

## Bilansowanie zapotrzebowania godzinowego energii elektrycznej przez odbiorców z wykorzystaniem profili obciążeń

Jako komentarz do niniejszego artykułu posłużyć może notatka zamieszczona w czerwcowym numerze czasopisma „Świat Energii”. Oto jej treść: „Od pięciu lat PTPIREE zbierało dane od dystrybutorów, których zrzesza, aby przygotować profile obciążeń (...) Towarzystwo doszło jednak do wniosku, że stosowanie profili będzie niekorzystne dla dystrybutorów, bo spowoduje nieuzasadnione koszty wynikające ze wzrostu kosztów odchyień.” Napewno nie jest to dobra wiadomość dla odbiorców energii elektrycznej.

Redakcja

Podstawę rozliczeń w ramach bilansowania systemu stanowi założenie, że w każdym miejscu dostawy energii elektrycznej czynnej do jednostki bilansowanej przepływ godzinowy energii elektrycznej (równy średniej mocy godzinowej) powinien być równy sumie przepływów wynikających z Umów Sprzedaży Energii (USE) zawartych przez jednostkę bilansowaną. Jeżeli przepływ godzinowy energii elektrycznej nie jest równy ilości energii wynikającej z zawartych na daną godzinę USE, operator systemu dokonuje rozliczeń z jednostką bilansowaną zgodnie z regulaminem bilansowania.

Z dniem 1 czerwca 2006 r. wejdą w życie dość istotnie znowelizowane zasady bilansowania [1]. Dla jednostek bilansowanych odbiorczych najistotniejsze zmiany polegają na zgłaszaniu ilości dostaw deklarowanych (wynikających z USE) i identyfikacji ilości dostaw rzeczywistych z dokładnością do 1 kWh (do 31 maja 2006 r. ilości dostaw deklarowane zgłasza się z dokładnością do 1 MWh, a ilości dostaw rzeczywiste są identyfikowane z dokładnością do 1 kWh) oraz na rozliczaniu należności za energię bilansującą z wykorzystaniem tylko cen rozliczeniowych odchyień zakupu ( $CRO_z$ ) i cen rozliczeniowych odchyień sprzedaży ( $CRO_s$ ), co oznacza rezygnację z rozliczania  $\pm 1\%$  ilości dostaw deklarowanych po jednolitej cenie rozliczeniowej odchylenia (CRO).

Podstawę naliczania należności za bilansowanie odbiorcy<sup>1)</sup> w każdej  $h$ -tej godzinie doby rozliczeniowej stanowi różnica między ilością dostaw deklarowaną przez odbiorcę ( $ED_h$ ) a ilością dostaw energii rzeczywistą ( $ER_h$ ).

Wprawdzie w rozliczeniach z odbiorcami ilości dostaw zweryfikowana ( $EZ_h$ ) i skorygowana ( $ES_h$ ) są równe ilości dostaw deklarowanej ( $EZ_h = ES_h = ER_h$ ), ale ilość energii bilansującej rzeczywistej oznaczana jest ogólnie jako  $\Delta ESR_h$  i oblicza się ją ze wzoru:

$$\Delta ESR_h = ES_h - ER_h = ED_h - ER_h \quad (1)$$

Należność za nieplanowaną energię bilansującą dostarczoną przez jednostkę bilansowaną do obszaru bilansowania (gdy ilość

<sup>1)</sup> W opisie rozliczeń zastosowano oznaczenia zgodne z dotychczas stosowanymi regulaminami rynku bilansującego OSP i zatwierdzoną przez Prezesa URE częścią IRIESP „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” [1]. Dla uproszczenia opisów pominięto jedynie identyfikację odbiorcy indeksem dolnym  $j$ .

rzeczywiście pobrana jest mniejsza od ilości deklarowanej do odbioru) wyznacza się ze wzoru:

$$NSR_h = CRO_{zh} \cdot \Delta ESR_h \quad (2)$$

a należność za nieplanowaną energię bilansującą odebraną przez jednostkę bilansowaną z obszaru bilansowania (gdy ilość rzeczywiście pobrana jest większa od ilości deklarowanej do odbioru) – ze wzoru:

$$NSR_h = CRO_{sh} \cdot ESR_h \quad (3)$$

W rozliczeniach tych obowiązuje konwencja znaków zapisana w tabeli 1. Kluczem do niej jest zasada, że należność ze znakiem „+” odpowiada przychodowi operatora systemu, a należność ze znakiem „-” stanowi koszt operatora systemu.

Tabela 1

Konwencja znaków w modelu rozliczeń kosztów bilansowania

Wyszczególnienie	Znak	Interpretacja
Ilości dostaw energii (pozycje kontraktowe) $ED_h, ER_h$	+	dostawa energii do obszaru bilansowania
	-	odbior energii z obszaru bilansowania
Energia bilansująca $\Delta ESR_h$	+	odbior energii z obszaru bilansowania
	-	dostawa energii do obszaru bilansowania
Należność za energię bilansującą $NSR_h$	+	przychód operatora systemu, koszt jednostki bilansowanej
	-	koszt operatora systemu, przychód jednostki bilansowanej

### Metody bilansowania zapotrzebowania godzinowego odbiorców

Odbiorcami uprawnionymi do korzystania z dostępu do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z nowelizacją ustawy *Prawa energetyczne* z 4 marca 2005 r., są obecnie w Polsce wszyscy odbiorcy niebędący gospodarstwami domowymi, a z dniem 1 lipca 2007 r. status odbiorcy uprawnionego uzyskują również odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

Stosowana aktualnie przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) metoda bilansowania zapotrzebowania [2], polegająca na zgłaszaniu przez odbiorców USE na poszczególne godziny każdej doby i transmisji informacji o rzeczywistych przepływach

godzinowych energii z miejsc dostawy do jednostki centralnej systemu WIRE Operatora, jest metodą najdokładniejszą i najbardziej obiektywną, ale niezbyt korzystną dla odbiorców, zwłaszcza o niewielkich godzinowych poborach energii. Jeżeli jednak, zgodnie z zasadami mającymi obowiązywać od 1 czerwca 2006 r., ilości deklarowane  $ED_h$  będą zgłaszane z dokładnością do 1 kWh, tak samo jak są mierzone rzeczywiste przepływy energii  $ER_h$ , to niezbilansowanie  $\Delta ESR_h$  nie będzie już powodowane koniecznością zaokrąglania  $ED_h$  do megawatogodzin, a tylko ewentualnymi błędami prognozy. Jeżeli odbiorca trafnie oszacuje swe zapotrzebowanie godzinowe z dokładnością do 1 kWh, dokona zakupów energii na poszczególne godziny w ilości odpowiadającej temu zapotrzebowaniu, to  $ED_h$  będzie równe  $ER_h$  i koszty ponoszone przez niego z tytułu bilansowania ograniczą się do płatności bieżących za zgłaszanie USE (według stawki rozliczeniowej opłaty przesyłowej, w roku 2006 wynoszącej 0,20 zł/MWh). Odbiorcą będą jednak obciążać koszty użytkowania zainstalowanego własnym sumptem układu rozliczeniowo-pomiarowego oraz koszty prognozowania swego zapotrzebowania i zgłaszania USE Operatorowi.

Na innych zasadach dokonuje się bilansowania zapotrzebowania godzinowego odbiorców na podstawie profili obciążeń (krzywe obciążeń). Zamiast zgłaszanych na każdą godzinę każdej doby ilości deklarowanych  $ED_h$  odbiorca zgłasza operatorowi systemowi, w tym przypadku Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego (OSD), jednakowy na wszystkie doby okresu jego stosowania profil dobowy godzinowego zapotrzebowania energii, dokonując uprzednio zakupu energii elektrycznej od wybranego przez siebie sprzedawcy (dostawcy). Sprzedawca (dostawca) energii zgłasza ten grafik sprzedaży OSP, wskazując jako kupującego właściwego terytorialnie dla odbiorcy OSD. W ten sposób OSD zna grafik dobowy godzinowego zapotrzebowania tego odbiorcy i odpowiednio uwzględnia tę informację w prognozowaniu grafiku swego zapotrzebowania.

Poprawność takiej zasady zgłaszania dobowych grafików dobowego zapotrzebowania przez odbiorców, zgodnych z umowami zakupu energii (USE) od swego sprzedawcy (dostawcy), nie powinna na ogół budzić zastrzeżeń, ale trudności może sprawić dobór właściwego sposobu rozliczania odbiorcy z tytułu niezbilansowania rzeczywistych dobowych przebiegów godzinowego zapotrzebowania ze zgłoszonymi OSD w jednakowym dla okresu rozliczeniowego profilu obciążeń. Sposób rozliczania niezbilansowania odbiorcy musi być w pełni wiarygodny dla OSD, gdyż błędne oszacowanie ilości energii bilansującej, zwłaszcza niedoszacowanie, powoduje wzrost kosztów bilansowania całego systemu zarządzanego przez OSD, którymi w konsekwencji obciążani są odbiorcy taryfowi.

Aby uniknąć nieporozumień i konfliktów interesów stron, trzeba nie tylko zdefiniować wymagania stawiane profilom obciążeń odbiorców, ale też konieczne jest wypracowanie właściwej metodyki obliczania kosztów bilansowania.

## Profile obciążeń odbiorców

Profil obciążenia odbiorcy jest uśredniony w okresie jego stosowania przebieg dobowy godzinowego zapotrzebowania energii elektrycznej, czyli przebieg zmian średnich godzinowych obciążeń elektrycznych.

Aby profil obciążenia odbiorcy mógł być wiarygodny dla OSD, musi jego wypracowanie być poprzedzone badaniem przebiegu zmian obciążeń przez co najmniej jeden rok, co czyni zadość jedynie cykliczności zmian obciążeń wywołanych zmianami pór roku. Bardziej wiarygodne są profile obciążeń uzyskane z pomiarów wieloletnich. Takimi są profile obciążeń opracowywane przez PTPIREE [3] dla grup taryfowych odbiorców. Mogą one być przydatne w odniesieniu do odbiorców masowych o niewielkim rocznym zapotrzebowaniu energii, jak odbiorcy grup taryfowych G, ale zastosowanie ich jako wzorca dla odbiorców grup taryfowych C1X i C2X może już budzić zastrzeżenia.

Dla odbiorców nie będących gospodarstwami domowymi zmienność obciążeń powinna na ogół być badana indywidualnie. O wiarygodności traktowania średniego przebiegu zmian obciążenia grupy podobnych odbiorców jako reprezentatywnego dla nich przesądzać powinna ocena prawdopodobieństwa statystycznego.

Okresem stosowania profilu obciążenia może być:

- cały rok (wszystkie doby roku),
- sezony roku, np. sezony letni (wszystkie doby sezonu letniego) i zimowy (wszystkie doby sezonu zimowego),
- miesiące roku,
- typowe doby roku, sezonu roku lub miesiąca, np. doby robocze (od poniedziałku do piątku), doby sobotnie i doby niedzielne<sup>2)</sup>.

Jeżeli godzinowe obciążenia w godzinie  $h$  okresu stosowania profilu oznaczmy jako  $P_{hi}$ , to średnie obciążenie w okresie stosowania profilu  $P_{hav}$  będzie ich średnią arytmetyczną:

$$P_{hav} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_{hi}, \quad (4)$$

gdzie  $n$  jest liczbą dób okresu badania i stosowania profilu.

Jako miarę zmienności obciążeń w godzinach doby należałoby przyjąć odchylenie standardowe populacji:

$$\sigma_h = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_{hi} - P_{hav})^2}. \quad (5)$$

## Koszty bilansowania odbiorców z wykorzystaniem profili obciążeń

Profil obciążenia odbiorcy, opisany wartościami  $P_{hav}$  i  $\sigma_h$  w poszczególnych godzinach doby okresu jego stosowania, ze względu na dopuszczoną dokładność zgłaszania USE musi zostać przetworzony na przebieg zmian  $ED_h$  w funkcji godzin doby  $h$ , co po 1 czerwca 2006 r. oznacza zgłaszanie  $ED_h$  z dokładnością do 1 kWh, czyli zaokrąglanie wartości  $P_{hav}$  do liczb całkowitych.

Konsekwencją zaokrąglania będzie inna niż dla  $P_{hav}$  miara zmienności odchyłań względem  $ED_h$ . Odchylenie standardowe  $P_{hi}$  względem  $ED_h$  będzie nieco inne od odchylenia standardowego populacji  $P_{hi}$  obliczonego ze wzoru (5).

<sup>2)</sup> Przy takim podziale roku kłopot mogą sprawiać doby świąteczne nie będące niedzielami.

Poprawnie wyznaczona wartość odchylenia standardowego obciążeń  $P_{hi}$  względem  $ED_h$  w danej godzinie  $h$  wynosiłaby:

$$\sigma_{ED_h} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_{hi} - ED_h)^2}, \quad (6)$$

a niezgodność mian  $P_{hi}$  i  $ED_h$  jest tu tylko formalna, gdyż dla przedziału bilansowania ( $t = 1$  h) wartość mocy w kilowatach równa jest ilości energii w kilowatogodzinach.

Jeżeli jednak przy szacowaniu kosztów bilansowania będzie korzystał się z odchylenia standardowego populacji  $\sigma_h$  (5), to należy liczyć się z możliwością wystąpienia większego błędu szacunku.

### Wyznaczanie kosztów bilansowania odbiorców z wykorzystaniem pomiarów godzinowego zapotrzebowania energii

Ilości energii bilansującej  $\Delta ESR_h$  w poszczególnych godzinach okresu stosowania profilu mogą być obliczane ze wzoru (1) na podstawie zmierzonych wartości  $ER_h$ , zaokrąglonych do kilowatogodzin. Potrzebny jest do tego układ rozliczeniowo-pomiarowy rejestrujący wartości godzinowe  $ER_h$ , na podstawie których OSD wylicza i sumuje ilości energii bilansującej  $\Delta ESR_h$  w poszczególnych godzinach okresu stosowania profilu. Obliczanie należności za energię bilansującą może wtedy być dokonywane z wykorzystaniem właściwych danej godzinie  $h$  cen  $CRO_{Zh}$  we wzorze (2) lub  $CRO_{Sh}$  we wzorze (3). Można sądzić, że taki sposób obliczania należności za energię bilansującą będzie preferowany przez OSD.

### Wyznaczanie kosztów bilansowania odbiorców bez znajomości rzeczywistego godzinowego zapotrzebowania energii

Do obliczenia kosztów bilansowania niezbędna jest w takim przypadku znajomość przebiegu zmian obciążeń, na podstawie którego wyznaczono profil obciążeń ( $P_{hav}$ ,  $\sigma_h$ ,  $ED_h$ ).

Przebieg zmian obciążeń godzinowych stanowi macierz obciążeń  $P_h$  o 24 kolumnach odpowiadających  $h$ -tym godzinom doby i tylu wierszach, ile dób składa się na okres obowiązywania profilu obciążeń.

Przy jej sporządzaniu należy albo posługiwać się czasem środkowoeuropejskim w całym roku, albo stosować czas urzędowy (w zimie czas środkowoeuropejski, w lecie czas wschodnioeuropejski). Wersja ze stosowaniem czasu urzędowego jest o tyle korzystniejsza, że *PSE-Operator* udostępnia ceny rynku bilansującego w czasie urzędowym [4]. Stosując czas urzędowy trzeba pamiętać, że w dniu zmiany czasu w marcu nie należy w arkuszu kalkulacyjnym wpisywać żadnej wartości w godzinie 2-giej, a dla dnia zmiany czasu w październiku należy wykorzystać dwa wiersze: jeden z wartością obciążenia tylko w „pierwszej godzinie 2-giej”, a drugi z wartościami obciążeń we wszystkich godzinach, w tym z wartością obciążenia w „drugiej godzinie 2-giej”.

Należność za bilansowanie odbiorcy może być obliczana z wykorzystaniem bieżących wartości  $\Delta ESR_h$  i cen RB w każdej z godzin lub z wykorzystaniem sumy przekroczeń  $\Sigma \Delta ESR_h$ , dodatnich i ujemnych oraz średnich cen RB.

Rozliczenia z wykorzystaniem bieżących wartości  $\Delta ESR_h$  i cen RB w każdej z godzin okresu rozliczeniowego są najdokładniejsze i najbardziej obiektywne<sup>3)</sup>, ale też najbardziej pracochłonne. Dla każdej godziny każdej z dób okresu rozliczeniowego trzeba – z zaokrągleniem do kilowatogodzin – obliczyć ilość energii bilansującej  $\Delta ESR_h$ , zależnie od jej znaku, skorzystać ze wzoru (2) dla  $\Delta ESR_h < 0$  lub ze wzoru (3) dla  $\Delta ESR_h > 0$ , podstawiając odpowiednio ceny  $CRO_{Zh}$  lub  $CRO_{Sh}$ .

Rozliczenia z wykorzystaniem sumy przekroczeń  $\Sigma \Delta ESR_h$  i właściwych średnich cen RB można prowadzić dla poszczególnych godzin doby lub dla poszczególnych dób okresu rozliczeniowego. Są one obciążone błędem wynikającym ze stosowania cen średnich. Nie można też zapominać, że suma przekroczeń  $\Sigma \Delta ESR_h$  powinna być obliczana dla różnicy między  $ED_h$  z profilu obciążenia (w pełnych kilowatogodzinach) a  $P_h$  z arkusza zmienności obciążeń, też zaokrągloną do pełnych kilowatogodzin. Oddzielnie trzeba zsumować przekroczenia dodatnie i przekroczenia ujemne.

Najbardziej szacunkowe i obciążone największym błędem, ale też najmniej pracochłonne, mogłyby być rozliczenia z wykorzystaniem sum przekroczeń wyznaczonych na podstawie odchyleń standardowych obciążeń  $\sigma_h$  (5) w poszczególnych godzinach dób okresu stosowania profilu i średnich cen godzinowych RB. Opiera się ono na upraszczającym potraktowaniu odchylenia standardowego populacji  $\sigma_h$  (5) jako średniej bezwzględnej różnicy między wartościami  $P_{hi}$  a  $P_{hav}$ .

Jeżeli liczebność populacji wynosi  $n$ , to ich suma w każdej godzinie roku będzie wynosić  $n\sigma_h$ , przy czym połowę z nich będą stanowiły odchylenia dodatnie, a połowę odchylenia ujemne:

$$\left. \begin{aligned} \sum \Delta ESR_h^{(+)} &= \frac{n\sigma_h}{2} \\ \sum \Delta ESR_h^{(-)} &= -\frac{n\sigma_h}{2} \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

gdzie  $n$  jest liczbą dni okresu bilansowania.

### Koszty bilansowania przykładowego odbiorcy z wykorzystaniem macierzy i profilu obciążeń

Do poprawnego wyznaczenia kosztów bilansowania odbiorcy niezbędna jest znajomość macierzy obciążeń (przebiegu zmian obciążeń godzinowych w ciągu roku), na podstawie której wyznaczono profil obciążenia, scharakteryzowany w  $h$ -tych godzinach doby średnimi obciążeniami  $P_{hav}$  i ich odchyleniami standardowymi  $\sigma_h$ , oraz profil zapotrzebowania godzinowego energii, wyrażony ilościami energii  $ED_h$  zakontraktowanej przez odbiorcę na poszczególne godziny doby w okresie rozliczeń.

Zaprezentowane będą wyniki obliczeń kosztów bilansowania przykładowego odbiorcy niskiego napięcia, który w 2004 r. zużył 224,206 MWh energii elektrycznej, przy rocznym obciążeniu szczytowym 47,63 kW (wyznaczonym ze średnich godzinowych obciążeń) i średnim w roku godzinowym zapotrzebowaniem 25,52 kWh.

<sup>3)</sup> Trzeba pamiętać, że wykorzystuje się dane historyczne o przebiegu obciążeń, a nie dane realne.

Przebiegi zmian obciążenia przykładowego odbiorcy energii elektrycznej w wybranych dwu tygodniach

Godzina doby h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Przebieg zmian obciążenia w wybranym tygodniu czerwca 2004 r. (kW)																								
14.06 (pn)	16,52	16,00	15,74	15,23	14,96	16,51	25,32	33,01	35,77	38,75	39,59	41,33	40,49	38,54	38,18	33,94	30,93	29,50	29,27	27,78	25,30	22,18	20,44	19,83
15.06 (wt)	19,45	18,93	17,32	17,13	16,43	17,84	27,06	35,47	38,27	39,09	40,09	41,96	41,15	38,32	37,77	34,60	31,51	29,82	29,74	28,23	26,66	24,20	21,52	20,24
16.06 (śr)	19,99	18,68	17,97	17,69	17,31	18,31	26,57	34,37	37,84	40,00	40,92	41,76	40,57	38,33	37,28	33,94	30,62	29,06	28,58	27,67	25,42	23,14	20,92	19,53
17.06 (cz)	18,44	17,29	16,84	16,78	16,32	17,51	25,94	33,16	36,66	38,92	38,89	41,06	41,01	38,39	37,70	34,44	31,38	30,61	30,88	29,08	26,90	23,68	21,65	20,63
18.06 (pt)	20,23	19,46	18,95	18,36	17,57	18,53	26,94	35,19	38,55	40,35	41,25	42,62	42,47	39,29	38,08	33,57	31,06	30,29	29,45	27,07	23,29	22,27	21,13	19,92
19.06 (sb)	19,15	18,47	18,27	18,09	17,57	17,43	19,56	22,68	24,44	24,04	26,42	26,67	25,24	24,73	23,39	21,07	20,40	20,09	20,36	20,32	19,72	19,41	18,96	17,95
20.06 (nd)	17,36	16,73	16,49	15,79	14,88	14,63	16,02	16,04	17,40	17,44	18,46	18,57	19,12	19,34	18,91	17,75	17,90	18,21	17,74	17,32	17,24	17,40	17,33	17,53
Przebieg zmian obciążenia, w kW, w wybranym tygodniu grudnia 2004 r.																								
13.12 (pn)	21,95	21,21	20,41	17,46	17,36	18,56	23,80	33,32	38,76	40,04	42,28	44,48	43,59	42,96	41,01	36,94	36,15	33,69	32,39	30,50	27,71	25,16	22,31	21,30
14.12 (wt)	20,68	20,09	29,66	19,41	19,13	20,14	24,6	33,22	38,35	40,24	41,77	43,06	44,39	43,09	40,56	37,53	35,35	33,80	31,79	30,11	28,28	26,63	23,22	21,97
15.12 (śr)	21,04	20,34	19,02	18,88	18,92	20,21	25,16	33,07	38,12	40,55	41,27	42,48	41,78	40,52	39,16	35,88	34,91	33,47	31,18	29,97	27,90	25,96	22,91	21,40
16.12 (cz)	20,68	20,50	20,39	20,60	19,86	20,86	25,05	33,88	38,88	40,33	41,08	42,74	42,48	42,03	38,89	35,60	34,21	33,04	31,19	29,91	27,54	25,50	22,92	21,66
17.12 (pt)	21,19	20,69	19,94	19,59	19,40	21,06	25,84	34,35	38,72	40,35	41,12	41,54	41,90	40,63	39,70	35,48	34,40	33,15	32,00	30,00	27,17	24,92	22,79	21,37
18.12 (sb)	20,75	19,74	19,24	19,82	19,49	19,01	20,14	21,75	23,85	25,19	25,99	26,54	26,00	24,82	24,53	22,99	23,31	22,74	22,60	21,92	21,44	19,72	19,06	18,71
19.12 (nd)	18,22	17,84	17,44	17,91	17,57	16,70	17,97	18,25	17,80	18,10	18,79	19,75	19,71	18,96	19,59	19,22	20,36	21,08	20,87	20,52	20,38	19,01	18,03	18,37

Tabela 3

Profil obciążenia przykładowego odbiorcy energii elektrycznej i wyznaczona na jego podstawie deklarowana ilość dostaw

Godzina doby h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Profil obciążenia odbiorcy opracowany na podstawie przebiegów zmian obciążenia w 2004 r.																								
$P_{hav}$ , kW	19,35	18,85	18,61	18,55	18,57	18,99	23,24	28,61	31,15	32,67	33,51	34,29	33,83	32,47	31,27	28,71	26,94	26,15	25,56	24,76	23,60	22,06	20,88	19,97
$\sigma_n$ , kW	3,00	2,83	2,82	2,77	2,75	2,93	4,81	7,49	8,58	9,13	9,30	9,73	9,63	9,05	8,65	7,57	6,61	6,15	5,90	5,54	4,84	4,02	3,52	3,24
Deklarowana ilość dostaw wyznaczona na podstawie profilu obciążenia																								
$ED_n$ , kWh	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-23	-29	-31	-33	-34	-34	-34	-32	-31	-29	-27	-26	-26	-25	-24	-22	-21	-20

Bazowano na przebiegu zmian obciążeń reprezentatywnego odbiorcy w 2004 r. zawartym w opracowaniu PTPiREE [3]. Posłużono się cenami rozliczeniowymi odchylen na rynku bilansującym OSP w 2004 r. [4].

Przebiegi zmian obciążenia tego przykładowego odbiorcy w dwu wybranych tygodniach 2004 r. zestawiono w tabeli 2, zaś jego profil obciążenia w ciągu roku i wyznaczone na jego

podstawie deklarowane ilości dostaw (zakontraktowanego zakupu energii) zamieszczono w tabeli 3. Koszty bilansowania zapotrzebowania godzinowego tego odbiorcy wyznaczono na zasadach mających obowiązywać od dnia 1 czerwca 2006 r. [1].

Ilości energii bilansującej w poszczególnych godzinach dwu wybranych tygodni oraz sumaryczne ilości energii bilansującej w poszczególnych godzinach doby zestawiono w tabeli 4.

## Ilość energii bilansującej dla przykładowego odbiorcy energii elektrycznej

Godzina doby <i>h</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Razem	
Ilość energii bilansującej $\Delta ESR_n$ , w kWh, w wybranym tygodniu czerwca 2004 r.																										
14.06 (pn)	-2	-3	-3	-4	-4	-2	+2	+4	+5	+6	+6	+7	+6	+7	+7	+5	+4	+4	+3	+3	+1	0	-1	0	0	-19 +70
15.06 (wt)	0	0	-2	-2	-3	-1	+4	+6	+7	+6	+6	+8	+7	+6	+7	+6	+5	+4	+4	+3	+3	+2	+1	0	0	-8 +85
16.06 (śr)	+1	0	-1	-1	-2	-1	+4	+5	+7	+7	+7	+8	+7	+6	+6	+5	+4	+3	+3	+3	+1	+1	0	0	0	-9 +78
17.06 (cz)	-1	-2	-2	-2	-3	-1	+3	+4	+6	+6	+6	+7	+7	+6	+7	+5	+4	+5	+5	+4	+3	+2	+1	+1	+1	-11 +82
18.06 (pt)	+1	0	0	-1	-1	0	+4	+6	+8	+7	+7	+9	+8	+7	+7	+5	+4	+4	+3	+2	-1	0	0	0	0	-3 +82
19.06 (sb)	0	-1	-1	-1	-1	-2	-4	-6	-7	-9	-8	-7	-9	-7	-8	-8	-7	-6	-6	-5	-4	-3	-2	-2	-2	-114 +0
20.06 (nd)	-2	-3	-3	-3	-4	-4	-7	-13	-14	-16	-16	-15	-15	-13	-12	-11	-9	-8	-8	-8	-7	-5	-4	-2	-2	-201 +0
Suma tygodniowa	-5 +2	-8 +0	-12 +0	-14 +0	-18 +0	-11 +0	-11 +17	-19 +25	-21 +33	-25 +32	-24 +32	-22 +39	-24 +35	-20 +32	-20 +34	-19 +26	-16 +21	-14 +20	-14 +18	-13 +15	-12 +8	-8 +5	-7 +2	-4 +1	-4 +1	-365 +367
Ilość energii bilansującej $\Delta ESR_n$ , w kWh, w wybranym tygodniu grudnia 2004 r.																										
13.12 (pn)	+3	+2	+1	-2	-2	0	+1	+4	+8	+7	+8	+10	+10	+11	+10	+8	+9	+8	+6	+5	+4	+3	+1	+1	+1	-4 +120
14.12 (wt)	+2	+1	+1	0	0	+1	+2	+4	+7	+7	+8	+9	+10	+11	+10	+9	+8	+8	+6	+5	+4	+5	+2	+2	+2	0 +122
15.12 (śr)	+2	+1	0	0	0	+1	+2	+4	+7	+8	+7	+8	+8	+9	+8	+7	+8	+7	+5	+5	+4	+4	+2	+1	+1	0 +108
16.12 (cz)	+2	+2	+1	+2	+1	+2	+2	+5	+8	+7	+7	+9	+8	+10	+8	+7	+7	+7	+5	+5	+4	+3	+2	+2	+2	0 +116
17.12 (pt)	+2	+2	+1	+1	0	+2	+3	+5	+8	+7	+7	+8	+8	+9	+9	+6	+7	+7	+6	+5	+3	+3	+2	+1	+1	0 +112
18.12 (sb)	+2	+1	0	+1	0	0	-3	-7	-7	-8	-8	-7	-8	-7	-6	-6	-4	-3	-3	-3	-3	-2	-2	-1	-1	-88 +4
19.12 (nd)	-1	-1	-2	-1	-1	-2	-5	-11	-13	-15	-15	-14	-14	-13	-11	-10	-7	-5	-5	-4	-4	-3	-3	-2	-2	-162 +0
Suma tygodniowa	-1 +13	-1 +9	-2 +4	-3 +4	-3 +1	-2 +6	-8 +10	-18 +22	-20 +38	-23 +36	-23 +37	-21 +44	-22 +44	-20 +50	-17 +45	-16 +37	-11 +39	-8 +37	-8 +28	-7 +25	-7 +19	-5 +18	-5 +9	-3 +7	-3 +7	-254 +582
Sumaryczna ilość energii bilansującej $\Sigma \Delta ESR_n$ , w kWh, w poszczególnych godzinach doby w 2004 r.																										
Cały rok	-388 +522	-440 +383	-480 +332	-487 +332	-477 +319	-436 +434	-713 +798	-1264 +1123	-1359 +1413	-1515 +1401	-1574 +1386	-1523 +1621	-1592 +1533	-1409 +1575	-1357 +1472	-1262 +1164	-1063 +1037	-966 +1034	-1016 +860	-927 +834	-840 +691	-618 +633	-550 +508	-488 +481	-22744 +21886	
Obliczona z wykorzystaniem odchylenia standardowego sumaryczna ilość energii bilansującej $\Sigma \Delta ESR_n$ , w kWh, w poszczególnych godzinach doby w 2004 r.																										
Cały rok	-549 +549	-517 +517	-516 +516	-507 +507	-503 +503	-536 +536	-880 +880	-1371 +1371	-1570 +1570	-1671 +1671	-1702 +1702	-1781 +1781	-1762 +1762	-1656 +1656	-1583 +1583	-1385 +1385	-1210 +1210	-1125 +1125	-1080 +1080	-1014 +1014	-886 +886	-736 +736	-644 +644	-593 +593	-24985 +24985	



**Tabela 5**  
Koszty bilansowania przykładowego odbiorcy

Sposób wyznaczania	Koszty bilansowania w 2004 r.		
	w wybranym tygodniu		roczne
	czerwca	grudnia	
Na podstawie godzinowych ilości energii bilansującej i cen godzinowych	51,73 zł 11,90 zł/MWh	107,24 zł 23,14 zł/MWh	x
Na podstawie sumy ilości energii bilansującej w godzinach i średnich cen godzinowych	51,08 zł 11,75 zł/MWh	99,91 zł 21,54 zł/MWh	2563,01 zł 11,43 zł/MWh
Na podstawie sumy ilości energii bilansującej w dniach tygodnia i średnich cen dobowych	45,78 zł 10,54 zł/MWh	104,45 zł 22,54 zł/MWh	x
Na podstawie sum ilości energii bilansującej w tygodniu lub roku i średnich cen tygodniowych lub rocznych	45,02 zł 10,36 zł/MWh	99,09 zł 21,39 zł/MWh	2582,96 zł 11,52 zł/MWh
Na podstawie sumy ilości energii bilansującej wyliczonej z odchyłań standardowych i średnich w roku cen godzinowych	x	x	3099,12 zł 13,83 zł/MWh

Wyniki obliczeń kosztu bilansowania tego odbiorcy są przedstawione w tabeli 5.

W wybranym tygodniu czerwca kształtowały się one na poziomie 11,90 zł/MWh, a w wybranym tygodniu grudnia na poziomie 23,14 zł/MWh. Szacunkowo obliczone średnie koszty w ciągu roku kształtują się na poziomie 11,52 zł/MWh (przy wykorzystaniu średnich cen godzinowych w roku) lub 13,83 zł/MWh (przy ich wyznaczaniu z wykorzystaniem odchyłań standardowych). Są to więc koszty porównywalne z wysokością składnika jakościowego stawki systemowej opłaty przesyłowej, która w roku taryfowym 2004 wynosiła netto 11,20 zł/MWh.

#### Wykorzystanie profilu obciążeń grupy taryfowej odbiorców masowych do rozliczania kosztów bilansowania pojedynczego odbiorcy

Profile obciążeń grup taryfowych odbiorców masowych stanowią średni statystyczny profil pojedynczego badanego odbiorcy, ale ich wykorzystanie bezpośrednio jest kłopotliwe ze względu na niewielkie wartości  $P_{hav}$ , które po zaokrągleniu do kilowatów mają na ogół wartości zerowe lub równe 1 kW. Również ilości energii bilansującej  $\Delta ESR_h$  mogą być w większości też zerowe. Błąd w wyznaczaniu kosztów bilansowania takiego odbiorcy byłby na skutek tego bardzo duży, a jego przyczyną byłoby niedostosowanie miar  $P_{h}$ ,  $P_{hav}$  i  $ED_h$  do realnych obciążeń.

Rozsądne w tej sytuacji wydaje się wykonanie szacunkowych obliczeń kosztów bilansowania dla profilu obciążeń grupy takich odbiorców (np. grupy 10 odbiorców) i obciążania pojedynczego odbiorcy odpowiednią częścią tych kosztów (w tym przypadku  $1/10$  kosztów wyznaczonych dla 10 odbiorców).

Profil obciążeń grupy taryfowej odbiorców masowych nie dotyczy jednak każdego z osobna badanych odbiorców, a średniego statystycznego odbiorcy, charakteryzującego się średnim rocznym zapotrzebowaniem energii  $A_{rav}$  i średnim rocznym stopniem obciążenia

$$m_{rav} = \frac{P_{rav}}{P_{rsav}} = \frac{A_{rav}}{T_r P_{rsav}}, \quad (8)$$

gdzie  $P_{rsav}$  jest średnim statystycznym rocznym obciążeniem szczytowym, a  $T_r$  jest liczbą godzin roku.

Zastosowanie profilu obciążeń grupy taryfowej odbiorców masowych do konkretnego odbiorcy wymaga co najmniej znajomości jego rocznego zapotrzebowania energii  $A_{rx}$  i rocznego obciążenia szczytowego  $P_{rsx}$ , pozwalających obliczyć średni roczny stopień obciążenia  $m_{rx}$  tego konkretnego odbiorcy. Dostosowanie profilu grupy taryfowej odbiorców do konkretnego odbiorcy mogłoby polegać na przeliczeniu wartości  $P_{hav}$  na  $P_{havx}$

$$P_{havx} = \frac{P_{hav} A_{rx}}{A_r} \quad (9)$$

i odchyłań standardowych  $\sigma_h$  na  $\sigma_{hx}$

$$\sigma_{hx} = \frac{\sigma_h m_{rx}}{m_{rav}}. \quad (10)$$

## Podsumowanie

Zmiany w regulaminie bilansowania KSE umożliwiają bilansowanie wszystkich odbiorców uprawnionych przy użyciu cen rozliczeniowych odchyłań kształtowanych na rynku bilansującym OSP. Koszty bilansowania można dość łatwo wyznaczać również w przypadku bilansowania na podstawie profili obciążeń odbiorców. Największą trudność może sprawiać wyznaczanie w sposób wystarczająco wiarygodny dla OSD profili obciążeń odbiorców. W przypadku odbiorców masowych, zwłaszcza odbiorców grup taryfowych G, z powodzeniem mogą być wykorzystane wyniki prowadzonych przez PTPiREE od 2003 roku badań zmienności odbiorców energii elektrycznej.

## LITERATURA

- [1] PSE-Operator SA: Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Wersja 1.2. Załącznik nr 1 do decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 10 lutego 2006
- [2] PSE-Operator SA: Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Część szczegółowa nr 1: Regulamin rynku bilansującego energii elektrycznej w Polsce. Wersja 1.0 z dnia 29 listopada 2004 z aktualizacją na dzień 1 stycznia 2006
- [3] PTPiREE (opr. J. Tomczykowski): Badanie obciążeń i budowa katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej. Raport 3 opracowany na podstawie wyników pomiarów przeprowadzonych w okresie 01 stycznia 2003 – 31 grudnia 2004 Poznań, maj 2005
- [4] PSE-Operator SA: [www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl)

