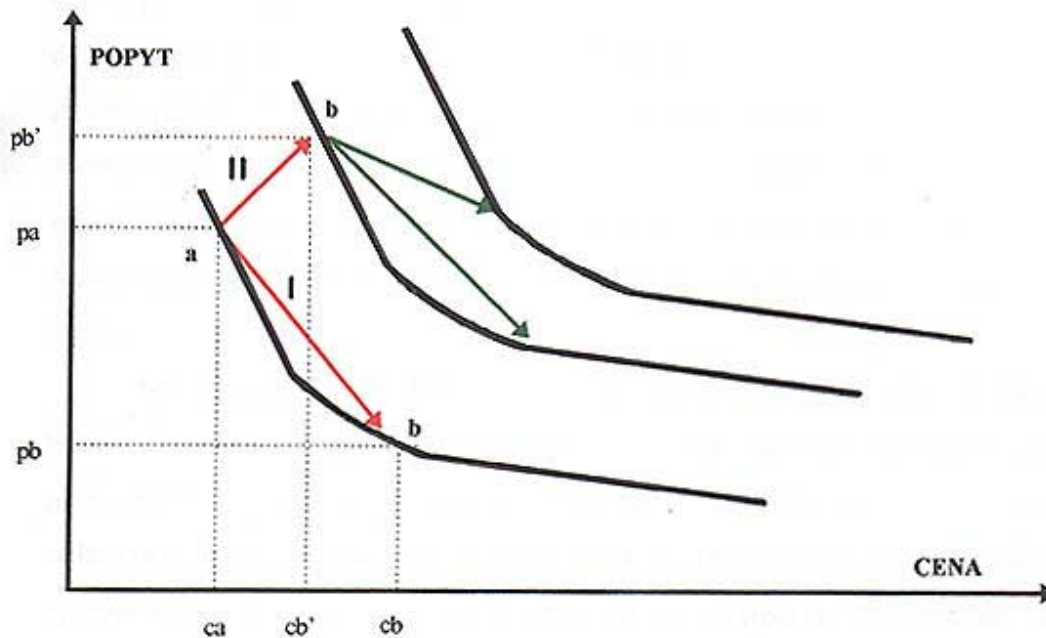
- pomniejszenie lub przesunięcie w czasie kosztów rozbudowy sieci;
- zwiększenie obrotów, a więc i masy zysku.;
- pomniejszenie udziału energii zakupywanej w szczycie w stosunku do całego wolumenu zakupywanej energii i obniżenie kosztów jej zakupu.

Ostatni efekt może skutkować dwójako:

- bezpośrednim zwiększeniem zysku, jeżeli programy DSM przeprowadzone zostaną głównie na polu aktywnych w czasie szczytu zapotrzebowania odbiorców jednotaryfowych, a ceny i taryfy dla klientów nie zostaną skorygowane w dół;
- pośrednim zwiększeniem zysku w przypadku, gdy w wyniku obniżenia kosztów dystrybucji (uniknięcie inwestycji, lepsze wykorzystanie majątku przy bardziej płaskiej krzywej obciążeń) nastąpi względne obniżenie cen i większe zainteresowanie na rynku użytkowaniem energii.

Na rys. 3 przedstawiona jest ogólna prawidłowość występująca na rynkach, w tym na rynku energii elektrycznej, tj. zmniejszanie popytu w miarę wzrostu cen (ścieżka I). Dążeniem każdego przedsiębiorstwa o charakterze

biznesowym jest zwiększenie wielkości zysku, a więc maksymalizacja zysku z jednostki sprzedanej energii lub/i mocy oraz wolumenu sprzedaży.



Rys.3 Wpływ poziomu ceny i wyposażenia odbiorców na popyt.

Z sygnalizowanych wcześniej relacji składowych kosztów wynika, że zwiększenie wolumenu sprzedaży w ramach istniejących mocy prowadzi do obniżenia jednostkowych kosztów, a więc podwójnie korzystnie wpływa na masę zysku. Problemem jest możliwość uzyskania przyrostu sprzedaży po wyższej cenie. Z kształtu krzywej *cena-sprzedaż* wynika, że w pewnym obszarze czułość popytu na wzrost ceny jest mała. Obszar ten można interpretować jako strefę zaspokajania najbardziej podstawowych, niesubstituowanych

potrzeb, z których rezygnacja jest trudna. Jednak przekroczenie pewnego poziomu cen może doprowadzić do sytuacji redukcji popytu na energię, a w wielu przypadkach do niepłacenia rachunków za energię lub jej kradzieży. Istnieje więc realna groźba zmniejszenia wpływów finansowych do Przedsiębiorstw Energetycznych przez podniesienie cen energii. Przedsięwzięcia DSM powodują przesunięcie krzywej w górę. Wynika to z modernizacji wyposażenia odbiorców i akceptowalności wyższych

cen przy niższych kosztach. Obniżenie kosztów uwalnia część zasobów odbiorców, które w pewnym zakresie kierowane są na zakup kolejnej porcji energii koniecznej do zaspokojenia potrzeb wzrastających standardów, w pewnym zakresie zaś na zakup dóbr, których produkcja generuje wzrost zapotrzebowania na energię. Ostatecznie więc uzyskać można wzrost ceny przy wzroście popytu (ścieżka II). Jednocześnie dzięki uniknięciu znacznej części wysokich kosztów wzrostu podaży nowej energii i mocy zbliżamy się do cen ekonomicznych również drogą

obniżania poziomu cen ekonomicznych.

Na rys.3 przedstawiono również sytuację, w której nie udaje się zwiększyć popytu (alternatywne wyjścia z punktu b'). Jednak jego spadek przy zastosowaniu DSM jest mniejszy (przejście z punktu b' na wyższą krzywą), a prawdopodobieństwo płacenia rachunków będzie wyższe niż przy tradycyjnym postępowaniu, co może rekompensować pozornie wtedy niekorzystny dla Zakładu Energetycznego mniejszy wzrost ceny.

Dodatkowe zachęty do podejmowania przedsięwzięć DSM

Wyżej wymienione mechanizmy i działania miały w zasadzie na celu utrzymanie poziomu korzyści Przedsiębiorstwa Energetycznego podejmującego działania w sferze DSM na niezmiennym w stosunku do sytuacji wyjściowej poziomie. Byłoby niewskazane pozbawienie udziału w tych korzyściach kluczowego dla ich zaistnienia podmiotu gospodarczego, czyli Zakładu Energetycznego. Dlatego też regulator analizujący sytuację ekonomiczno - finansową Zakładu Dystrybucyjnego powinien dopuścić możliwość zwiększenia zysku dzięki takiej działalności w zakresie nie pozbawiającym korzyści użytkowników końcowych. Takie rozwiązanie stanowi o częściowym przekazaniu do Zakładów Energetycznych decyzji o wyborze dróg realizacji wzrostu wpływów i zysków z przedsiębiorstwa. Można go bowiem realizować wykorzystując bezpośrednio zgodę regulatora na podwyżkę cen lub symulując wzrost popytu. Pozostawienie decyzji Zakładowi Energetycznemu ma sens, gdyż to on właśnie może analizować lokalne

uwarunkowania rynku. Zachęty finansowe do rozpatrywania przedsięwzięć DSM są szczególnie potrzebne w początkowym okresie tego typu aktywności, gdyż stanowi ona nowość, wymaga podjęcia dodatkowego wysiłku, oraz związana jest ze zwiększonym ryzykiem popełnienia błędów, wynikających z braku doświadczeń.

Ponieważ założenia wykonywania przedsięwzięć poprawiających efektywność wykorzystania energii u odbiorców mieć będą istotny wpływ na skalę i strukturę inwestycji w sferze produkcji, bardzo ważnym problemem, stanowiącym o bezpieczeństwie energetycznym gospodarki, jest dotrzymanie realizacji zaakceptowanych planów. Dlatego też część dodatkowych korzyści finansowych przyznawana być powinna za terminowe i w oczekiwanej skali osiągnęte efekty redukcji i zmiany kształtu popytu na energię i moc. Równocześnie niedotrzymanie tych zobowiązań powinno być karane, aż do całkowitego pozbawienia dodatkowych korzyści.