

WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY POLITECHNIKI WARSZAWSKIEJ
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI
ZAKŁAD ELEKTROWNI I GOSPODARKI
ELEKTROENERGETYCZNEJ

LABORATORIUM
RACHUNEK EKONOMICZNY W ELEKTROENERGETYCE

INSTRUKCJA DO ĆWICZENIA 4

Badanie opłacalności zakupu energii elektrycznej
na zasadzie TPA przez odbiorcę końcowego

Opracował : dr inż. Andrzej Pawłęga

WARSZAWA 2012 rok

1. CEL I ZAKRES ĆWICZENIA

Celem ćwiczenia jest poznanie:

- warunków zakupu energii elektrycznej na zasadzie TPA,
- metodyki określania opłacalności zmiany formy zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego (z nTPA na zakup energii elektrycznej na rynku),
- składników kosztów wejścia odbiorcy na rynek energii i kosztów uczestnictwa w rynku energii,
- kształtowania się cen energii elektrycznej oferowanej na rynku.

Zakres ćwiczenia obejmuje zastosowanie arkusza Excel do :

- obliczenia i analizy ceny krańcowej energii elektrycznej jako miary opłacalności zmiany formy zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę taryfowego,
- badań ilościowych wpływu czynników techniczno-ekonomicznych na cenę krańcową energii elektrycznej,
- badania zmian cen rynkowych energii elektrycznej i ich porównania z ceną krańcową energii elektrycznej.

2. WPROWADZENIE

Odbiorcy TPA, w tym odbiorcy detaliczni, w ramach zasady TPA mają możliwość wyboru sprzedawców, spośród sprzedawców (przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną), którzy podpisali umowę o świadczenie usługi dystrybucji energii z operatorem dystrybucji energii dostarczającym energię elektryczną odbiorcom TPA.

Odbiorca TPA może zmieniać sprzedawców energii elektrycznej z upływem czasu.

Zasadniczą przyczyną tych zmian będzie możliwość zakupu energii elektrycznej po niższej cenie.

Korzystanie odbiorców z zasady TPA niesie za sobą dodatkowe wymagania i zadania jakie muszą zrealizować, aby zostać uczestnikiem rynku energii. Wiążą się z tym dodatkowe koszty.

Dodatkowe wymagania i zadania odbiorców TPA, za wyjątkiem odbiorców TPA należących do grup taryfowych G, C11 oraz C12, obejmują :

- dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych w zakresie rejestracji 1-godzinnej energii elektrycznej oraz dróg zdalnej transmisji danych pomiarowych do standardów określonych przez operatorów sieciowych,
- rozeznanie bieżące i perspektywiczne rynku energii elektrycznej w celu oceny opłacalności zakupu energii na zasadzie TPA oraz minimalizacji opłat za zakup energii elektrycznej,
- planowanie handlowych grafików obciążeń elektrycznych, sporządzanie rzeczywistych grafików obciążeń oraz ich odchyłek; czynności te może powierzyć odbiorca uprawnionemu podmiotowi (np. sprzedawcy energii lub OSD) lub sam je realizować w ramach utworzonego działu analiz rynkowych (załącznik nr 1),
- konieczność starannego planowania handlowych grafików dobowo- godzinowych zapotrzebowania na energię elektryczną oraz przestrzegania dyscypliny dobowo-godzinowego poboru energii elektrycznej; czynności te mają wpływ na poziom odchyłek rzeczywistego poboru energii elektrycznej od planowanego oraz odpowiadające im koszty na rynku bilansującym; koszty te są tym większe im większe są odchyłki.

Dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy TPA zazwyczaj odbywa się na podstawie umów zakupu energii elektrycznej oraz oddzielnej umowy o świadczenie usługi sieciowej podpisywanej z operatorem sieci danego odbiorcy.

Postawą naliczania opłat za dostarczaną energię elektryczną odbiorcy TPA są ceny i ilości energii elektrycznej kupowanej w różnych segmentach rynku energii oraz taryfa dotycząca świadczenia usługi sieciowej przez operatora.

Odbiorca TPA jest narażony na ryzyko dużej zmienności cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Wzór ogólny na całkowitą opłatę ponoszona przez odbiorcę TPA na rzecz sprzedawcy /sprzedawców energii elektrycznej oraz operatora sieciowego ma postać

$$O_{TPA} = O_{AH} + O_{AS} + O_{AC} + O_s + O_{UR}$$

O_{AH} - opłata abonamentowa handlowa,

O_{AS} – opłata abonamentowa za usługę sieciową,

O_{AC} – opłata za energię czynną pobraną z sieci,

O_s – opłata na rzecz operatora sieciowego za usługę dystrybucji energii elektrycznej,

O_{UR} – opłaty (koszty) związane z uczestnictwem odbiorcy TPA w rynku energii elektrycznej.

Koszty O_{UR} uczestnictwa odbiorcy w rynku energii oblicza się z zależności następującej

$$O_{URr} = K_{TD} + K_{RO} + \kappa_1 \cdot K_{ZZE}$$

K_{TD} - koszt korzystania z łącz teletransmisji zapewniających zdalne pomiary energii elektrycznej,

K_{RO} - koszty powiązane ze sporządzaniem planowanych i rzeczywistych grafik obciążeń elektrycznych, z rozliczaniem odchyłek obciążeń oraz ich przekazywaniem na rynek bilansujący; koszty te ustala uprawniony podmiot (zazwyczaj sprzedawca energii), któremu odbiorca TPA powierzył te czynności lub są to koszty odbiorcy, jeżeli odbiorca sam wykonuje te czynności; zasady rozliczania odbiorców na rynku bilansującym zostały omówione w rozdziale 7.2.2 preskryptu „Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce”,

K_{ZZE} - koszty utrzymania działu obrotu energią elektryczną; dotyczy przede wszystkim odbiorców kupujących duże ilości energii elektrycznej w różnych segmentach rynku, którzy sami prowadzą jej rozliczenia,

$\kappa_1 = 1 \cup 0$, $\kappa_1 = 1$, gdy wystąpi opisane wyżej zdarzenie, w przeciwnym przypadku $\kappa_1 = 0$.

Dla odbiorców detalicznych TPA należących do grup taryfowych G, C11 oraz C12 postać kosztów uczestnictwa w rynku sprowadza się do kosztów K_{RO} . Ich poziom określają sprzedawcy energii.

Odbiorca nTPA zanim zacznie kupować energię elektryczną na zasadzie TPA ponosi koszty wstępne nazywane kosztami wejścia na rynek energii elektrycznej.

Uwzględniając koszty wejścia na rynek, koszty całkowite obciążające odbiorcę TPA w okresie rocznym oblicza się z zależności

$$K_{TPAr} = O_{TPAr} + K_{WRr}$$

O_{TPAr} – całkowita opłata odbiorcy TPA za dostarczaną energię elektryczną w okresie rocznym,

K_{WRr} – roczne koszty wejścia odbiorcy nTPA na rynek energii.

Wg obowiązujących regulacji, kosztów wejścia na rynek nie ponoszą odbiorcy detaliczni zaliczani do grup taryfowych G, C11 oraz C12, gdyż od nich nie wymaga się zmian układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Podstawą obliczania rocznych kosztów wejścia odbiorców TPA na rynek są przede wszystkim koszty układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz powiązanych z nimi układów informatycznych zapewniających lokalną i zewnętrzną teletransmisję wyników dobowo-godzinowych pomiarów energii elektrycznej.

Koszty roczne K_{WRr} wejścia odbiorcy nTPA na rynek energii można zapisać za pomocą wzoru

$$K_{WRr} = K_{UP} + K_{UI} + K_{SIL}$$

K_{UP} - koszty nowego układu pomiarowo-rozliczeniowego lub koszty modernizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego (liczniki, przekładniki pomiarowe),

K_{UI} - koszty urządzeń informatycznych do zdalnej teletransmisji danych pomiarowych,

K_{SIL} - koszty systemu informatycznego, monitorująco-kontrolnego dla odbiorcy TPA.

Odbiorca nTPA powinien kupować energię elektryczną na zasadzie TPA wtedy, gdy zmiana formy zakupu jest dla niego ekonomicznie opłacalna. Podstawą oceny tej opłacalności jest

cena graniczna (krańcowa) porównywana z cenami rynkowymi zakupu energii elektrycznej. Kryterium opłacalności zakupu energii elektrycznej na zasadzie TPA jest wartość ceny granicznej, która jest większa od ceny zakupu energii elektrycznej na rynku.

Ogólnie, wyznaczanie ceny granicznej jest powiązane z opłatą ponoszoną przez odbiorcę nTPA przy zakupie taryfowym energii elektrycznej pomniejszoną o jego koszty wejścia na rynek energii elektrycznej oraz koszty uczestnictwa w rynku. Wyznaczanie ceny granicznej C_{gr} charakteryzuje zależność

$$C_{gr} = \frac{K'_r}{A_r} = \frac{O_{ACr} - K_{WRr} - O_{URr}}{A_r}$$

K'_r - skorygowana roczna opłata za energię czynną pobraną przez odbiorcę nTPA,

O_{ACr} - roczna opłata za energię czynną pobraną przez odbiorcę nTPA,

K_{WRr} - koszty roczne wejścia odbiorcy nTPA na rynek energii,

O_{URr} - koszty roczne uczestnictwa odbiorcy TPA w rynku energii,

A_r - roczne zapotrzebowanie odbiorcy na energię elektryczną.

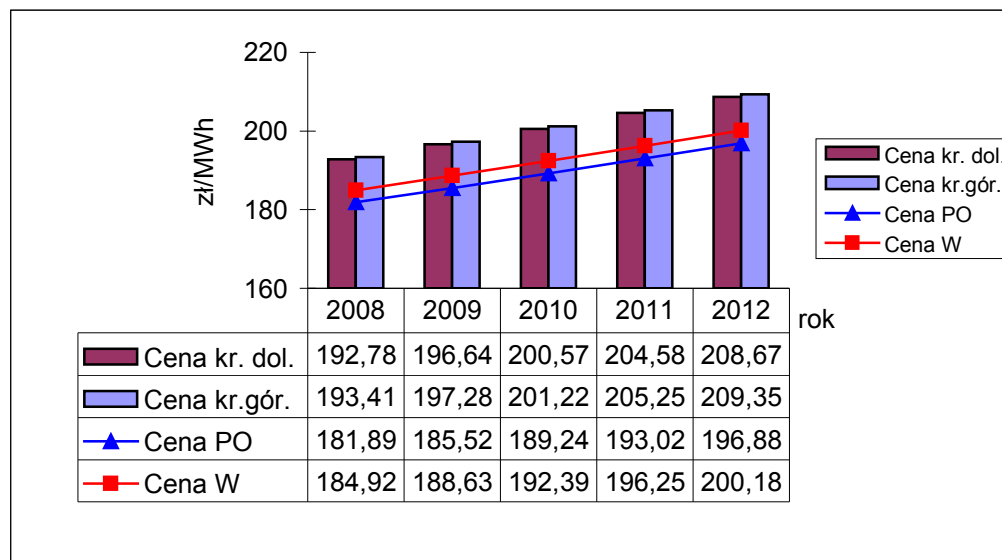
Jak nadmieniono wyżej, aby zakup energii elektrycznej na rynku na zasadzie TPA był dla odbiorcy opłacalny, to relacja ceny granicznej C_{gr} oraz ceny zakupu energii elektrycznej na rynku c_r musi być następująca

$$C_{gr} > c_r$$

Warto podkreślić, że na wyznaczanie ceny granicznej energii elektrycznej nie ma wpływu opłata za usługę dystrybucji energii elektrycznej, natomiast istotnie oddziałuje na nią cena energii elektrycznej przed zmianą formy zakupu z nTPA na TPA, określonej w taryfie dla odbiorcy nTPA.

Biorąc pod uwagę, że odbiorca będzie realizował zakup energii elektrycznej na zasadzie TPA w perspektywie czasu, elementem analizy wymienionej opłacalności powinno być również badanie wrażliwości kryterium opłacalności na rozpatrywaną w nim rynkową cenę zakupu energii elektrycznej.

Przykładowe porównanie ceny granicznej energii elektrycznej z ceną rynkową przedstawiono na rysunku.



3. Zadania

1. Należy zapoznać się z rozdziałem „Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów transmisji danych pomiarowych” w instrukcji ruchu wybranego operatora sieci (np. RWE Stoen Operator) oraz określić wymagania techniczne

jakie powinny spełniać układy pomiarowe i układy transmisji danych odbiorców grupy taryfowej B 22.

Pełna nazwa instrukcji ruchu brzmi : „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Część szczegółowa: bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi”.

2. Należy określić listę sprzedawców energii elektrycznej (sprzedawców rynkowych), którzy podpisali umowę o świadczenie usługi dystrybucji energii z operatorem dystrybucji energii dostarczającemu energię elektryczną odbiorcy TPA, który zamierza skorzystać z zasady TPA. Operatorzy dystrybucji energii to Tauron Dystrybucja oraz RWE Stoen Operator.

3. Rozpatruje się odbiorcę nTPA z ćwiczenia nr 3, który zamierza kupować energię elektryczną na zasadzie TPA.

Należy obliczyć :

- składniki kosztów przy zakupie energii na zasadzie TPA w analizowanych latach,
- cenę graniczną zakupu energii elektrycznej.

Określić czy opłacalny będzie zakup energii elektrycznej na zasadzie TPA przez wymienionego odbiorcę.

Obliczenia należy uzupełnić o wykresy :

- udziałów podstawowych składników opłat w łącznej opłacie rocznej odbiorcy,
- porównania cen granicznych z cenami rynkowymi zakupu energii elektrycznej.

Dane dodatkowe do ww. obliczeń są zawarte w tabelach 1÷3.

Tabela 1. Szacunkowe koszty jednostkowe modernizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego na napięciu ŚN

Rodzaj kosztu	Koszt wysoki	Koszt niski
	zł/przylącze	
Układ pomiarowo-rozliczeniowy (z zainstalowaniem 2 liczników)	11 000	8 000
Przekładnik pomiarowy, prądowy ŚN	9 000	7 500
Przekładnik pomiarowy, napięciowy ŚN	9 000	7 500
Układ do transmisji danych (z uruchomieniem łącza komutowanego)	12 000	10 000
Koszty systemu informatycznego	28 000	24 000

Tabela 2. Dodatkowe koszty roczne związane z zakupem energii elektrycznej na rynku

Rodzaj kosztu	Wartość [zł]	
	Koszt wysoki	Koszt niski
Koszt OHT	140 000	126 000
Koszt dzierżawy łącza telekomunikacyjnego	6 000	4 000
Koszt obsługi systemu informatycznego	5 000	3 000

Tabela 3. Ceny prognozowane na rynku energii elektrycznej (netto)

Rok	2010	2011	2012	2013	2014
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo obrotu, PLN/MWh	198,3	199,8	205,7	213,3	216,6
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej 12 wybranych wytwórców, PLN/MWh	196,6	198,3	203,2	209,1	214,7
Inflacja		2,5%	3,0%	3,0%	3,0%

Ponadto, przyjmuje się, że :

- składniki majątku (liczniki, przekładniki) wymienione w tabeli 1 są amortyzowane wg modelu prostoliniowego przy okresie ich eksploatacji 12 lat. Dla sprzętu komputerowego okres amortyzacji wynosi 5 lat,
- koszt OHT uwzględnia koszty związane z bilansowaniem jednostki graficznej odbiorcy.

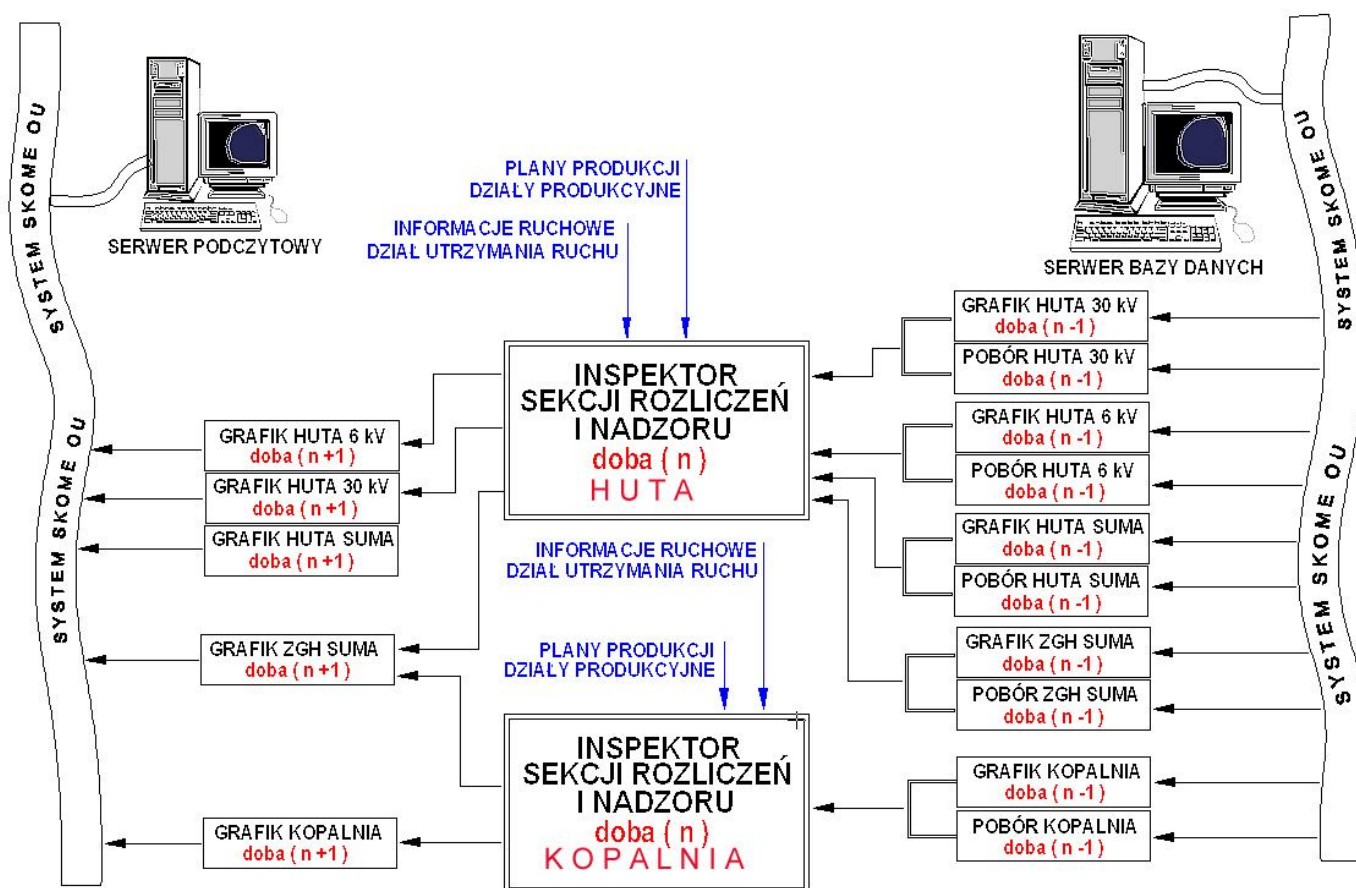
4. Korzystając z instrukcji ruchu, o której mowa w pkt.1, należy zapoznać się z rozdziałem : „Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia”.

Na podstawie wymienionego rozdziału obliczyć i narysować standardowy profil zużycia energii dla wybranej doby roboczej miesiąca, dotyczący odbiorcy grupy taryfowej G. Należy założyć, że planowana, roczna ilość pobranej energii elektrycznej wyniesie 3800 kWh.

Pytania :

1. Jaka jest podstawowa różnica między odbiorcami nTPA a odbiorcami TPA?
2. Jakie podstawowe wymagania muszą spełniać układy pomiarowo-rozliczeniowe większości odbiorców TPA?
3. Jakiem rodzajem grafików zmienności obciążeń elektrycznych posługują się odbiorcy TPA?
4. Jak wyznacza się opłaty za zakup energii elektrycznej w przypadku odbiorców TPA?
5. Jakie ryzyko jest związane z zakupem energii elektrycznej na zasadzie TPA?
6. Co to są koszty uczestnictwa w rynku odbiorców TPA ?
7. Co to są koszty wejścia na rynek odbiorców TPA?
8. Należy napisać zależność ogólną na obliczanie całkowitej opłaty ponoszonej przez odbiorcę, który kupuje energię elektryczną na zasadzie TPA
9. Koszty uczestnictwa w rynku oraz koszty wejścia na rynek są elementami zakupu energii elektrycznej na zasadzie TPA. Należy uzasadnić, które z tych kosztów będą ponosić odbiorcy w gospodarstwach domowych (grupa taryfowa G) zamierzający skorzystać z zasady TPA?
10. Jakie kryterium jest podstawą oceny opłacalności zakupów energii elektrycznej na zasadach rynkowych przez odbiorców nTPA?

Załącznik 1. System planowania handlowych grafików dobowo-godzinowych na dobę $n+1$



Mechanizm korygowania grafików dobowo - godzinowych w ZGH "Bolesław"