

TPA w teorii. Zasada dostępu strony trzeciej - TPA [Third Part Access] teoria a praktyka

Autor: Piotr Hawliczek, specjalista ds. obrotu energią elektryczną Polenergia S.A.

(„Wokół Energetyki” – czerwiec 2004)

Aksesja Polski do Unii Europejskiej spowodowała konieczność dostosowania prawa również w odniesieniu do sektora energetycznego. W konsekwencji tych działań mamy jedną, z najbardziej radykalnych ustaw - ustawę *Prawo energetyczne* z 10 kwietnia 1997 r. Mimo że w większości krajów unijnych procesy urynkwienia i liberalizacji sektora energetycznego rozpoczęły się znacznie wcześniej, zapisy w niej zawarte są postrzegane jako daleko wybiegające przed bieżące potrzeby uczestników i realia rynku energii. Jednym z najistotniejszych zapisów wspomnianej ustawy jest możliwość stosowania zasady dostępu strony trzeciej -TPA (Third Party Access). Osobiście nazywam ją zasadą swobodnego wyboru dostawcy.

W dążeniu do liberalizacji wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu, Unia Europejska opublikowała pięć dyrektyw, które obejmują następujące zagadnienia:

- tranzytu energii elektrycznej — 1990;
- tranzytu gazu — 1991;
- przejrzystości cen — 1990;
- *wspólnych reguł dla wewnętrznego rynku energii* — 2003/54/EC z 26 czerwca 2003 roku;
- liberalizację handlu gazem — 1998.

W kręgu zainteresowania niniejszej publikacji leży głównie dyrektywa dotycząca liberalizacji handlu energią elektryczną, zwana dalej *dyrektywą*. Realizacja i harmonogram wdrażania zasady TPA zawarta jest w ustawie *Prawo energetyczne* z 10 kwietnia 1997 r., DzU Nr 54 z 4 czerwca 1997 r., oraz w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 6 sierpnia 1998 r. (DzU Nr 107, poz. 669, 670 i 671) w sprawie harmonogramu uzyskania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych. Od 1 stycznia 2004 r. uprawnionymi są odbiorcy zużywający powyżej 1 GWh energii rocznie, natomiast od lipca 2004 r. praktycznie wszyscy, za wyjątkiem odbiorców socjalno-bytowych.

Proponowana w dyrektywie realizacja *zasady dostępu strony trzeciej* może być realizowana w oparciu o trzy możliwe procedury:

- procedurę negocjowania dostępu, w której prawo dostępu do sieci uzyskuje dany podmiot w drodze negocjacji z operatorem (właścicielem) danej sieci. Negocjacje te obejmują zasady korzystania z sieci (usługa przesyłowa) oraz zasady bilansowania.
- procedurę regulowanego dostępu, w której zasady korzystania z sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określają odpowiednie regulacje, wydawane przez urzędy państwowe, najczęściej urzędy regulacji. W tych regulacjach prawnych określa się dokładne zasady umów przesyłowych oraz ustala opłaty przesyłowe. Opłaty te mogą mieć charakter opłat stałych, nie podlegających negocjacji oraz opłat maksymalnych.
- procedurę *wyznaczonego dostawcy*, tzw. *Single Buyer*. W procedurze tej odpowiednie przepisy wyznaczają podmiot, jest to najczęściej operator systemu przesyłowego, który ma obowiązek sprzedaży energii elektrycznej tym odbiorcom, którzy zwrócą się do niego z prośbą o tego typu usługę. Korzystanie z usług wyznaczonego dostawcy nie ogranicza odbiorców w nabywaniu energii w bezpośrednich kontraktach, np. od wytwórców energii elektrycznej. Kontrakty takie mają charakter zabezpieczający *hedging*.
- zasada negocjowanego dostępu do sieci nie zdaje egzaminu w praktyce. Zastosowanie tej zasady w Niemczech, pomimo formalnego otwarcia rynku w 100 proc. spowodowało znaczne

ograniczenia przy korzystaniu z praw do TPA.

Zasada *wyznaczonego dostawcy (Single Buyer)* jest nie tylko skomplikowana w praktyce, ale również umacnia monopolistyczną pozycję podmiotu wskazanego w przepisach jako dostawca. Stosowanie tej zasady w najlepszym przypadku pozwala osiągać podobne skutki ekonomiczne, jak przy zasadzie regulowanego dostępu.

Z proponowanych trzech procedur najlepszą dla odbiorców jest zasada regulowanego dostępu. Za tą zasadą optuje większość krajów Unii Europejskiej. Poprawne działanie tej zasady wymaga sprawnych instytucji państwowych, urzędów regulacji i precyzyjnych przepisów, określających procedury dostępu.

Dyrektywa została wydana w 1996 r., kiedy doświadczenia w budowaniu wolnych rynków energii były nikłe, w związku z tym przepisy dyrektywy ulegają ciągłym modyfikacjom. Kraje wdrażające dyrektywę napotykają na wiele przeszkód. Wdrażając dyrektywę wiele krajów członkowskich albo już zdecydowało się na otwarcie swego rynku zgodnie z wymaganym przez nią minimum lub planuje to zrobić w najbliższym czasie. Kraje członkowskie, za wyjątkiem Francji, Portugalii i Grecji, przewidują pełne otwarcie rynku przed 2008 r.

Komisja Europejska podjęła analizy, których celem jest zidentyfikowanie głównych barier, przeszkadzających w rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.

Do zidentyfikowanych barier zaliczyć należy:

- zbyt wysokie opłaty sieciowe, które przeszkadzają w konkurencji poprzez ograniczanie dostępu stron trzecich i mogą służyć do subsydiowania skrośnego energii elektrycznej powodując, że dokonujące takiego subsydiowania przedsiębiorstwo energetyczne jest bardziej konkurencyjne na rynku energii na skutek możliwości oferowania energii po niższej cenie w stosunku do jego konkurentów, niemogących lub niedokonujących takiego subsydiowania.
- wysoki poziom siły rynkowej istniejących wytwórców w połączeniu z brakiem płynności na rynkach hurtowych i rynkach bilansujących może przyczynić się do dużego ryzyka dla nowych uczestników rynku. Mogą oni w takich warunkach nie być w stanie odzyskiwać kosztu zainwestowanego kapitału.
- struktura i wielkość opłat sieciowych, które nie są publikowane z odpowiednim wyprzedzeniem, może prowadzić do niepewności i powodować dodatkowe koszty.
- niedostateczne rozdzielenie prowadzonej księgowości przy różnych rodzajach działalności, występujących w danym przedsiębiorstwie może prowadzić do subsydiowania skrośnego, w wyniku którego część kosztów energii elektrycznej jest pokrywana z innych rodzajów działalności, np. opłat sieciowych.

Powyższa lista nie wyczerpuje wszystkich problemów, na jakie napotykają państwa wdrażające dyrektywę dotyczącą liberalizacji rynku energetycznego.

Zasada TPA (Third Party Access) - dostępu strony trzeciej

Głównym celem rynku energii elektrycznej jest stworzenie warunków, w których odbiorcy mogą dokonywać zakupów energii na rynku konkurencyjnym. Realizacja tego celu następuje poprzez ustanowienie zasady TPA, która pozwala odbiorcom energii elektrycznej wybrać dostawcę energii. Prawo wyboru dostawcy wprowadzane jest stopniowo. Odbiorca, który uzyskał prawo wyboru dostawcy, został objęty zasadą TPA, może z tego prawa skorzystać lub

pozostać dalej odbiorcą taryfowym.

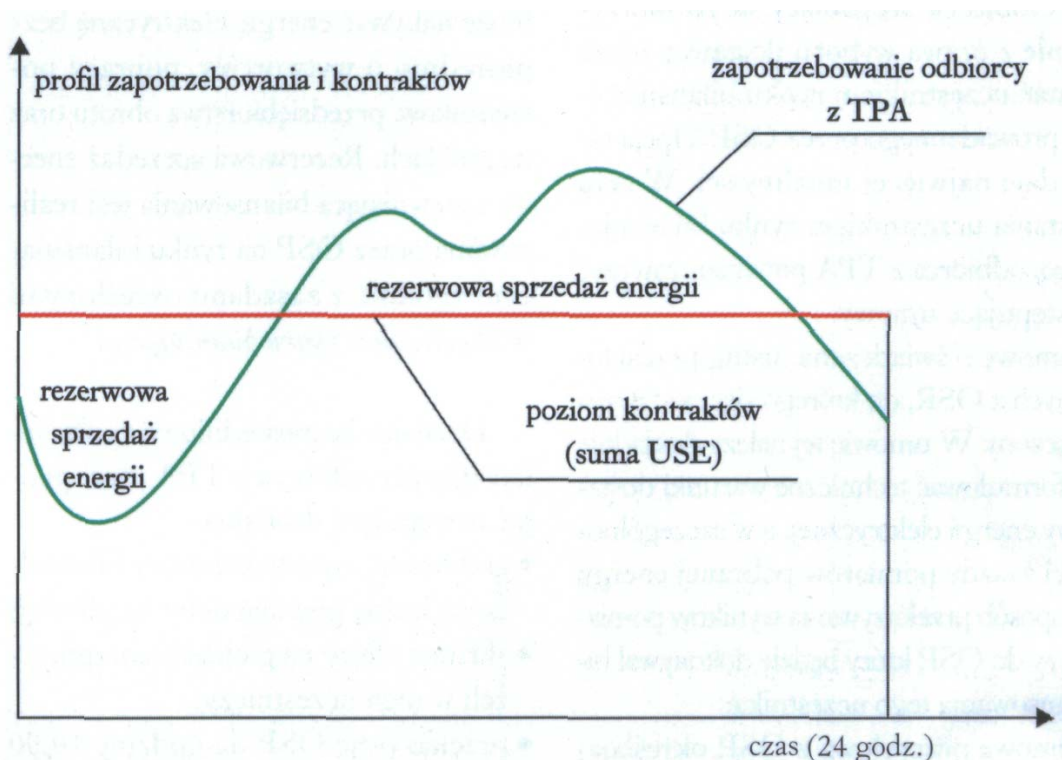
Odbiorca, który zdecyduje się na skorzystanie z prawa wyboru dostawcy może wybór ten zrealizować dwoma sposobami:

- odbiorca TPA staje się uczestnikiem rynku bilansującego, nabywając energię u wytwórców, na giełdach energii i u przedsiębiorstw obrotu energią oraz dokonując rezerwowych zakupów energii (bilansowania) na rynku bilansującym prowadzonym przez operatora systemu przesyłowego.
- odbiorca z TPA może dokonywać rezerwowych zakupów energii (bilansowania) u operatora sieci rozdzielczych, do którego sieci jest przyłączony, nabywając energię elektryczną u producentów, przedsiębiorstw obrotu energią i innych operatorów sieci rozdzielczych.

Cechy energii elektrycznej jako towaru oraz konieczność zapewnienia niezawodnej dostawy energii elektrycznej wymaga zapewnienia sobie przez odbiorcę z TPA rezerwowej sprzedaży energii (bilansowania). Sprzedaż ta ma na celu bilansowanie różnic pomiędzy wielkością energii elektrycznej zakupionej przez odbiorcę a jej faktycznym poborem. Zapotrzebowanie na energię elektryczną zmienia się w każdej godzinie, tworząc profil zapotrzebowania. Jest on bardzo trudny do dokładnego przewidywania. Dlatego nie jest możliwe nawet w przypadku kontraktów dopasowanych do prognozowanego zapotrzebowania uzyskać całkowite zbilansowanie w czasie fizycznego poboru energii elektrycznej z sieci. Zawsze będą pojawiać się pewne różnice pomiędzy wielkościami zakontraktowanymi a poborem — ryc. 1.

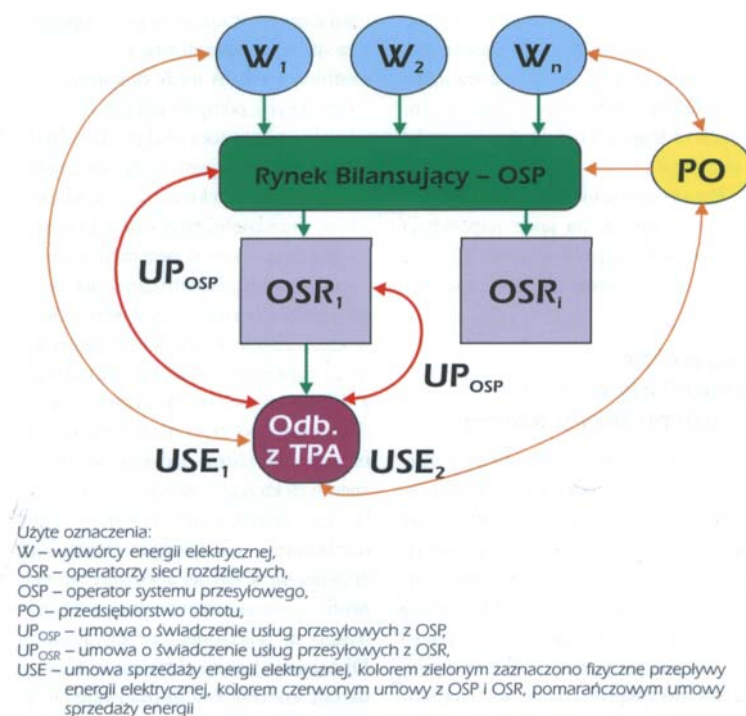
Mechanizm bilansowania może być zapewnionym przez:

- *operatora sieci przesyłowej (OSP)*, jeżeli odbiorca jest uczestnikiem rynku bilansującego.
- *operatora sieci rozdzielczej (OSR)*, jeżeli odbiorca dokonuje zakupów na rynku, ale nie jest uczestnikiem rynku bilansującego.



Ryc. 1. Profil zapotrzebowania odbiorcy z TPA i obszary rezerwowej sprzedaży energii

W obydwu przypadkach należy zawrzeć odpowiednie umowy, pozwalające na dostawę energii elektrycznej z sieci lokalnego OSR i bilansowanie odbiorcy z TPA.



Ryc. 2. Odbiorca z TPA na rynku bilansującym

Odbiorca z TPA na rynku bilansującym

Odbiorca decydujący się na skorzystanie z prawa wyboru dostawcy może zostać uczestnikiem rynku bilansującego prowadzonego przez OSP. Opcja taka daje najwięcej możliwości. W celu zostania uczestnikiem rynku bilansującego, odbiorca z TPA powinien zawrzeć następujące umowy:

- umowę o świadczenie usług przesyłowych z OSR, do którego sieci jest przyłączony. W umowie tej należy dokładnie sformułować techniczne warunki dostawy energii elektrycznej, a w szczególności zasady pomiarów pobranej energii i sposób przekazywania wyników pomiarów do OSP, który będzie dokonywał bilansowania tego uczestnika;
- umowę przesyłową z OSP, określającą zasady uczestnictwa w rynku bilansującym. Zasady te określa *Regulamin rynku bilansującego*, który będzie załącznikiem do takiej umowy;
- umowy z giełdami energii, jeżeli odbiorca chce nabywać również energię elektryczną na giełdach energii;
- umowy zakupu energii elektrycznej z wytwórcami, pośrednikami lub innymi operatorami sieci rozdzielczych.

Mając powyższe umowy, odbiorca może nabywać energię elektryczną bezpośrednio u wytwórców, poprzez pośredników, przedsiębiorstwa obrotu oraz na giełdach. Rezerwowa sprzedaż energii zapewniająca bilansowanie jest realizowana przez OSP na rynku bilansującym zgodnie z zasadami określonymi w *Regulaminie rynku bilansującego*.

Działając bezpośrednio na rynku bilansującym odbiorca z TPA musi podjąć następujące działania:

- grafikować zawarte kontrakty bilateralne na każdą godzinę doby handlowej;
- składać oferty na giełdach energii, jeżeli w nich uczestniczy;
- przekazywać OSP do godziny 10.00 dnia poprzedzającego dostawę grafiki kontraktów bilateralnych i transakcji giełdowych (informacja o USE);
- dokonywać rozliczeń zakupionej energii z dostawcami, pośrednikami, giełdami energii i OSP

Działanie na rynku bilansującym wymaga poniesienia określonych nakładów, takich jak:

- złożenia odpowiednich depozytów na giełdach i rynku bilansującym. Depozytów mogą również żądać pośrednicy, szczególnie w przypadku handlu przez Internet;
- zakupienia odpowiednich systemów telekomunikacyjnych, pozwalających na komunikację z giełdami energii i OSP;
- przeszkolenia pracowników w zasadach działania na rynku energii elektrycznej ;
- zorganizowania pracy działu zakupów energii elektrycznej przez 7 dni w tygodniu.

Część z powyższych funkcji można zlecić stronie trzeciej (operator handlowo-techniczny), jednakże usługi takie wiążą się z kosztami, więc należy dokładnie przeanalizować opłacalność każdej opcji.

Odbiorca z TPA zlecający bilansowanie lokalnemu OSR - operatorowi sieci rozdzielczej

Odbiorca korzystający z zasady TPA może powierzyć bilansowanie swojego zapotrzebowania operatorowi sieci rozdzielczej, do której jest przyłączony — ryc. 3. W takim przypadku odbiorca ten musi zawrzeć dwie umowy z lokalnym OSR:

- umowę o świadczenie usług przesyłowych - UP;
- umowę określającą zasady bilansowania (rezerwowa sprzedaż energii) -URSE.

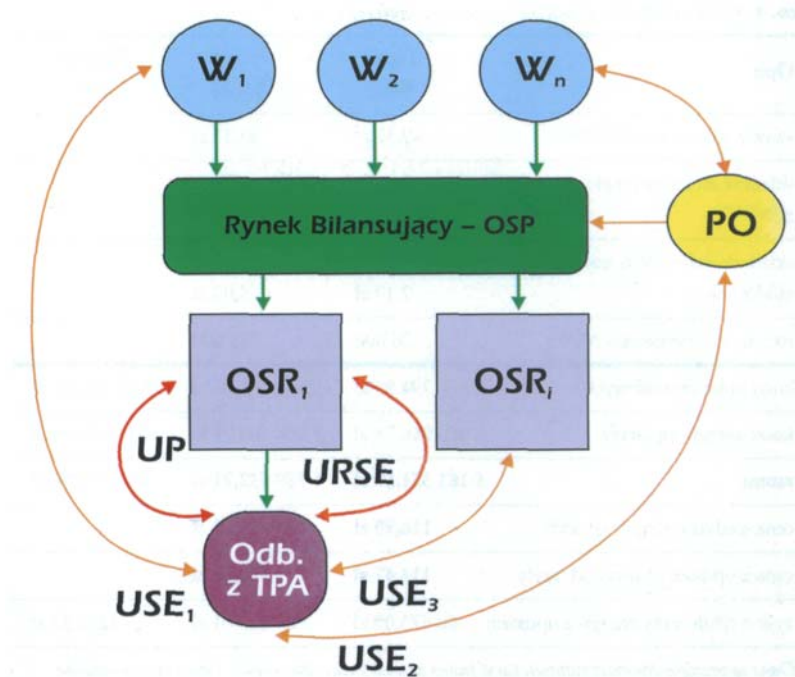
Dodatkowo odbiorca z TPA zawiera umowy zakupu energii elektrycznej z wytwórcami, pośrednikami lub innymi operatorami sieci rozdzielczych.

Umowa o rezerwową sprzedaż energii musi określać zasady przyjmowania przez OSR grafików zakupionej przez uczestnika TPA energii na rynku.

Umowa ta również powinna określać ceny, po jakich będzie następowała rezerwowa sprzedaż energii elektrycznej. Ta ostatnia kwestia wymaga dokładnych uzgodnień i budzi najwięcej kontrowersji. Lokalny OSR, bilansujący odbiorcę z TPA będzie dokonywał zakupów rezerwowej ilości energii na rynku bilansującym prowadzonym przez OSP, gdzie występuje duża zmienność cen. Jest naturalne, że OSR będzie chciał uniknąć ryzyka dużej zmienności cen, przenosząc koszty z tym związane bezpośrednio na odbiorcę.

Umowy z giełdą oraz innymi sprzedawcami energii muszą określić, w jaki sposób wielkości zakontraktowane przez odbiorcę z TPA będą uwzględniane w pozycji kontraktowej lokalnego OSR na rynku bilansującym. Przykładowo, jeżeli odbiorca z TPA nabędzie 200 MWh na daną godzinę doby handlowej od wytwórcy W_1 , to musi tę informację przekazać do lokalnego OSR, który zgłaszając informacje o USE na rynek bilansujący wykaże tę energię jako własny zakup od wytwórcy W_1 . Jednocześnie wytwórca W_1 musi wskazać w zgłaszanej informacji o USE na rynek bilansujący, że 200 MWh, które zostało zakupione przez rozważanego tu odbiorcę z TPA, jest zakupem dokonany przez OSR, do którego sieci odbiorca z TPA jest

przyłączony. Jeżeli nie wykona się tych czynności, to energia zakupiona przez odbiorcę z TPA nie będzie wliczana w pozycję kontraktową jego OSR i zakup energii dla odbiorcy z TPA następowałby po cenie rozliczeniowej rynku bilansującego.



Ryc. 3. Odbiorca z TPA, którego bilansowania dokonuje lokalny OSR

Rynek energii elektrycznej wprowadza zasadę TPA pozwalającą odbiorcy, który nabył prawa do korzystania z niej, dokonywać zakupów na rynku konkurencyjnym. Pozwala to wynegocjować lepszą cenę i warunki dostawy. Jednakże cechy energii elektrycznej jako towaru wymagają szeregu działań od odbiorcy korzystającego z zasady TPA. W szczególności należy określić, kto będzie dokonywał rezerwowej sprzedaży energii (bilansowania) i na jakich warunkach. Każdy odbiorca decydujący się na skorzystanie z zasady TPA musi liczyć się z faktem konieczności poniesienia kosztów, związanych z precyzyjnym określeniem swojego zapotrzebowania na energię, a w związku z tym z opomiarowaniem swojego układu odbiorczego energii elektrycznej. Wiąże się to niejednokrotnie z koniecznością zatrudnienia pracowników odpowiedzialnych za przygotowanie grafików obciążenia, za rozliczanie i kontrolę zużycia energii. Alternatywnie istnieje możliwość zlecenia tych zadań wyspecjalizowanym firmom. Natomiast jest pewne, że pojawią się koszty związane z rozliczeniami ilości niezbilansowanej energii, która zależność będzie od dokładności sporządzanych prognoz i jakości użytych w tym celu środków. W zależności od specyfiki poboru danego odbiorcy ilości energii niezbilansowanej (nieprzewidzianej) w planach zużycia mogą być różne i stanowić znaczny odsetek całego wolumenu energii koniecznego danemu odbiorcy. Ceny zakupu niezbilansowanej energii znacznie przewyższają ceny wynikające z funkcjonujących cen kontraktowych. Zatem pomimo że dany odbiorca TPA może uzyskać znacznie lepszą cenę energii u nowego jej dostawcy, to opłaty przesyłowe ponoszone na rzecz spółki dystrybucyjnej, z której sieci odbiorca korzysta, oraz nakłady poniesione na bilansowanie zakupionej w kontrakcie energii mogą pochłonąć cały spodziewany zysk, wynikający z tańszej energii u nowego dostawcy, albo w uzasadnionych przypadkach spowodować straty, wynikające z niemożności precyzyjnego zbilansowania jego potrzeb.

Podjmując decyzję w odniesieniu do skorzystania z zasady TPA należy bardzo wnikliwie rozważyć wszelkie za i przeciw, a to przy braku doświadczenia i specjalistycznej wiedzy może okazać się niemożliwe.

TPA w praktyce

Do zobrazowania złożoności problematyki związanej z możliwością korzystania przez odbiorców uprawnionych z zasady dostępu strony trzeciej TPA (swobodnego wyboru dostawcy) posłużę się przykładem, który zobrazowuje zarówno subsydiowanie skrośne, jak też koszty dostosowania układów pomiarowych do wymagań IRiESR oraz IRiESP:

Odbiorca - zakład przemysłowy zużywa ok. 26 tys. MWh rocznie przy standardowym profilu dobowo-godzinowym obciążeń, tj. ok. 18 proc. energii w szczycie porannym, ok. 12 proc. w szczycie wieczornym oraz ok. 70 proc. w pozostałych godzinach doby.

Tab. 1. Koszty energii oraz usługi przesyłowej wg taryfy A-23 i B-23

Opis	Taryfa B-23	Taryfa A-23	Różnica B23-A23
stawka systemowa zł/MWh	49,37 zł	49,37 zł	
składnik zmienny stawki sieciowej zł/MWh	22,37 zł	2,74 zł	
składnik stały stawki sieciowej zł/kW/mies.	7,17 zł	4,02 zł	
roczne zużycie energii MWh	26 000	26 000	
koszt opłat przesyłowych	2 130 394,90 zł	1 504 761,96 zł	6 25 632,94 zł
koszt energii wg taryfy	3 050 956,78 zł	3 264 790,75 zł	-213 833,98 zł
razem	5 181 351,67 zł	4 769 552,71 zł	411 798,96 zł
cena średnia energii wg taryfy	116,90 zł	125,10 zł	
cena z upustem 2 proc. od taryfy	114,57 zł	122,60 zł	
zysk z tytułu ceny energii z upustem	60 673,09 zł	64 923,61 zł	-4250,52 zł

Dane są przyjęte dla rzeczywistych taryf jednej ze spółek dystrybucyjnych. Opracowanie własne

Odbiorca zasilany jest na napięciu 110 kV rozliczany jest w taryfie A-23 zakładu energetycznego. Przy przyjętym rocznym zużyciu energii ok. 26 tys. MWh koszt energii oraz usługi przesyłowej wg taryfy A-23 oraz hipotetycznie, gdyby odbiorcę zasilić na napięciu średnim 15 kV, czyli wg taryfy B-23 przedstawiono w tab. 1.

Zauważyć należy w tym miejscu, że o ile kwoty zysku wynikające z 2-proc. dyskonta dla cen energii w przypadku obu taryf są zbliżone do siebie, to koszt dostosowania układów pomiarowych dla każdej z nich jest diametralnie różny. Można przyjąć, że przebudowa układu w przypadku zasilania z dwóch linii 110 kV pochłonęłaby wydatki rzędu 500 tys. złotych, to w przypadku linii 15 kV ok. 140 tys. złotych włącznie z *postawieniem* transmisji danych z układów pomiarowych odbiorcy do zakładu energetycznego, stosownie do wymagań zawartych we wspomnianych wcześniej instrukcjach eksploatacji sieci przesyłowej i rozdzielczej. Spójrzmy na ten przykład inaczej. Aby zdyskontować nakłady poniesione na przebudowę układów pomiarowych w przypadku taryfy B-23 potrzeba ponad 2 lat, lub 2,5

razy większego zużycia energii, natomiast w przypadku taryfy A-23 ponad 8 lat, lub 8 razy większego zużycia energii, aby nakłady zwróciły się w ciągu roku. Nie uwzględniam tu różnicy ponad 411 tys. złotych w kosztach pozyskania energii w każdej z taryf. Efekt końcowy dla odbiorcy byłby taki sam, czyli pełne uczestnictwo na rynku energii, co za tym idzie — możliwość zakupu energii od dowolnie wybranego dostawcy.

Powyższy przykład ma zobrazować skalę problematyki. Złożoność problemów, jakie należy pokonać, aby stać się pełnoprawnym uczestnikiem rynku energii jest bardzo zindywidualizowana w odniesieniu do każdego uprawnionego, mimo posiadania nowoczesnej ustawy oraz aktów wykonawczych do ustawy. Błąd, który dziś sprawia, że w większości przypadków przedsiębiorstw już uprawnionych skorzystanie z zasady TPA jest nieopłacalne, leży po stronie *Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej* oraz wynikających z niej *Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczych*. Te ostatnie oparte są o dokument stworzony przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne na początku lat 90. O ile są tam zawarte zapisy, zresztą słuszne, bo mówiące o konieczności zabudowy układów pomiarowych w klasie dokładności 0,2 i transmisji danych dokonywanej w czasie rzeczywistym, to przeniesienie ich w *Instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczych* na napięciach niższych od 110 kV nie ma uzasadnienia. Pamiętać bowiem należy, że odbiorcy korzystający z zasady swobodnego wyboru dostawcy świadomie decydują się na konsekwencje finansowe rynku bilansującego, ponoszą cały koszt swoich odchyień od zakładanego profilu obciążeń. Zobowiązani są także przez spółki dystrybucyjne do wniesienia stosownych zabezpieczeń finansowych w postaci, np. gwarancji bankowych. Przykładowo klient zużywający ok. 25 000 MWh rocznie zobowiązany jest do przedstawienia zabezpieczenia w wysokości ok. 160 tys. złotych. Problem tkwi jedynie w tym, aby móc te koszty precyzyjnie rozliczyć. Każde bowiem odchylenie od pozycji kontraktowej jest uzupełniane energią tzw. rezerwową, czyli pochodzącą z rynku bilansującego po cenach generowanych przez operatora systemu - PSE SA. Opisany powyżej przykład to profil zużycia od 0 do niespełna 4 MW energii w każdej godzinie. Jeśli założyć, że zakład energetyczny w tym samym czasie zużywa ok. 140—220 MW energii w każdej godzinie, to takie odchylenie nie jest w żaden sposób w stanie rzutować znacząco na pozycję zakładu energetycznego. Współczesne układy pomiarowe, ściślej liczniki, są w stanie zmagazynować wystarczającą ilość danych, które mogą być wykorzystane do optymalizacji profilu obciążeń danego odbiorcy, tak aby w efekcie końcowym uzyskać jak najmniejsze odchylenia na rynku bilansującym. Możliwość podglądu zużycia odbiorcy w czasie rzeczywistym ma uzasadnienie w przypadku odbiorców o dużym godzinowym poborze energii elektrycznej (cementownie, huty itp.), oraz w przypadku możliwości bieżącego korygowania pozycji kontraktowej klienta TPA.

Przykład został oparty na doświadczeniach POLENERGIA SA, jednej z nielicznych spółek obrotu energią elektryczną, która realizuje dostawy na zasadach TPA, kierowanej przez Pawła Kuraskiewicza i Artura Zdybickiego.