



MATERIAŁY KONFERENCYJNE
XIII KONFERENCJI NAUKOWO - TECHNICZNEJ

**RYNEK ENERGII
ELEKTRYCZNEJ:**
**Rynek energii
w perspektywie konsolidacji**

Kazimierz Dolny, 9-11 maja 2007 r.

Maciej SOŁTYSIK

Everen Sp. z o.o.

Witold LEBEK

Everen Sp. z o.o.

**PERSPEKTYWY ROZWOJU SEGMENTU ODBIORCÓW
KORZYSTAJĄCYCH Z ZASADY TPA W PRZEDDZIEŃ
PEŁNEGO OTWARCIA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

Popularyzowany od 1998 r. swobodny dostęp do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej był, jest i z całą pewnością w bliższej i dalszej przyszłości będzie poważnym tematem branżowych debat publicznych. Sprzyja temu wymagana przez dyrektywy unijne, konieczność otwarcia rynku energii z dniem 1 lipca 2007r.

Kilkuletnia historia wdrażania i propagacji zasady TPA na rynku polskim nie przyniosła pożądanego efektu. Powyższe było wypadkową wielu czynników leżących głównie we wzajemnych relacjach typu *spółka dystrybucyjna - odbiorca* i *spółka dystrybucyjna - nowy dostawca* [1]. Ostatecznie, zarówno przeszkody techniczne, koszty bilansowania, problemy natury formalno-prawnej jak i wynikający m.in. ze zjawiska subsydiowania niski poziom cen taryfowych, wpłynęły na wyraźną stagnację korzystania z zasady TPA. W wielu przypadkach zaobserwować można było, iż wspomniana stagnacja przerodziła się wręcz w powrót klientów TPA do taryf spółek dystrybucyjnych.

Niniejszy referat stanowić będzie próbę udzielenia odpowiedzi na pytanie o przyszłość i stopień realnego skorzystania z dobrodziejstw, jakie czekają na odbiorców na zliberalizowanym rynku energii.

Przedmiot badań

Obiektem analizy były rzeczywiste, strefowe, różnie sprofilowane dane pomiarowe, 243 odbiorców z grupy taryfowej B23.

Tabela 1

Statystyki opisowe analizowanych odbiorców

Grupa taryfowa	Ilość odbiorców	Profil peak/offpeak		Moc umowna [kW]		Zużycie roczne [MWh]	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max
B23	243	0,21	8,86	20	42 500	6	107 166

Założenia i sposób kalkulacji

Zaprezentowane na rysunkach (Rys.1, Rys.2) wyniki analiz wykonane zostały w oparciu o następujące założenia:

1. profil podbicia stref szczytowych do pozaszczytowych (peak/offpeak) wyznaczony został w oparciu o kalendarz czasowy prezentowany w taryfach spółek dystrybucyjnych;
2. stopniowanie profilu odbywało się z rozdzielczością 0.1;
3. dla zlokalizowanych w danym przedziale profilowym odbiorców, został, poprzez uśrednienie zużycia w strefach, wyznaczony odbiorca wirtualny;
4. dane każdego odbiorcy wirtualnego podlegały wycenie bazującej na cenach taryfowych wszystkich spółek dystrybucyjnych z lat 2005-2007;
5. uzyskane w ten sposób średnie ważone ceny, zostały pomniejszone o składniki odpowiadające udziałom energii odnawialnej i skojarzonej, w stopniu wynikającym ze stosownych rozporządzeń i po obowiązujących w danym roku średnich cenach;
6. na graficzną prezentację ceny składnika konwencjonalnego, zostały nałożone wytyczne cenowe Prezesa URE do kalkulacji taryf, średnioroczny, jednostkowy, łączny koszt zmienny i stały wytwarzania [2] oraz średnia cena za dany profil bazująca na notowaniach TGE S.A. [3];
7. za brakujące ceny z notowań TGE S.A. w 2007r. zostały przyjęte wyniki sesji z 2006 r.;
8. charakter działalności poszczególnych odbiorców, który mógł zostać jednoznacznie określony posłużył do przeprowadzenia analogicznej analizy segmentowej (Rys.2);

Wnioski do wyników analiz

1. ceny energii elektrycznej w szczycie przedpołudniowym, popołudniowym i w pozostałych godzinach doby w grupie taryfowej B23, przy założeniu, że rok 2005 jest rokiem bazowym, wzrosły w latach 2006 i 2007 odpowiednio o: 0,74 %, 0,82 %, 4,28 % i 10,29 %, 8,57 %, 18,8 %;
2. minimalna cena w taryfie B23 w 2005 r. wyniosła 86,08 zł/MWh dla odbiorców LUBZEL o profilu peak/offpeak równym 0,3, natomiast maksymalna cena w taryfie B23 w 2005 r. wyniosła 176,24 zł/MWh dla odbiorców ZEORK profilu peak/offpeak równym 8,9;
3. minimalna cena w taryfie B23 w 2006 r. wyniosła 85,80 zł/MWh dla odbiorców ZEORK o profilu peak/offpeak równym 0,3, natomiast maksymalna cena w taryfie B23 w 2006 r. wyniosła 177,05 zł/MWh dla odbiorców ZEORK profilu peak/offpeak równym 8,9;
4. minimalna cena w taryfie B23 w 2007 r. wyniosła 93,85 zł/MWh dla odbiorców ZEORK o profilu peak/offpeak równym 0,3, natomiast maksymalna cena w taryfie B23 w 2007 r. wyniosła 191,42 zł/MWh dla odbiorców ZEORK profilu peak/offpeak równym 8,9;
5. najwięcej, bo aż 152 odbiorców charakteryzuje się profilami zużycia energii elektrycznej z podbiciem peak/offpeak w przedziale od 1,0 do 1,5;
6. minimalne ceny dla profili o których mowa w p.5 w latach 2005-2007 występują w LUBZEL-u, natomiast maksymalne ceny produktów w poszczególnych latach występują: w ZE Łódź-Teren (wszystkie profile dla 2005 r.), w GZE (profile od 1,0 do 1,4 dla 2006 r.) i w ZE Łódź-Teren (profil 1,5 dla 2006 r.), w GZE (profile od 1,0 do 1,3 dla 2006 r.) i w ZE Łódź-Teren (profile 1,4 i 1,5 dla 2006 r.);
7. grupa taryfowa B23 stanowi szeroką bazę do poszukiwań potencjalnych klientów TPA;
8. taryfy trójstrefowe dzięki zróżnicowaniu cen strefowych, powinny przyciągać głównie odbiorców o pozaszczytowym i pasmowym charakterze poboru. Wyniki analizy dowodzą, że istnieją jednak odbiorcy, którzy przez zaniedbanie, bądź z przyczyn technicznych mimo dominacji zużycia energii w strefach szczytowych pozostają nadal klientami grup typu 23;

9. w tabeli 2 przedstawiono progowe wartości profili, po przekroczeniu których średnia cena składnika konwencjonalnego energii dla taryfy B23, jest wyższa względem odpowiednika w taryfie B21.

Tabela 2

Zestawienie wartości progowych profili dla których następuje zrównanie średnich cen taryf B23 i B21

Rok	Profil progowy	Cena B23=B21 [zł/MWh]	% odbiorców do progu	% odbiorców od progu
2005	2,4	133,25	91,4	8,6
2006	1,9	125,82	83,1	16,9
2007	1,8	137,69	77,8	22,2

Coroczne zwiększanie cen w taryfach, sprzyja automatycznie poszerzaniu się potencjalnego obszaru klientów, dla których zbyt wysoka cena taryfowa spowodować może chęć zmiany dostawcy;

10. na rys.1 zaobserwować można ponadto, coroczne zmniejszenie oscylacji cen taryfowych dla poszczególnych profili. Dowodzi to tezy ujednoczenia poziomu cen taryfowych przez wszystkie spółki dystrybucyjne. Czynnikiem ten jest szczególnie istotny przy pozyskiwaniu rozproszonych odbiorców TPA o jednakowym profilu poboru;
11. zestawienie graficzne na rys.1 łącznego, jednostkowego, średniego kosztu zmiennego i stałego daje dodatkowo obraz mówiący o stopniu subsydiowania i zaniżania cen głównie w strefie pozaszczytowej (Tabela 3);
12. zestawienie dodatkowo na rys.1 poziomów cen z wytycznych Prezesa URE wraz z alternatywną ceną zakupu danego profilu po cenach giełdowych dowodzi, że istnieją odbiorcy dla których można zakontraktować energię na wolnym rynku i sprzedać po cenie niższej niż cena taryfowa. Ilość potencjalnych odbiorców stanowi dla lat 2005-2007 odpowiednio około: 8, 15 ,20 %

Tabela 3

Zestawienie różnych zachowań cen taryfowych w zależności od poziomu kosztów wywarzania i profili poboru energii elektrycznej

Rok	Profil progowy dla którego wszystkie ceny taryfowe są niższe od kosztów wytwarzania	Profil progowy dla którego część cen taryfowych jest niższa od kosztów wytwarzania	Profil progowy dla którego wszystkie ceny taryfowe są wyższe od kosztów wytwarzania
2005	do 0,6	0,7 – 1,4	powyżej 1,4
2006	do 0,6	0,7 – 1,3	powyżej 1,3
2007	-	0 – 0,8	powyżej 0,8

13. dokładniejszy obraz profili zużycia dla analizowanej grupy taryfowanej przedstawia podział na segmenty i typy działalności (Rys.2). Analizując w analogiczny sposób otrzymane wyniki można zaryzykować stwierdzenie, iż potencjalnych klientów TPA można poszukiwać wśród odbiorców o profilu niższym, zbliżonym do pasmowego

Podsumowanie

Przedstawione wyniki kalkulacji dają jedynie przybliżony obraz nie ukazujący pełnej analizy chłonności rynku w zakresie TPA. Dotychczasowe bariery hamujące popularyzację TPA w zakresie technicznym, bilansowym czy prawnym uległy na przestrzeni ostatnich trzech lat znacznemu złagodzeniu i uproszczeniu. Ostatnim elementem wydaje się pozostawać konkurencyjność cen taryfowych względem wolnorynkowych cen dla segmentu hurtowego oraz likwidacja problemu subsydiowania skrośnego, który można było zaobserwować na przestrzeni ostatnich lat. Perspektywa najbliższej przyszłości, w tym głównie rozdzielanie działalności dystrybucyjnej i obrotowej w spółkach dystrybucyjnych, rozstrzygnie jednoznacznie o losie zasady dostępu stron trzecich. Zaprezentowana w referacie analiza dowodzi, że już na dzień dzisiejszy w niektórych przypadkach pozyskiwanie klientów TPA może stanowić opłacalną alternatywę dla sprzedaży energii konwencjonalnej na segmencie hurtowym. Bazując na powyższym pozostaje mieć nadzieję, że segment klienta końcowego będzie się sukcesywnie poszerzał w oparciu o zasady rynkowe.

Literatura

- [1] Sołtysik M., Bogacz J., Piotrowski R., Adamczyk M.: Analiza opłacalności wyboru dostawcy na przykładzie klienta z grupy taryfowej B23. Materiały Konferencji Naukowej OPE 2005, Jachranka
- [2] Opracowania statystyczne ARE
- [3] <http://www.polpx.pl>

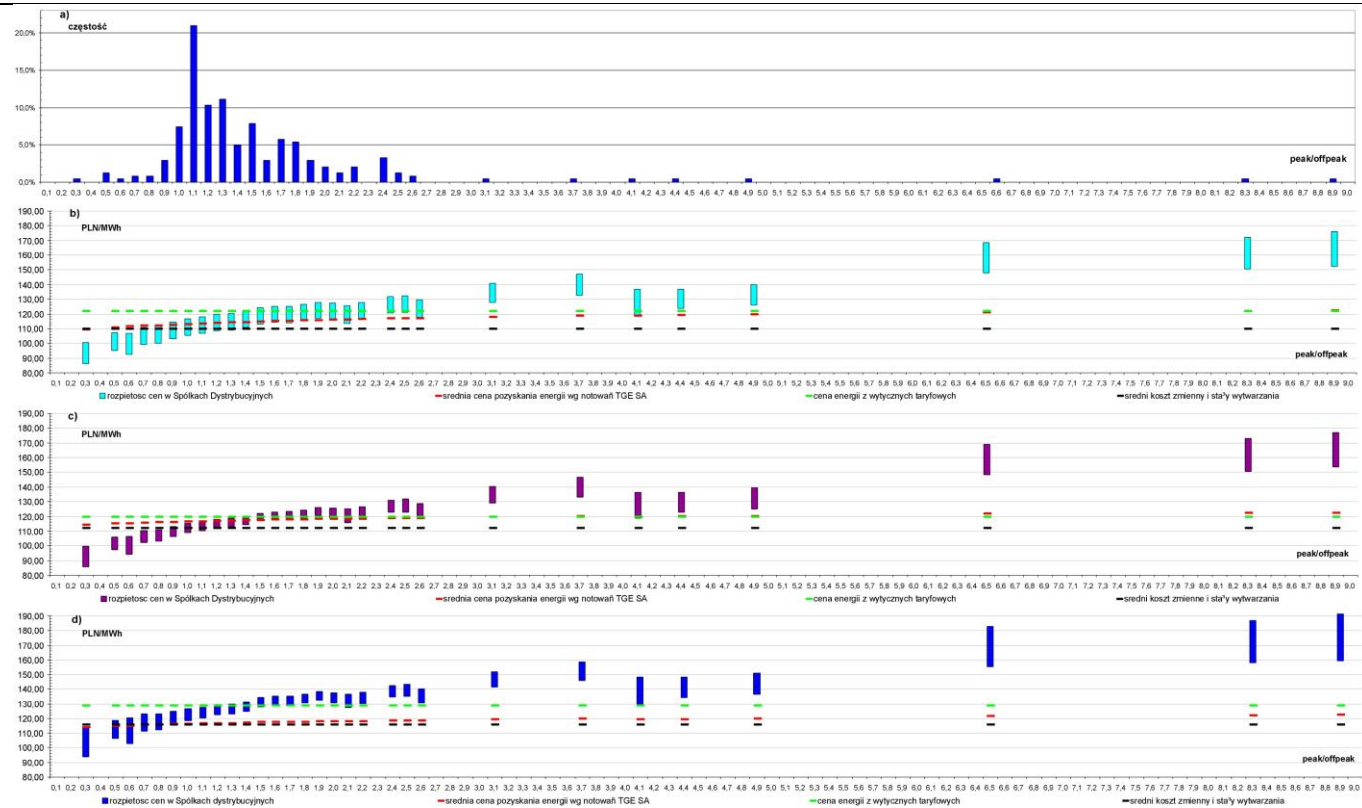
PERSPECTIVES OF THE TPA MARKET DEVELOPMENT THE DAY BEFORE COMPLETE LIBERATION OF THE ENERGY MARKET

Summary

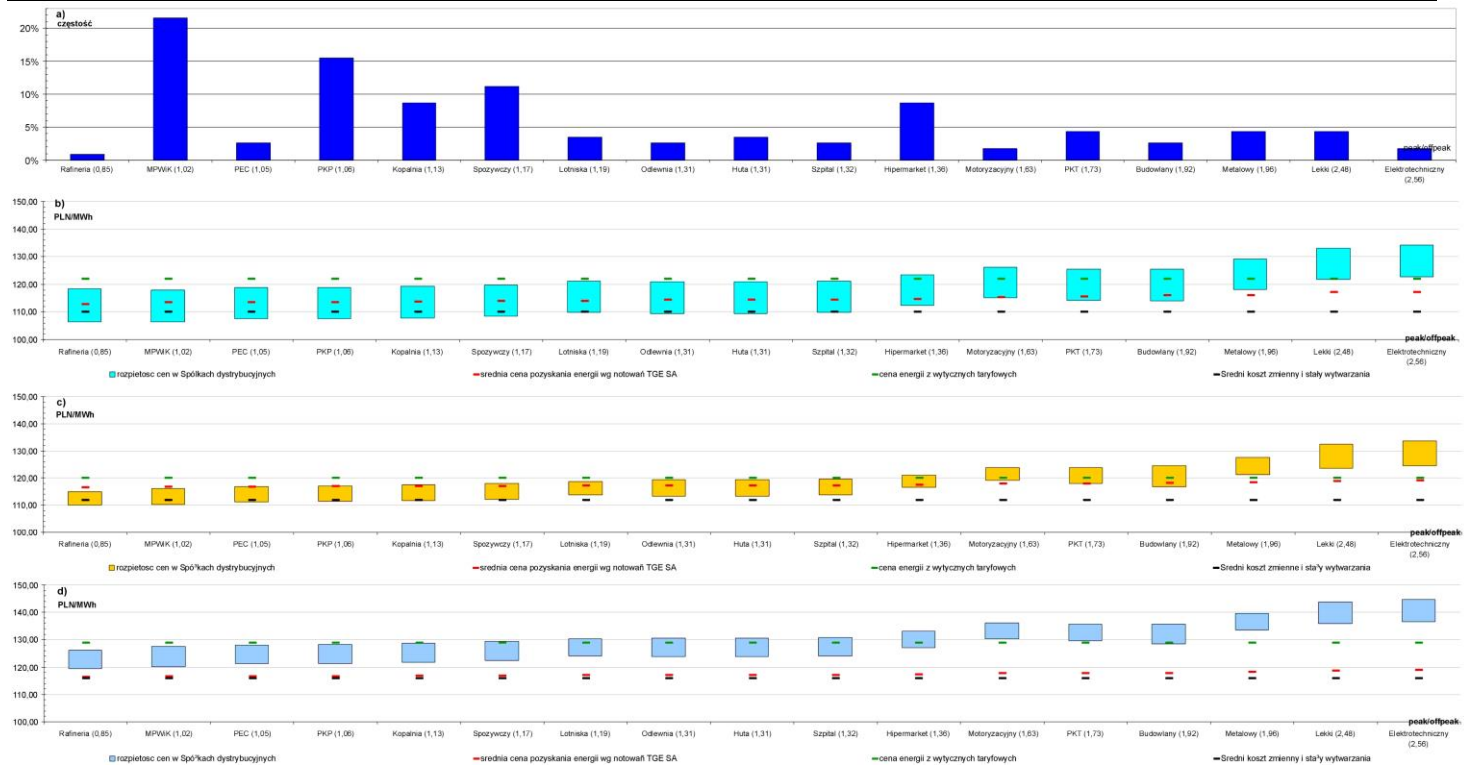
Free access to electricity suppliers popularized since 1998 has been, still is, and certainly will be a key subject of public debates within the sector. It has been promoted by the necessity of market liberation since 1st of July 2007, which has been supported by directives of the EU.

Several-year history of implementation and promotion of TPA rule on the Polish market has not brought desired results. It resulted from numerous factors lying mainly within mutual relations such as *distribution company – customer* and *distribution company – a new supplier*. Finally, not only technical obstacles, but also balancing costs, formal and legal difficulties, as well as low level of tariff prices resulting from the phenomenon of cross-subsidizing, have influenced significant stagnation in implementation of the TPA rule. It may be observed in many cases that the above-mentioned stagnation resulted in TPA customers coming back to tariffs of the distribution companies.

The following paper shall constitute an attempt to the question about the future and the degree of possible benefits for customers arising from liberated market of energy. pER



Rys. 1. a) Częstość alokacji odbiorców w przedziałach profilowych; b), c), d) wahania średniej ceny za produkt w zależności od cen taryfowych odpowiednio dla lat 2005-2007 wraz z naniesionymi innymi czynnikami cenowymi charakteryzującymi rynek.



Rys. 2. a) Częstość alokacji poszczególnych typów odbiorców w przedziałach profilowych; b), c), d) wahania średniej ceny za produkt w zależności od cen taryfowych odpowiednio dla lat 2005-2007 wraz z naniesionymi innymi czynnikami cenowymi charakteryzującymi rynek