



opracował: prof. dr hab. inż. Józef Paska, mgr inż. Piotr Marchel

Ćwiczenie nr 4. Wyznaczanie i optymalizacja kosztów dostarczania energii elektrycznej odbiorcom finalnym

1. Cel ćwiczenia

Celem ćwiczenia jest zapoznanie się z podstawowymi zasadami wyznaczania i optymalizacji opłat taryfowych ponoszonych przez odbiorców finalnych oraz zdobycie praktycznych umiejętności ich obliczania z wykorzystaniem funkcji arkusza kalkulacyjnego Excel.

2. Wprowadzenie

a) Taryfy dla odbiorców finalnych

Zasady budowy i rodzaje taryf dla odbiorców finalnych

System taryfowy, podobnie jak każdy system cen, powinien spełniać rozmaite funkcje. Zwykle wymienia się trzy podstawowe [3, 4, 5, 6]:

- funkcja **dochodowa**, polegająca na zapewnieniu przedsiębiorstwom (wytwórczym, przesyłowym, dystrybucyjnym, obrotu) dochodów pokrywających z nadwyżką bieżące i rozwojowe koszty działalności podstawowej, tj. ponoszone na wytwarzanie, przesyłanie, rozdzielanie i sprzedaż energii elektrycznej;
- funkcja **stymulacyjna (informacyjna)**, polegająca na informowaniu odbiorców o opłacalności stosowania substytutów energii elektrycznej i ich dostępności, o zmienności kosztów wytwarzania i przesyłania, oraz o potrzebie racjonalnego i oszczędnego użytkowania energii elektrycznej, zwłaszcza w okresie wysokiego zapotrzebowania;
- funkcja **rozliczeniowa**, sprowadzająca się do właściwej formy i poprawnych zasad rozliczeń. Taryfy powinny być proste i zrozumiałe dla odbiorców, z tym jednak, że energia nie może być traktowana jako towar jednorodny a jej odbiorcy o bardzo zróżnicowanych charakterystykach poboru mocy i energii nie stanowią monolitycznej grupy [3].

W krajach UE obowiązują „Zalecenia” [1] dotyczące struktury i kształtowania taryf dla odbiorców finalnych:

- Taryfy elektryczne powinny być konstruowane w taki sposób, aby sprzyjały racjonalnej polityce cenowej i odzwierciedlały koszty dostawy energii do poszczególnych kategorii odbiorców (konsumentów). Struktura taryf powinna pobudzać do racjonalnego użytkowania energii elektrycznej oraz eliminowania nadmiernego i marnotrawnego jej zużycia. Taryfy powinny być możliwie jak najprostsze i zrozumiałe dla odbiorcy.

- Spośród różnych stosowanych rozwiązań taryfy dwuczłonowe, tj. oddzielne opłaty za moc i energię elektryczną, najlepiej odzwierciedlają strukturę kosztów energii elektrycznej.
- Należy zaprzestać stosowania taryf o strukturze zachęcającej odbiorców do zwiększania zużycia energii elektrycznej. Do takich taryf należą rozwiązania oferujące coraz niższą cenę jednostkową w miarę wzrostu ilości zużywanej energii elektrycznej (np. taryfa blokowa degresywna).
- Należy eliminować taryfy opracowane na podstawie rzeczowych kryteriów zastosowania energii elektrycznej (np. taryfa dla celów oświetleniowych, grzewczych itp.).
- W celu wyrównania krzywej zapotrzebowania i przenoszenia obciążenia na godziny pozaszczytowe należy upowszechniać taryfy dwuczłonowe, wieloczasowe ze zróżnicowanymi stawkami opłat, zwłaszcza dla odbiorców wyrażających zgodę na szybkie obniżanie zapotrzebowania na życzenie dostawcy.
- Taryfa opłat nie powinna być kształtowana na niskim poziomie, wymuszonym względami socjalnymi lub antyinflacyjnymi; ewentualne kompensowanie skutków wprowadzenia ekonomicznie uzasadnionych taryf powinno odbywać się poza systemem taryfowym.
- Taryfy powinny być przystosowane do wprowadzania w regularnych odstępach zmian stawek opłat w zależności od dynamiki zmian cen paliwa i pozostałych czynników produkcyjnych.

Ponadto w „Zaleceniach” podkreśla się, że taryfy powinny być podawane do publicznej wiadomości (publikowane). Należy także przedstawiać i wyjaśniać społeczeństwu zagadnienia kosztów energii elektrycznej oraz związku między ich poziomem a tendencjami zmian i strukturą taryf elektrycznych.

Taryfa dla odbiorców finalnych (taryfy detaliczne), będąca bardzo istotnym elementem systemu taryfowego stanowi zestaw kryteriów kwalifikowania odbiorców, stosownie do charakteru użytkowania mocy i energii oraz zespół właściwych z punktu widzenia celów polityki taryfowej składników opłat i odpowiadających im stawek. Podaje zatem zasady i stawki, według których następuje rozliczenie za energię elektryczną między dostawcą a odbiorcą finalnym.

Taryfy detaliczne (dla odbiorców finalnych) mogą również realizować cele socjalne lub makroekonomiczne (np. subsydiowanie konsumentów o niskich dochodach lub wybranych gałęzi przemysłu), chociaż jest to sprzeczne z wymaganiami efektywności i zasadami gospodarki rynkowej - cele socjalne powinny być realizowane przez system zabezpieczenia społecznego.

Taryfy detaliczne muszą odzwierciedlać koszty hurtowego zakupu energii elektrycznej przez dystrybutora, koszty utrzymania własnej sieci oraz inne koszty związane z dostawą energii. Cena energii powinna odzwierciedlać krótkookresowe (bieżące) krańcowe koszty produkcji. Cena za moc winna odpowiadać stałym kosztom mocy obejmującym koszty remontów i eksploatacji oraz roczne koszty kapitałowe.

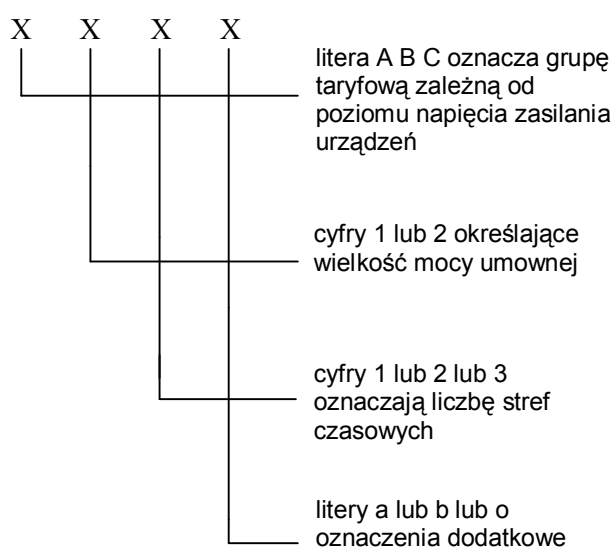
Obecne rozwiązania taryfowe

Podmioty przyłączane do sieci dzieli się na grupy przyłączeniowe i klasyfikuje się w następujący sposób [7, 8]:

- grupa I – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,
- grupa II – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej o napięciu znamionowym 110 kV oraz podmioty przyłączane do sieci rozdzielczej, które wymagają dostaw energii elektrycznej o parametrach innych niż standardowe albo podmioty posiadające własne jednostki wytwórcze współpracujące z siecią,
- grupa III – podmioty przyłączone bezpośrednio do sieci rozdzielczej o napięciu znamionowym większym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
- grupa IV – podmioty przyłączone bezpośrednio do sieci rozdzielczej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
- grupa V – podmioty przyłączone bezpośrednio do sieci rozdzielczej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,
- grupa VI – podmioty przyłączone do sieci poprzez tymczasowe przyłączenie, które będzie na zasadach określonych w umowie, zastąpione docelowym lub podmioty przyłączone do sieci na czas określony, lecz nie dłuższym niż rok.

Podmiot przyłączany do sieci sprzedawcy obowiązany jest wnieść opłatę za przyłączenie. Wysokość opłaty uzależnione jest od grupy przyłączeniowej.

Odbiorcy za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe są rozliczani według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany ze szczególnym uwzględnieniem takich kryteriów jak: poziom napięcia zasilania w miejscu dostarczania energii, wartość mocy umownej, liczba stref czasowych oraz rodzaj stref czasowych. Na rysunku 1 przedstawiono oznaczenia grup taryfowych.



Rys. 1. Oznaczenia grup taryfowych

Ustalono więc następujący sposób konstrukcji symboli grup taryfowych:

Na pierwszym miejscu oznaczenia literowe, grupy zależne od napięcia zasilania:

- A – dla napięcia wysokiego,
- B – dla napięcia średniego,
- C – dla napięcia niskiego,
- G i R – niezależne od napięcia zasilania.

Na drugim miejscu oznaczenia cyfrowe:

- 1 – grupy taryfowe dla odbiorców o mocy umownej równej lub niższej od 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedliczni-

kowego w torze prądowym nie większym niż 63 A,

- 2 – grupa taryfowa dla odbiorców o mocy umownej większej od 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczeń przedlicznikowych w torze prądowym większym od 63 A.

Na trzecim miejscu cyfry oznaczające:

- 1 – grupa taryfowa z rozliczeniem jednostrefowym,
- 2 – grupa taryfowa z rozliczeniem dwustrefowym,
- 3 – grupa taryfowa z rozliczeniem trójstrefowym.

Dla grupy taryfowej C wprowadzono dodatkowe oznaczenia:

- a – rozliczenie w strefach szczytowej i pozaszczytowej,
- b – rozliczenie w strefach dziennej i nocnej.

Według powyższych zasad podziału odbiorców można wyróżnić następujące grupy taryfowe:

- dla odbiorców zasilanych z sieci wysokiego napięcia (WN – 110 kV i wyżej) – A21, A22, A23;
- dla odbiorców zasilanych z sieci średniego napięcia (SN), o mocy przyłączeniowej większej od 40 kW – B21, B22, B23;
- dla odbiorców zasilanych z sieci SN, o mocy przyłączeniowej nie większej od 40 kW – B11, B12;
- dla odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia (nn) o poborze mocy wyższym od 40 kW, z licznikiem energii czynnej wyposażonym we wskaźnik mocy: C21, C22a, C22b, C23;
- dla odbiorców zasilanych z sieci nn o poborze mocy równej lub niższej od 40 kW, z licznikiem energii czynnej bez wskaźników mocy: C11, C12a, C12b;
- dla odbiorców zasilanych niezależnie od poziomu napięcia: G11, G12, R.

Przedstawiony powyżej podział na grupy taryfowe nie wyczerpuje wszystkich obecnych rozwiązań w tym zakresie. W praktyce spotyka się odstępstwa polegające najczęściej na dodaniu nowych grup taryfowych dla odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia (np. grupa trójstrefowa C13 stosowana na Górnym Śląsku przez Vattenfall).

W cenniku energii elektrycznej występują cztery rodzaje taryf:

- taryfy dwuczłonowe, jedno-, dwu- lub trójstrefowe;
- taryfy jednoczłonowe, jedno-, lub dwustrefowe;
- taryfy jednoczłonowe - paramocowe, jedno-, lub dwustrefowe;
- taryfa ryczałtowa.

Wybór taryfy z rozliczeniem za energię elektryczną w strefach czasowych należy do odbiorcy, przy czym wybrana taryfa obowiązuje co najmniej jeden rok.

Rozliczenia są dokonywane na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w okresach rozliczeniowych. Standardowo okresy rozliczeniowe wynoszą:

- jeden miesiąc – dla odbiorców grup taryfowych A21, A22, A23, B11, B21, B22, B23, C21, C22a, C22b;
- dwa miesiące - dla odbiorców grup taryfowych C11, C12a, C12b.

W przypadkach uzasadnionych jest możliwe dokonywanie rozliczeń za pobraną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe w innych okresach rozliczeniowych, zgodnie z zawartą umową.

Odbiorca taryfowy przyłączony do sieci elektroenergetycznej spółki dystrybucyjnej (SD) ponosi wobec niej następujące opłaty:

- za energię elektryczną czynną,
- za usługi przesyłowe (dystrybucyjne),
- opłatę abonamentową,
- za energię elektryczną bierną,
- inne opłaty np. związane z przekroczeniem mocy umownej lub zwiększoną pewnością zasilania.

Opłatę za pobraną energię elektryczną czynną w okresie rozliczeniowym, stanowi suma iloczynów cen energii elektrycznej w danej grupie taryfowej, w danych strefach czasowych i ilości zużytej energii w poszczególnych strefach czasowych, ustalonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowych zainstalowanych w układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Nie dotyczy to grupy taryfowej R, dla której ilość sprzedanej energii ustala się na podstawie uzgodnionego przez strony w umowie czasu pracy urządzeń przyłączonych do sieci i sumy mocy tych urządzeń. Opłata ta związana jest z ponoszonymi przez SD kosztami zakupu energii (PSE – minimalne ilości energii, kontrakty dwustronne, EC, OZE, giełda energii, rynek bilansujący) i kosztami obrotu.

Opłatę oblicza się z zależności:

$$O_{AP} = \sum_{k=1}^n S_{Ak} A_k, \quad (1)$$

gdzie:

O_{AP} – opłata za energię elektryczną czynną wyrażona w zł;

S_{Ak} – cena za energię czynną w strefie czasowej k, zł;

A_k – ilość zużytej energii elektrycznej czynnej w strefie czasowej k, MW·h;

n – liczba rozliczeniowych stref czasowych.

Odbiorcy finalni przyłączeni do sieci, którzy zawarli ze sprzedawcą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę o świadczenie usług przesyłowych, ponoszą opłaty za świadczone przez sprzedawcę usługi w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

Stawka sieciowa za usługę przesyłową jest stawką złożoną ze składników:

- stałego – obliczonego na jednostkę mocy umownej,
- zmiennego – obliczonego na jednostkę energii pobieranej z sieci w miejscu dostarczenia.

Opłatę za usługi przesyłowe (dystrybucyjne) dla odbiorców oblicza się według zależności:

$$O_{UP} = S_S P + \sum_{k=1}^n S_{Zk} A_k, \quad (2)$$

gdzie:

O_{UP} – opłata za usługi przesyłowe wyrażona w zł;

S_S – składnik stały stawki opłaty sieciowej za okres rozliczeniowy, zł/kW/m-c;

P – moc umowna określona dla danego odbiorcy, kW;

S_{Zk} – składnik zmienny stawki opłaty przesyłowej dla strefy czasowej k wyrażony w zł/(MW·h), stanowiący sumę składnika zmiennego stawki sieciowej S_{ZS} i stawki opłaty systemowej S_{Si} ;

A_k – ilość zużytej energii elektrycznej czynnej w strefie czasowej k , objęta usługą przesyłową wyrażonej w MW·h;

n – liczba rozliczeniowych stref czasowych.

Składnik zmienny stawki opłaty przesyłowej S_{Zk} jest ustalony w taryfie w rozbiciu na składnik zmienny opłaty sieciowej i stawkę opłaty systemowej.

Opłata w części stałej za usługi przesyłowe jest rozliczana osobno dla każdego miejsca dostarczania na podstawie wielkości mocy umownej określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub w umowie o świadczenie usług przesyłowych. W przypadku uzgodnienia w umowie warunków stosowania do rozliczeń za usługę przesyłową sumującego układu pomiarowo-rozliczeniowego stawka opłaty za usługę przesyłową w części stałej ulega podwyższeniu. Wysokość współczynnika zwiększającego opłatę stałą określa umowa sprzedaży energii lub umowa o świadczenie usług przesyłowych.

Moc umowna to moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w umowie o świadczenie usług przesyłowych lub umowie sprzedaży energii, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut lub w przypadku rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi w okresie 60 minut.

Moc umowna przyjęta do ustalenia wysokości części stałej opłaty za usługę przesyłową jest określana w umowie o sprzedaż energii elektrycznej i świadczenie usług przesyłowych lub o świadczenie usług przesyłowych, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut¹. Moc umowną należy zamawiać dla każdego z przyłączy na rok kalendarzowy z podziałem na poszczególne miesiące roku w terminie ustalonym w umowie. Przy braku zamówienia, do rozliczeń SD przyjmuje moc umowną analogiczną jak w roku poprzedzającym rok objęty zamówieniem. Nie może być ona mniejsza od mocy optymalnej, ze względu na własności metrologiczne, zainstalowanych przekładników prądowych i liczników energii elektrycznej z uwzględnieniem charakterystyki poboru mocy przez odbiorcę. Przy obniżeniu mocy umownej za zgodą SD w trakcie obowiązywania taryfy, przy ustalaniu opłaty stałej za usługę przesyłową składnik stały stawki sieciowej ulega zwiększeniu o 20% dla okresu objętego korektą.

Zamawiana moc umowna musi być najczęściej określona w jednakowej wysokości na każdy miesiąc roku którego dotyczy. Odbiorca może za zgodą sprzedawcy zamówić moc umowną w niejednakowych wartościach na poszczególne miesiące roku. W takim przypadku opłatę za usługę przesyłową w części stałej stawki sieciowej mnoży się przez odpowiedni współczynnik. Wielkości mocy w poszczególnych okresach rozliczeniowych oraz zasady rozliczeń ustala umowa.

¹ IV TARYFA DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Vattenfall Distribution Poland S.A. z siedzibą w Gliwicach

W przypadku gdy odbiorca jest zasilany z jednego węzła sieci poprzez więcej niż jedno przyłącze i przyłącza wykorzystane są jednocześnie, moc umowna jest równa sumie mocy umownych określonych dla każdego przyłącza z wyjątkiem poniższego przypadku.

W przypadku posiadania przez odbiorcę więcej niż jednego przyłącza, gdy przyłącza rezerwowe o mocach umownych P_i określonych dla każdego z nich stanowią zasilanie rezerwowe przyłącza głównego o mocy umownej P_1 , tzn. są załączane alternatywnie wobec przyłącza głównego, oraz spełniony jest warunek, iż moc umowna określona dla każdego z przyłączy rezerwowych jest mniejsza lub równa mocy umownej przyłącza głównego ($P_i \leq P_1$), wówczas moc umowną oblicza się wg następującej formuły:

$$P = P_1 + 0,25 \sum P_i \quad (3)$$

Za przekroczenie w okresie rozliczeniowym mocy umownej jest pobierana opłata w wysokości stanowiącej iloczyn dwukrotności składnika stałego stawki sieciowej oraz sumy maksymalnych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną 15-minutową, wyznaczanych w cyklach godzinowych lub jeśli urządzenia pomiarowe na to nie pozwalają maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną 15-minutową. Opłat tych nie pobiera się, jeżeli przekroczenie poboru mocy nastąpiło w wyniku awarii w sieci sprzedawcy lub na polecenie jego organu dyspozytorskiego.

Zagadnienie pewności zasilania rozwiązano poprzez ustalenie trzech stopni pewności zasilania, związanych z liczbą ciągów zasilania urządzeń odbiorcy. Odbiorcy, którzy w wystąpieniach o techniczne warunki zasilania lub w umowie zgłosili wymaganie zapewnienia zwiększonej pewności zasilania, ponoszą podwyższone opłaty w części stałej opłaty za usługę przesyłową, w wysokości zależnej od realizowanego stopnia pewności zasilania. Wystąpienie w okresie obrachunkowym, z winy dostawcy, pewności zasilania niższej od ustalonej w umowie (unieruchomienie ciągu zasilania z przyczyn innych niż siły wyższe) powoduje zwrot opłaty za pewność zasilania w wysokości wynikającej ze skali jego obniżenia i czasu trwania wyrażonego w pełnych godzinach.

Ustalono następujące stopnie pewności zasilania i odpowiadające im mnożniki do stawek opłat za moc umowną:

- **Stopień podstawowy**, gdy urządzenia elektroenergetyczne odbiorcy są połączone z jednym ciągiem zasilania - współczynnik opłat za moc umowną z tytułu pewności zasilania wynosi 1,0.
- **Stopień wyższy**, gdy urządzenia elektroenergetyczne odbiorcy są połączone z dwoma ciągami zasilania. Podwyższonej współczynnikiem 1,5 opłacie podlega moc umowna, której dostarczanie jest zapewnione z drugiego ciągu zasilania.
- **Stopień najwyższy**, gdy urządzenia elektroenergetyczne odbiorcy są połączone z trzema lub więcej ciągami zasilania. Podwyższonej współczynnikiem 1,5 opłacie podlega ta moc umowna, której dostarczanie jest zapewnione drugim ciągiem zasilania a opłacie podwyższonej współczynnikiem 2,0 ta moc umowna, której dostarczanie jest zapewnione z trzeciego i dalszych ciągów zasilania.

Za **ciąg zasilania** uważa się zespół elementów sieciowych dostawcy (linii, rozdzielnic stacyjnych, transformatorów) w normalnym układzie pracy, poprzez które energia elektryczna jest dostarczana do urządzeń elektroenergetycznych odbiorcy. Żaden element jednego ciągu zasilania

lania (poza układem samoczynnego załączania rezerwy) nie może należeć do innych ciągów zasilania. Ciąg zasilania powinien obejmować (co najmniej) następujące elementy:

- sieć na napięciu zasilania urządzeń elektroenergetycznych odbiorcy,
- stację redukcyjną zasilającą tę sieć,
- sieć wyższego napięcia, do której są przyłączone stacje redukcyjne.

Zwiększona pewność zasilania występuje tylko wówczas, gdy:

- ciągi zasilania w punktach przyłączenia do elementów urządzeń odbiorcy są w ciągłej gotowości (znajdują się pod napięciem) do dostarczania energii elektrycznej,
- ciągi zasilania są załączane urządzeniami do samoczynnego załączania rezerwy.

W przypadku zwiększonej pewności zasilania wynikającej z przyłączenia urządzeń odbiorcy do wspólnej sieci elektroenergetycznej za pomocą dwóch lub więcej linii zasilających (w danym ciągu zasilania), współczynnik zwiększający opłaty za moc umowną podlega ustaleniu w drodze negocjacji między dostawcą a odbiorcą.

Przy rozliczeniach z zastosowaniem układów sumujących podwyższony współczynnikiem 1,5 opłacie podlega ta część mocy umownej, która może być dostarczona każdym z dwóch ciągów zasilania, a współczynnikiem 2,0 ta część umownej, która może być dostarczona każdym z trzech lub więcej ciągów zasilania.

Opłaty abonamentowe. Odbiorcy energii elektrycznej z tytułu prowadzonej przez SD obsługi handlowej, polegającej na odczytywaniu wskazań układów pomiarowych i ich kontroli, wystawianiu faktur oraz ich dostarczaniu, prowadzeniu ewidencji wpłat należności i innej ewidencji zapewniającej poprawność rozliczeń, związanej ze sprzedażą energii elektrycznej lub jej przesyłaniem obciążani są miesięczną opłatą abonamentową. Stawki te zostały skalkulowane w przeliczeniu na układ pomiarowo-rozliczeniowy, na odbiorcę. Opłaty abonamentowe pobiera się w cyklu miesięcznym (zł/m-c), w pełnej wysokości niezależnie od tego, w którym dniu nastąpiło zawarcie lub rozwiązanie umowy. Dotyczą one zarówno odbiorcy zakupującego u sprzedawcy energię elektryczną i usługi przesyłowe, jak i odbiorcy zakupującego jedynie usługi przesyłowe.

Rozliczeniami za pobór energii biernej są objęci odbiorcy zasilani z sieci WN i SN (grupy taryfowe A i B) oraz w przypadkach uznanych przez dostawcę za uzasadnione również odbiorcy zasilani z sieci nn (grupa taryfowa C) użytkujący odbiorniki o charakterze indukcyjnym, o ile zostało to określone w technicznych warunkach przyłączenia, w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub w umowie o świadczenie usług przesyłowych.

Opłacie podlega **ponadumowny pobór energii biernej**, rozumiany jako pobór energii elektrycznej przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ wyższym od współczynnika $\text{tg}\varphi_0$, określonego w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie o świadczenie usług przesyłowych, zwanego dalej umownym współczynnikiem mocy, lub pobór energii biernej indukcyjnej przy braku poboru energii czynnej, a także pobór energii czynnej przy współczynniku pojemnościowym, tj. przy $\text{tg}\varphi < 0$.

Jeżeli układ pomiarowo-rozliczeniowy umożliwia wyznaczenie poboru energii biernej w strefach czasowych, to rozliczeniom podlega nadwyżka tej energii w strefach szczytowych lub dziennych dni roboczych. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy uniemożliwia rozliczenie w strefach czasowych, sposób rozliczenia określa umowa. W okresie rozliczenio-

wym opłacie podlega ponadstandardowy pobór energii biernej określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości umownego współczynnika $\text{tg}\varphi_0$. Jeżeli wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ nie została określona w warunkach przyłączenia, umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie o świadczenie usług przesyłowych, do rozliczeń przyjmuje się $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$. Opłatę za nadwyżkę energii biernej ponad ilość wynikającą ze współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ oblicza się według zależności (stosuje się tylko, gdy $\text{tg}\varphi > \text{tg}\varphi_0$):

$$O_b = k \cdot C_{rk} \left(\sqrt{\frac{1 + \text{tg}^2 \varphi_k}{1 + \text{tg}^2 \varphi_0}} - 1 \right) \cdot A, \quad (4)$$

gdzie:

O_b – opłata za nadwyżkę energii biernej, w przypadku kiedy $\text{tg}\varphi > \text{tg}\varphi_0$, wyrażona w zł;

C_{rk} – średnia cena energii na rynku konkurencyjnym ogłaszana przez prezesa URE w zł/jednostkę energii;

A – energia elektryczna czynna pobrana wyrażona w jednostkach energii;

k – ustalona w taryfie krotność ceny C_{rk} .

W przypadku poboru energii biernej indukcyjnej przy braku poboru energii czynnej odbiorca ponosi w okresie rozliczeniowym opłatę wynikającą z iloczynu całej ilości pobranej energii biernej i 2-krotnej wysokości stawki S_{Zs} , określonej dla grupy taryfowej, w której rozliczany jest odbiorca. Odbiorca pobierający energię czynną przy współczynniku pojemnościowym (przekompensowanie), o ile umowa nie stanowi inaczej, ponosi opłatę wynikającą z iloczynu całej ilości energii biernej wprowadzonej do sieci sprzedawcy w okresie rozliczeniowym i 2-krotnej wysokości stawki S_{Zs} . W przypadku, gdy odbiorca zasilany jest z kilku przyłączy, opłaty za ponad umowny pobór energii biernej oblicza się dla każdego przyłącza oddzielnie. W uzasadnionych przypadkach, odbiorca może być rozliczany za łączny pobór energii biernej z określonych przez SD przyłączy.

Taryfa (cennik) precyzuje także rodzaje i wysokość **opłat dodatkowych** (kar) za czynności dostawcy w związku z dostarczaniem energii elektrycznej oraz za naruszanie warunków umów o dostarczanie energii elektrycznej ze wspólnej sieci.

W przypadku niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w rozporządzeniu przyłączeniowym [7] (lub jeśli odbiegają od standardowych – określonych w umowie), odbiorcom, na ich wniosek przysługują **bonifikaty** i **upusty**, w wysokości określonej w taryfie lub umowie. Rozporządzenie taryfowe przewiduje bonifikaty i upusty za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego, za przerwy w zasilaniu i za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców².

W myśl tego rozporządzenia za każdą niedostarczoną jednostkę energii odbiorcy przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej za okres, w którym wystąpiła przerwa; ilość nie dostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa, ustala się na podstawie poboru energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem dopuszczalnych przerw określonych w umowie.

Do niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców kwalifikuje się, m.in.:

² Art. 41 i 42 rozporządzenia „taryfowego”.

- nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
- niepowiadomienie z odpowiednim wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie energii elektrycznej, w formie określonej odpowiednimi przepisami;
- nieudzielenie na żądanie odbiorcy informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf.

Odbiorca otrzymuje fakturę, której wartość w ogólnym przypadku jest sumą opłat za pobraną energię czynną O_{AP} , bierną O_b , za usługi przesyłowe O_{UP} , za kary umowne K_k , za opłaty eksploatacyjne i inne opłaty stałe K_e , zmniejszoną o wartość upustów K_u (np. za niedotrzymanie ustalonej w umowie pewności zasilania).

Odbiorca finalny zostaje obciążony opłatą według następującej zależności:

$$F = O_{AP} + O_b + O_{UP} + O_{pu} + O_e + O_k - O_u, \quad (5)$$

gdzie:

O_{AP} – opłata za pobraną energię czynną;

O_b – opłata za pobraną energię bierną indukcyjną i (lub) wprowadzoną do sieci energię bierną pojemnościową;

O_{UP} – opłata przesyłowa (za usługi przesyłowe);

O_{pu} – opłata za przekroczenie mocy umownej;

O_e – opłata abonamentowa (eksploatacyjna);

O_k – opłata karna;

O_u – wartość upustów (np. za niedotrzymanie standardów jakościowych).

b) Optymalizacja opłat odbiorcy za moc i energię elektryczną

Średnia taryfowa cena energii może być uznana za jeden z mierników oceny gospodarki elektroenergetycznej odbiorcy, w szczególności odbiorcy (zakładu) przemysłowego. Naturalne jest dążenie odbiorcy do jej minimalizacji:

$$c = \frac{F}{A} \rightarrow \min, \quad (6)$$

Możliwości w tym zakresie są następujące:

A. Bez zmiany dostawcy energii:

- optymalizacja wartości i trybu zamawiania mocy umownej,
- przestrzeganie dyscypliny poboru mocy i eliminacja lub minimalizacja opłat za moc pobraną ponad moc umowną,
- właściwa gospodarka mocą i energią bierną i eliminacja lub minimalizacja opłat za ponadumowny pobór energii biernej,
- właściwa gospodarka mocą i energią czynną i minimalizacja opłat za pobraną energię czynną,
- zawieranie umów indywidualnych z dostawcą z wynegocjonowanymi stawkami taryfowymi,
- egzekwowanie wszelkich przewidzianych systemem taryfowym upustów,
- eliminacja opłat karnych.

- B. Zmiana dostawcy, czyli skorzystanie z prawa dostępu do sieci³ (zasada TPA – Third Party Access).

Zasadnicze środki, przez które odbiorca niekorzystający z zasady TPA (odbiorca taryfowy) może osiągnąć minimalizację średniej ceny zakupu energii elektrycznej (i w konsekwencji minimalizację kosztów energii) są następujące:

- minimalizacja średniej stawki opłat za pobraną energię czynną,
- minimalizacja mocy obrachunkowej P_o ,
- optymalizacja mocy umownej P .

Średnia cena za pobraną energię czynną c zależy od rozkładu zużycia energii w strefach czasowych doby. Wyrażona w jednostkach względnych, tj. odniesiona do stawki za energię czynną całodobową S_{Ac} , może być obliczona z zależności:

- taryfy z rozliczeniem jednostrefowym

$$k^{(1)} = \frac{c}{S_{Ac}} = 1, \quad (7)$$

- taryfy z rozliczeniem dwustrefowym
 - a) rozliczenie w strefach szczytowej i pozaszczytowej

$$k^{(2a)} = \frac{c}{S_{Ac}} = k'_{Aps} + \alpha_s (k'_{As} - k'_{Aps}), \quad (8)$$

gdzie:

k_{Aps} - względna stawka opłat za pobraną energię czynną pozaszczytową (S_{Aps}/S_{Ac}); k_{As} - względna stawka opłat za pobraną energię czynną szczytową (S_{As}/S_{Ac}); α_s - udział energii pobranej w strefie szczytowej;

- b) rozliczenie w strefach dziennej i nocnej

$$k^{(2b)} = \frac{c}{S_{Ac}} = k'_{An} + \alpha_d (k'_{Ad} - k'_{An}), \quad (9)$$

gdzie:

k_{An} - względna stawka opłat za pobraną energię czynną nocną (S_{An}/S_{Ac});
 k_{Ad} - względna stawka opłat za pobraną energię czynną dzienną (S_{Ad}/S_{Ac});
 α_d - udział energii pobranej w strefie dziennej;

- taryfy z rozliczeniem trójstrefowym

$$k^{(3)} = \frac{c}{S_{Ac}} = k'_{Ad} + \alpha_s (k'_{As} - k'_{Ad}) - \alpha_n (k'_{Ad} - k'_{An}), \quad (10)$$

gdzie: α_n - udział energii pobranej w strefie pozaszczytowej nocnej.

³ Zgodnie z Rozporządzeniem z 20 stycznia 2003 roku prawo do korzystania z usług przesyłowych, nabyli od dnia 1 stycznia 2004 roku odbiorcy, którzy w ciągu roku kalendarzowego zakupili energię elektryczną na własny użytek, w ilości nie mniejszej niż 1 GW·h; wliczając ilość energii wyprodukowanej we własnych źródłach. Pozostali odbiorcy zostali odbiorcami uprawnionymi z dniem 1 stycznia 2006 roku. Zgodnie z dyrektywą 2003/54/EC [2] 1.07.2004 r. prawo dostępu do sieci otrzymali odbiorcy niebędący gospodarstwami domowymi a 1.07.2007 r. – wszyscy odbiorcy.

Dysponując prognozą podziału zapotrzebowania energii na poszczególne strefy czasowe, odbiorca może wyznaczyć z zależności (7) - (10) wartości względnych średnich stawek opłat za pobraną energię czynną k' w taryfach właściwej dla niego grupy taryfowej. Optymalną dla odbiorcy będzie taryfa o najniższej wartości k' .

Wartość mocy obrachunkowej ma charakter losowy, może się więc zdarzyć pobór mocy znacznie wyższy od przeciętnego. Można do tego nie dopuścić instalując układy do kontroli poboru mocy, prognozowania jego przyszłej wartości, ostrzegania przed możliwością przekroczenia określonego poziomu (limitu) mocy i sterowania działaniami mającymi na celu ograniczenie tego poboru. Oczywiście, ograniczanie poboru jest możliwe tylko w przypadku występowania u odbiorcy odbiorników energii elektrycznej, które można okresowo wyłączać lub zmniejszać pobieraną przez nie moc.

Moc umowna jest określona jako „moc odpowiadająca największemu przewidywanemu 15-minutowemu obciążeniu czynnemu”, jednak optymalna (z punktu widzenia odbiorcy) moc umowna, tj. zapewniająca mu minimum opłat zależnych od tej mocy, nie zawsze wystąpi dla maksymalnej wartości 15-minutowego obciążenia czynnego.

Wartość optymalnej mocy umownej zależy od:

- relacji między stawkami - za przekroczenie mocy umownej i skorygowanej opłaty za moc umowną (po uwzględnieniu zwiększenia lub zmniejszenia miesięcznej stawki za moc umowną w zależności od trybu zamawiania mocy, pewności zasilania i rodzaju układu pomiarowego),
- sposobu kontroli i rozliczania przekroczeń mocy umownej,
- długości m (w miesiącach) okresu o stałej wartości mocy umownej,
- zbioru m wartości mocy maksymalnej (obrachunkowej), $\{P_{sj}\} = \{P_{s1}, P_{s2}, \dots, P_{sm}\}$.

Planowanie mocy umownej można oprzeć na przewidywaniu z założonym prawdopodobieństwem wartości i liczby przekroczeń mocy umownej, uwzględniając relacje między stawkami i długość okresu, w którym obowiązywałyby ta wartość mocy umownej.

Prognoza obciążenia w zakresie zapotrzebowania na moc, rozumiana jako największe wartości mocy w poszczególnych miesiącach oraz największe wartości mocy w strefie szczytowej, pozwala na ustalenie jednej lub kilku wartości optymalnej mocy umownej.

Po uzyskaniu uprawnienia do korzystania z sieci przesyłowej, odbiorca po przeanalizowaniu kosztów zakupu energii elektrycznej określonych w taryfie przedsiębiorstwa dystrybucyjnego (zgodnie z zależnością 5), do którego jest lokalnie przyłączony, może porównać warunki oferowane przez innych dostawców i zdecydować czy pozostać odbiorcą taryfowym czy zmienić dostawcę. W tym przypadku ceny i stawki opłat są ustalane w drodze negocjacji. Dzięki temu odbiorcy z prawem TPA pośrednio wpływają na mechanizm kształtowania taryf. W procesie ustanawiania taryf spółki dystrybucyjne biorą pod uwagę poza kosztami własnymi także warunki zewnętrzne panujące na rynku energii.

Uzyskanie prawa do korzystania z usług przesyłowych nie oznacza automatycznie przejęcia odpowiedzialności za zasilanie. Mogą wystąpić dwa odmienne zachowania: aktywne i pasywne. Odbiorcy pasywni pozostają odbiorcami taryfowymi, zasilanymi przez spółki dystrybucyjne na dotychczasowych zasadach. Prawo do korzystania z usług przesyłowych i wynikająca z tego swoboda wyboru dostawcy przenosi na odbiorcę odpowiedzialność za wyne-

ujawianie cen i warunków dostawy energii elektrycznej. Przy podejmowaniu decyzji o zmianie dostawców odbiorca określa pewną graniczną wartość oszczędności, która uzasadnia zmianę dostawcy. Jeśli oszczędności ze zmiany dostawcy są zbyt niskie i nie rekompensują ryzyka związanego z przejściem odpowiedzialności za swoje zaopatrzenie, wówczas uprawniony odbiorca może nie chcieć zrezygnować z bezpieczeństwa obrotu taryfowego w przedsiębiorstwie sieciowym.

Odbiorca, który zdecyduje się na skorzystanie z prawa do zmiany dostawcy, może realizować swój wybór dwoma sposobami:

- Odbiorca z TPA staje się uczestnikiem rynku bilansującego⁴, nabywając energię u wytwórców, na giełdach energii i w przedsiębiorstwach obrotu energią oraz dokonując rezerwowych zakupów energii (bilansowania) na rynku bilansującym prowadzonym przez operatora systemu przesyłowego.
- Odbiorca z TPA może także dokonywać bilansowania u operatora sieci rozdzielczych, do którego sieci jest podłączony, kupując energię elektryczną od producentów, przedsiębiorstw obrotu i innych operatorów rozdzielczych [5].

Decyzja o zmianie dostawcy może być oparta na następujących motywach:

- minimalizacja opłat przesyłowych, przez wybór dostawcy o korzystniejszej lokalizacji w sieci w stosunku do odbiorcy;
- minimalizacja kosztu zakupu energii elektrycznej;
- ograniczenie ryzyka wynikającego ze zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną, sprowadzające się do ustalenia strony przejmującej rozliczenia z rynkiem bilansującym odchylenia ilości zakontraktowanej od rzeczywistego poboru;
- ograniczenie ryzyka zmienności cen na rynku hurtowym, zarówno na rynku bilansującym, jak i w kontraktach dwustronnych;
- maksymalizacji korzyści warunków finansowych.

Opłata miesięczna odbiorcy uprawnionego składa się z dwóch części:

- Opłaty za zakupioną energię od wybranego dostawcy (sprzedawcy) O_A .
- Opłaty za usługę przesyłową i bilansowanie O_{UP+B} .

$$F = O_A + O_{UP+B} = O_{AP} + O_e^A + O_{UP+B} = \sum_{k=1}^n S_{Ak} A_k + O_e^A + O_{UP+B} \quad (11)$$

⁴ Cechy energii elektrycznej jako towaru oraz konieczność zapewnienia niezawodnej dostawy energii elektrycznej wymagają zapewnienia sobie przez odbiorcę z TPA rezerwowej sprzedaży energii (bilansowania). Zapotrzebowanie na energię elektryczną zmienia się w każdej godzinie, tworząc profil zapotrzebowania. Bardzo trudno jest dopasować kontrakty do prognozowanego zapotrzebowania, przez co uzyskać całkowite zbilansowanie w czasie fizycznego poboru energii elektrycznej z sieci. I dlatego mechanizm bilansowania może być zapewniony przez operatora sieci przesyłowej (OSP), jeśli odbiorca jest uczestnikiem rynku bilansującego lub operatora sieci rozdzielczej (OSR), jeżeli odbiorca dokonuje zakupów energii elektrycznej na rynku, ale nie jest uczestnikiem rynku bilansującego.

przy czym:

$$O_{UP+B} = \begin{cases} O_{UP+B}^{OSR} \\ O_{UP+B}^{OSP} \end{cases} = \begin{cases} O_e^{OSR} + S_{DS}P + \sum_{k=1}^n (S_{DZk} + S_S)A_k + O_{pu} + O_b + O_k - O_u + O_B^{OSR} \\ O_e^{OSP} + S_{PS}P + \sum_{k=1}^n (S_{PZk} + S_S + S_R)A_k + O_{pu} + O_b + O_k - O_u + O_B^{OSP} \end{cases} \quad (12)$$

gdzie:

O_e^A – miesięczna opłata abonamentowa (eksploatacyjna) za sprzedaż energii elektrycznej;

O_{UP+B}^{OSR} – miesięczna opłata za usługę przesyłową w przypadku bilansowania zapotrzebowania przez OSR;

O_{UP+B}^{OSP} – miesięczna opłata za usługę przesyłową w przypadku bilansowania zapotrzebowania przez OSP;

O_e^{OSR} – miesięczna opłata abonamentowa za świadczenie usługi dystrybucyjnej;

O_e^{OSP} – miesięczna opłata abonamentowa za świadczenie usługi przesyłowej;

S_{DS} – naliczany miesięcznie składnik stały stawki sieciowej opłaty dystrybucyjnej, zł/MW;

S_{PS} – naliczany miesięcznie składnik stały stawki sieciowej opłaty przesyłowej, zł/MW;

S_{DZk} – składnik zmienny stawki sieciowej opłaty dystrybucyjnej, zł/MWh;

S_{PZk} – składnik zmienny stawki sieciowej opłaty przesyłowej, zł/(MW·h);

S_S – stawka systemowa opłaty dystrybucyjnej, zł/(MW·h);

S_R – stawka rozliczeniowa opłaty przesyłowej, zł/(MW·h);

O_B^{OSR} – opłata za bilansowanie przez OSR;

O_B^{OSP} – opłata za bilansowanie przez OSP.

Jeżeli odbiorca zdecyduje się zostać uczestnikiem rynku bilansującego prowadzonego przez OSP, musi się liczyć z obowiązkiem podpisania szeregu umów:

- umowa o świadczenie usług przesyłowych z OSR, do którego sieci jest przyłączony. W niej powinny być dokładnie sformułowane techniczne warunki dostawy, zasady pomiarów pobranej energii i sposób przekazywania tych informacji do OSP, który będzie dokonywał bilansowania tego uczestnika;
- umowa przesyłowa z OSP, dotycząca zasad uczestnictwa na rynku bilansującym⁵;
- umowy na zakup energii elektrycznej z wytwórcami, pośrednikami lub innymi operatorami sieci rozdzielczych;
- umowy z giełdami energii, jeżeli odbiorca zdecyduje się na taką formę zakupu energii.

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.

⁵ Zasady uczestnictwa w rynku bilansującym określa „Regulamin rynku bilansującego”.

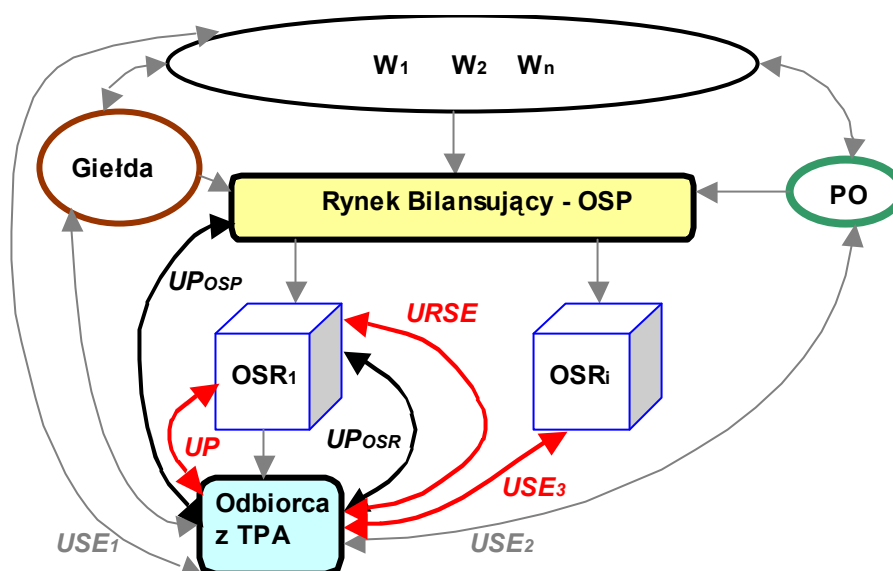
- Przekazywać OSP do godziny 10⁰⁰ dnia poprzedzającego dostawę grafiki kontraktów bilateralnych i transakcji giełdowych.
- Dokonywać rozliczeń zakupionej energii z dostawcami, pośrednikami, giełdami energii i OSP.

Jeśli natomiast odbiorca korzystający z zasady TPA powierza bilansowanie swojego zapotrzebowania operatorowi sieci rozdzielczej, do której jest przyłączony, wówczas musi zawrzeć umowy z lokalnym OSR:

- umowę o świadczenie usług przesyłowych – UP,
- umowę określającą zasady bilansowania – URSE.

Oczywiście odbiorca zawiera dodatkowo umowy na zakup energii elektrycznej z wytwórcami, pośrednikami lub innymi operatorami sieci rozdzielczych.

Umowa podpisana z lokalnym OSR powinna precyzować zasady przyjmowania grafik odbiorcy, a także określać ceny rezerwowej sprzedaży energii. Na rynku bilansującym, gdzie operatorem jest OSR, zwykle występuje duża zmienność cen, zatem lokalny OSR dokonujący rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej na tym rynku, będzie próbował uniknąć ryzyka, obciążając kosztami bezpośrednio odbiorców.



Rys. 2. Mechanizm bilansowania i zawierania umów pomiędzy odbiorcą z TPA a pozostałymi podmiotami na rynku elektroenergetycznym: W - wytwórcy energii elektrycznej, OSP - operator sieci przesyłowych, OSR - operator sieci rozdzielczych, PO - przedsiębiorstwo obrotu, UP_{OSP} - umowa o świadczenie usług przesyłowych z OSP, UP_{OSR} - umowa o świadczenie usług przesyłowych z OSR, USE - umowa sprzedaży energii elektrycznej; kolorem czarnym zaznaczono umowy wymagane w sytuacji bilansowania odbiorcy przez OSP (przypadek a); kolorem czerwonym zaznaczono umowy zawierane, gdy bilansowania dokonuje lokalny OSR (przypadek b)

Umowy z giełdami oraz innymi sprzedawcami energii muszą także określać, w jaki sposób wielkości zakontraktowane będą uwzględniane w pozycji kontraktowej lokalnego OSR na rynku bilansującym. Dla przykładu, jeśli odbiorca z TPA zakupi 150 MW·h na daną godzinę doby handlowej od wytwórcy W, to musi tę informację przekazać OSR, który przedstawi zakup na rynku bilansującym jako własny od wytwórcy W. Jednocześnie wytwórca W musi

zgłosić na rynku bilansującym, że 150 MW·h jest zakupem dokonany przez OSR, do którego sieci odbiorca z TPA jest przyłączony.

Na rys. 2 przedstawiono graficznie zasadę zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę z TPA: a) będącego uczestnikiem rynku bilansującego (kolor czarny), b) korzystającego z usług lokalnego OSR (kolor czerwony).

Pomimo że liczba odbiorców uprawnionych do korzystania z prawa wyboru dostawcy (zasady TPA) jest już duża, a od lipca 2007 roku prawo to uzyskali wszyscy odbiorcy, to jak na razie poziom wykorzystania tych możliwości nie jest zbyt wysoki.

Zmiana dotychczasowych zasad bilansowania, zidentyfikowanych jako jedna z barier w korzystaniu przez odbiorców z prawa do zmiany sprzedawcy, była w 2005 r. przedmiotem prac Zespołu ds. Rozwiązań Systemowych Rynku Energii Elektrycznej, któremu przewodniczył Prezes URE. Został przygotowany przez PSE–Operator SA w konsultacji z pracownikami URE dokument na temat grupowego bilansowania handlowego odbiorców energii, zlokalizowanych w różnych miejscach systemu i przyłączonych do różnych poziomów napięć w systemie. Zawarta w nim koncepcja, ułatwiająca odbiorcom aktywny udział w rynku energii, została następnie wykorzystana w opracowanym przez PSE–Operator SA projekcie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), gdzie przyjęto zasadę bilansowania ponadobszarowego.

Prezes URE wydał 15 lipca 2005 r. *komunikat w sprawie założeń do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych*. Prezes URE określił w nim m.in. warunki, którymi powinny kierować się OSD w trakcie opracowywania instrukcji sieci rozdzielczych. Wskazał, że operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni:

- umożliwić odbiorcom zgłaszanie grafików zagregowanych,
- zaprzestać stosowania upustów poza przypadkami określonymi w taryfie,
- ograniczyć wymagania techniczne niezbędne przy zmianie sprzedawcy do jednego układu pomiarowo-rozliczeniowego, umożliwiającego godzinowe rejestrowanie zużycia energii i jednej drogi transmisji danych,
- zaprzestać żądania od odbiorców zmieniających sprzedawcę energii elektrycznej wymiany przekładników prądowych z jednym rdzeniem pomiarowym i zmiany klasy dokładności liczników,
- ograniczyć żądania od odbiorców z TPA gwarancji bankowych na pokrycie kosztów odchyleń.

3. Zadania do wykonania

Do wykonania poniższych zadań należy użyć arkusza kalkulacyjnego Excel z pakietu MS Office.

- 1) Odbiorca końcowy należący do grupy taryfowej ... pobiera energię elektryczną z sieci dystrybucyjnej Odbiorca ten zasilany jest za pośrednictwem jednego przyłącza wyposażonego w odrębny rozliczeniowy układ pomiarowy – jednostrefowy układ ze wskaźnikiem mocy do pomiarów półpośrednich. W umowie określono moc umowną w wysokości ... kW. W miesięcznym okresie obrachunkowym urządzenia pomiarowe wykazały:
 - energia czynna całodobowa: ... kW·h,
 - energia bierna całodobowa: ... kvar·h.

Obliczyć miesięczne opłaty za moc i energię elektryczną ponoszone przez odbiorcę oraz średni koszt jednej kilowatogodziny. Należy obliczyć oraz przedstawić w sposób graficzny poszczególne składniki opłat. Obliczenia należy wykonać przy uwzględnieniu obowiązującej taryfy.

- 2) Odbiorca jest zasilany z sieci średniego napięcia Średni pobór energii elektrycznej czynnej, w poszczególnych godzinach doby w ostatnim miesiącu został przedstawiony w tabeli poniżej.

Tabela 1. Dane analizowanych wariantów inwestycji elektroenergetycznej

| Pobór energii czynnej (kW·h) | | |
|------------------------------|---------------|------------------|
| Godziny | Dzień roboczy | Dzień świąteczny |
| 0.00 – 0.59 | ... | ... |
| 1.00 – 1.59 | ... | ... |
| ... | ... | ... |
| 23.00 – 23.59 | ... | ... |

Należy dokonać wyboru najkorzystniejszej dla niego grupy taryfowej i przedstawić porównanie graficznie. Pozostałe dane:

- moc umowna odbiorcy ... kW
- energia bierna całodobowa ... kvar·h

4. Sprawozdanie

Sprawozdanie powinno zawierać:

- 1) Tabelę tytułową (nazwa i numer ćwiczenia, nazwiska i imiona wykonujących ćwiczenie, data wykonania ćwiczenia oraz data oddania sprawozdania);
- 2) Rozwiązania zadań wraz z opisem i koniecznymi wykresami i schematami;
- 3) Wnioski i obserwacje z wykonanego ćwiczenia.

5. Literatura

- [1] Council Recommendation of 27 October 1981 on Electricity Tariff Structures in the Community. Official Journal of the European Communities. No L 337/12, 24.11.1981.
- [2] Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules of internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC. Official Journal of the European Union, L 176 15.7.2003. Tłumaczenie polskie: Fakty – Dokumenty. Nr III, 2003.
- [3] Kalinowski T.: *Energia elektryczna jako towar*. Energetyka. Nr 6, 1992.
- [4] Kalinowski T., Małysa H., Wilczyński A., Zawolik A.: *Aktualne zagadnienia polityki taryfowej energii elektrycznej*. Elektroenergetyka - Technika, Ekonomia, Organizacja. Nr 1, 1993.
- [5] Majka K.: *Systemy rozliczeń i taryfy w elektroenergetyce*. Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej. Lublin 2005.
- [6] Paska J.: *Oplaty taryfowe za moc i energię elektryczną*. Elektroenergetyka - Technika, Ekonomia, Organizacja. Nr 3, 1994.
- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz. U. 2007 r. Nr 93, poz. 957; 2008 r. Nr 30, poz. 178; 2008 r. Nr 162, poz. 1005.
- [8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Dz. U. z 18.07.2007.