

# BILANSOWANIE GRUPOWE JEDNOSTEK ODBIORCZYCH

**Maciej Sołtysik**  
Everen Sp. z o.o.  
Grupa EDF

**Marcin Adamczyk**  
Enion S.A. Oddział  
w Będzinie BZE

## 1. WSTĘP

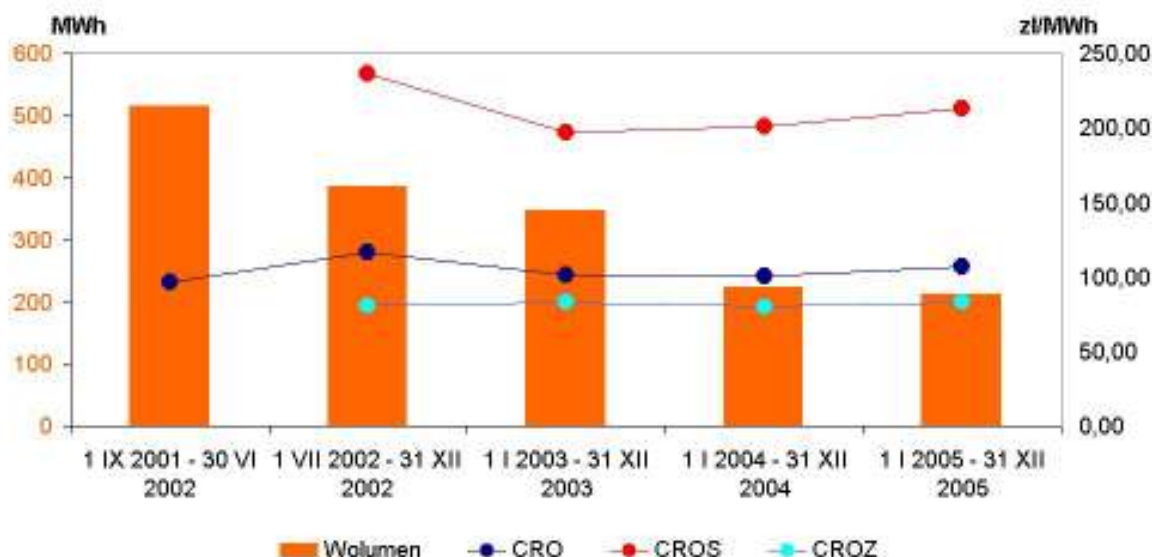
Zarówno obecnie obowiązujące, jak i spodziewane regulacje prawne zamieszczone w projekcie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) w obszarze regulaminu Rynku Bilansującego (RB), dopuszczają tworzenie tzw. grup bilansujących (GB). W artykule została przedstawiona geneza powstawania takich grup wraz z uwarunkowaniami formalno-prawnymi i wynikającymi z nich ograniczeniami determinującymi powszechność ich tworzenia. Teoretyczne rozważania dotyczące zasadności tworzenia grup bilansujących, zostały poparte analizą finansową. Bazuje ona na rzeczywistych danych zapotrzebowania i zużycia energii elektrycznej odbiorców o różnym charakterze poboru. Szczegółowo obejmuje odbiorców zaliczanych do grupy przemysłu lekkiego, a są to trzy przedsiębiorstwa tworzące GB od sierpnia 2005 r. oraz trzy przedsiębiorstwa, pozostające obecnie odbiorcami taryfowymi, dla których, ze względu na niski poziom zapotrzebowania dobowo-godzinowego, możliwość wspólnego bilansowania jest czynnikiem determinującym uczestnictwo w rynku.

## 2. GENEZA

Rynek bilansujący, stanowiący jeden z podstawowych segmentów rynku energii w Polsce, rozpoczął swe funkcjonowanie we wrześniu 2001 r. Panujące wówczas zasady rozliczania energii bilansującej, bazujące tylko na jednej cenie CRO, sprawiły, iż jej poziom był łatwy do przewidzenia, a co za tym idzie, uczestnicy rynku bilansującego (URB) byli w stanie aktywnie wpływać na jej wartość. Zachowania te bazujące na spekulacjach sprawiły, iż zaczął być on wykorzystywany jako segment handlowy. W konsekwencji Operator Sieci Przesyłowej (OSP) zmuszony został do gruntownej zmiany regulaminu RB. Efektem było wprowadzenie w lipcu 2002 r. nowych zasad rozliczeń, a szczególnie tzw. cen rozchylonych. Ich poziom wraz z niską rozdzielczością zgłaszania umów sprzedaży energii (USE) – do 1 MWh, skutkowało generowaniem dużych kosztów bilansowania, w efekcie czego wszyscy uczestnicy rynku bilansującego zmuszeni zostali do zmiany metodyki postępowania i zachowania na RB.

Jednym z aspektów ograniczania powyższych kosztów, było dążenie do nie przekraczania 1% poziomu nieczułości, dla którego obowiązywała najmniej dotkliwa cena rozliczeniowa. W tym właśnie czasie nastąpił prawdziwy rozkwit wśród firm oferujących wyrafinowane systemy progностyczne, starające się sprostać wysokiej poprzeczce narzuconej przez realia RB. Wydaje się jednak, że możliwość minimalizacji odchyleń i wynikających bezpośrednio z nich kosztów odchyleń poprzez generowanie dokładnych prognoz zapotrzebowania jest ograniczona, co potwierdzić mogą obserwacje średnich wolumenów bilansujących oraz cen rozliczeniowych (rysunek 2.1).

Uświadamiając sobie ten problem zaczęto poszukiwać innych rozwiązań mogących mieć znaczenie przy ograniczaniu kosztów związanych z uczestnictwem w RB. Jednym z możliwych rozwiązań jest tworzenie tzw. grup bilansujących.



Rys. 2.1 Średnie arytmetyczne wartości wolumenów bilansujących oraz „ceny rozchylone” dla różnych okresów działania RB

### 3. UWARUNKOWANIA FORMALNO - PRAWNE

W świetle obowiązującej IRiESP [1] oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczej (IRiESR) poszczególnych spółek dystrybucyjnych, tworzenie grup odbiorców w celu ograniczania kosztów bilansowania jest procesem napotykanym na pewne bariery. Główną przyczyną takiego stanu rzeczy wydają się być kwestie przede wszystkim o charakterze technicznym, ale marginalnie również prawnym i ekonomicznym. Trudności te w sposób znaczący ograniczają popularyzację zasady dostępu stron trzecich (TPA), a w sposób szczegółowy zostały opisane w [3]. Nietrudno wyobrazić sobie np. Klienta typu hipermarket posiadającego obiekty rozproszone, dla którego opłacalność skorzystania z TPA zależy tylko i wyłącznie od możliwości grupowego, skonsolidowanego uczestnictwa w RB. Aktualnie jedynym, możliwym sposobem stworzenia grupy, jest wariant obejmujący podmioty, zlokalizowane w ramach tej samej spółki dystrybucyjnej. Do niedawna istniał jeszcze problem lokalizacyjny, wynikający z konsolidacji poziomej dystrybutorów, polegający na tym, że mimo stworzenia jednego koncernu energetycznego, nie zezwalano na tworzenie grup dla przedsiębiorstw zlokalizowanych na terenach różnych spółek dystrybucyjnych współtworzących koncern. Obecnie jednak ta kwestia, głównie dzięki naciskom zainteresowanych grup klientów, przestała być problemem.

Znacznie większe możliwości w przedmiotowej kwestii stwarzać będzie nowa IRiESP [2]. Dopuszczać ona będzie grupowanie użytkowników systemu, którymi są:

- Odbiorcy energii, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do obszaru RB;
- Odbiorcy energii zwani Uczestnikami Rynku Detalicznego (URD), którymi będą wszyscy użytkownicy systemu, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem RB i którzy są bądź wytwórcami energii bądź odbiorcami energii, mającymi prawo do korzystania z zasady TPA.

Bardzo istotnym aspektem jest zapis mówiący o tym, że grupowanie użytkowników systemu nie jest ograniczone ich terytorialną lokalizacją w systemie elektroenergetycznym, ani poziomem napięcia sieci, do której są przyłączeni.

Sens tworzenia szerokich GB, „ponad siecią”, możliwy będzie dzięki umożliwieniu URD prawa wskazania odpowiedniemu do miejsca jego przyłączenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego (OSD), z którym ma zawartą Umowę przesyłową, innego URB niż Odbiorca sieciowy (URB<sub>OSD</sub>) działający na obszarze tego OSD, który to URB w ramach swojej Jednostki Grafikowej (JG) będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe na

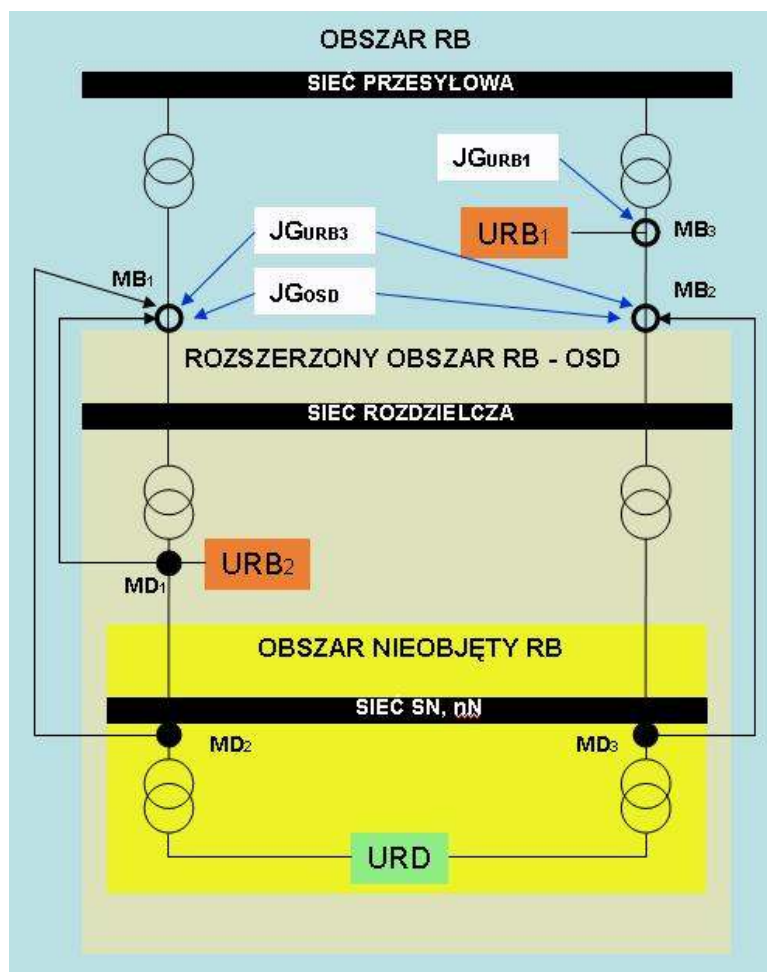
RB. Zapis ten skutkuje wyłączeniem URD z zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe  $URB_{OSD}$  i włączeniem go do zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe wskazanego przez niego URB.

Użytkownicy systemu mogą być grupowani w ramach JG odbiorczej ( $JG_O$ ) URB, którymi mogą być wyłącznie:

- Uczestnicy typu Przedsiębiorstwa Obrotu -  $URB_{PO}$ ;
- Uczestnicy typu Wytwórcy -  $URB_W$ ;
- Uczestnicy typu Odbiorcy Końcowi –  $URB_{OK}$ ;
- Uczestnicy typu Odbiorcy sieciowi -  $URB_{SD}$ .

Zarówno Odbiorcy końcowi, jak i sieciowi mogą w celu bilansowania grupowego wykorzystywać posiadane już  $JG_O$ . Grupowanie takie, odbiorców typu URD nie stanowi rozszerzenia RB.

W przypadku, gdy dany URD nie wskaże URB odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na RB, to odpowiedzialnym za jego bilansowanie handlowe, w ramach swojej JG, jest  $URB_{OSD}$  działający na obszarze OSD, do sieci którego jest przyłączony URD i z którym ma on zawartą Umowę przesyłową. Odbiorca sieciowy staje się odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe danego URD również w przypadku, gdy URB wskazany przez tego URD zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB. Przejęcie przez  $URB_{OSD}$  odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD nastąpi ze skutkiem od dnia zaprzestania przez URB działalności na RB i trwać będzie do dnia wznowienia przez tego URB działalności na RB albo do dnia przejęcia odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD przez innego URB.



Rys. 3.1 Grupowe bilansowanie poza i w obszarze RB

Na rys. 3.1 został przedstawiony schemat bilansowania grupowego uwzględniający różne lokalizacje uczestników rynku, przy czym bilansowanie przebiega wg wzorów (3.1-3)

$$JG_{URB1} = MB_3 \quad (3.1)$$

$$JG_{URB3} = MD_1 + MD_2 + MD_3 \quad (3.2)$$

$$JG_{OSD} = MB_1 + MB_2 - (MD_1 + MD_2 + MD_3) \quad (3.3)$$

#### 4. WYMAGANIA TECHNICZNE

Zapisy IRiESP wskazują, iż szczegółowe definicje dotyczące wymagań technicznych stawianych uczestnikom systemu w zakresie układów pomiarowych, wykorzystywanych do rozliczeń dotyczących bilansowania, określa operator systemu elektroenergetycznego, właściwy dla miejsca dostarczania energii.

Zasady wyznaczania dostaw energii dla URB zarówno w obowiązującej IRiESP, jak i jej nowym projekcie, nie ulegają zmianie. W projekcie pojawia się jednakże informacja o sposobie wyznaczania energii rzeczywistej dla obszaru sieci, nie objętego RB. Ustala się zatem, iż w tym przypadku, wielkość rzeczywistej ilości dostaw energii w miejscu dostarczania (MD) wyznaczana jest przez OSD na podstawie danych pomiarowych, natomiast ilość dostaw w miejscu bilansowania (MB), OSD wyznacza na podstawie rzeczywistej ilości dostaw w MD i algorytmów agregacji. Rzeczywista ilość dostaw energii dla JG wyznaczana jest przez OSP na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii w MB oraz algorytmów agregacji. Wspomniane algorytmy agregacji dla MB określane są w umowach przesyłowych między URD i OSD, do którego sieci ten URD jest przyłączony. Algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii dla JG są określane w Umowach przesyłowych pomiędzy OSP i URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe danego URD oraz OSP i Odbiorcą sieciowym odpowiednim dla obszaru działania OSD, do którego jest przyłączony ten URD.

Czynnikiem decydującym o sposobie pozyskiwania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych (FPP), jest lokalizacja MB. Instrukcja definiuje, iż dla:

- MB znajdujących się w podstawowym obszarze działania RB sposób pozyskiwania danych pomiarowych określony jest we fragmencie IRiESP dotyczącym warunków korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.
- MB znajdujących się w rozszerzonym obszarze działania RB pozyskiwanie danych pomiarowych jest realizowane poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE) Operatorów Pomiarów wskazanych przez URB, do których należą FPP.
- Z MB reprezentujących dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem RB, przyłączonych poprzez sieć dystrybucyjną do danego punktu sieci objętej obszarem RB dane pomiarowe są pozyskiwane w podziale na rzeczywistą ilość energii pobranej i oddanej przez wszystkich URD, dla których bilansowanie handlowe prowadzi dany URB. Dane pomiarowe dla MB są pozyskiwane przez WIRE tego OSD, na terenie którego znajdują się FPP składające się na dane MB.

## 5. PRZYKŁADY GRUP BILANSUJĄCYCH

Pierwszym przykładem, istniejącej grupy bilansującej będzie podmiot, w skład którego na terenie jednej spółki dystrybucyjnej z Polski południowej, wchodzi trzy zakłady. Charakter produkcji zaś kwalifikuje je do grupy przemysłu lekkiego. W tabelach 5.1a i 5.1b, zostały zaprezentowane wyniki szczegółowej kalkulacji kosztów bilansowania dla miesięcy VIII-XII 2005 r., dla dwóch wariantów rozdzielnosci składania USE wg zapisów obowiązującej IRiESP i jej projektu. Ponadto obliczenia zostały wykonane dla sytuacji, w której współtworzący GB bilansują się osobno (Indywidualnie) oraz zbiorowo (GB).

Tabela 5.1a

Wyniki finansowej i statystycznej analizy uczestnictwa w RB dla okresu VIII – X 2005

		VIII 2005				IX 2005				X 2005			
		GB		Indywidualnie		GB		Indywidualnie		GB		Indywidualnie	
		1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh
Sprzedaż	zł	85 897	79 695	117 415	90 901	110 724	104 938	139 832	119 977	115 938	111 220	150 869	126 457
UP	zł	26 612	23 663	36 485	27 135	34 237	33 548	44 115	37 122	34 084	32 822	45 839	37 136
Zakup	zł	90 449	95 968	119 637	125 509	139 818	147 286	168 645	179 253	144 415	151 605	176 158	188 169
RKB	zł	40 620	42 846	53 510	56 270	41 150	43 690	51 306	55 214	43 657	45 497	55 969	60 458
ER_S	MWh	990	910	1 355	1 039	1 276	1 219	1 619	1 383	1 321	1 268	1 732	1 440
ER_Z	MWh	395	422	525	550	783	822	931	984	800	842	954	1 014
ZUP	MWh	12 101	11 994	12 336	11 996	22 678	22 582	22 873	22 584	23 379	23 284	23 634	23 283
ER	MWh	11 506	11 506	11 506	11 506	22 185	22 185	22 185	22 185	22 858	22 858	22 858	22 858
RKBj	zł/MWh	3,53	3,72	4,65	4,89	1,85	1,97	2,31	2,49	1,91	1,99	2,45	2,65
UPj	zł/MWh	2,31	2,06	3,17	2,36	1,54	1,51	1,99	1,67	1,49	1,44	2,01	1,62
MAPE_S	%	16,4%	14,1%	30,2%	17,8%	8,7%	8,2%	10,4%	8,0%	7,0%	6,7%	12,3%	9,0%
MAPE_Z	%	2,2%	2,3%	8,3%	3,5%	2,9%	3,1%	3,2%	3,4%	3,6%	3,9%	3,7%	4,1%
MAX_S	%	151,2%	152,9%	430,1%	430,1%	113,2%	112,4%	328,3%	328,3%	167,1%	171,5%	448,2%	356,9%
MAX_Z	%	41,0%	44,6%	100,0%	56,1%	24,5%	25,4%	43,9%	43,9%	36,1%	36,3%	61,5%	61,4%

Tabela 5.1b

Wyniki finansowej i statystycznej analizy uczestnictwa w RB dla okresu XI – XII 2005 wraz z podsumowaniem

		XI 2005				XII 2005				VIII – XII 2005			
		GB		Indywidualnie		GB		Indywidualnie		GB		Indywidualnie	
		1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh	1 MWh	0,1 MWh
Sprzedaż	zł	109 607	104 813	130 231	118 069	95 473	90 609	112 697	99 333	517 639	491 275	651 043	554 738
UP	zł	26 154	25 583	33 322	29 712	24 711	22 946	29 895	26 363	145 799	138 562	189 655	157 468
Zakup	zł	193 935	201 417	223 849	234 076	141 694	149 293	152 576	172 826	710 311	745 568	840 866	899 834
RKB	zł	73 405	75 752	84 842	89 128	55 831	59 581	61 642	69 648	254 663	267 365	307 269	330 718
ER_S	MWh	1 195	1 148	1 440	1 301	1 058	1 000	1 255	1 106	5 840	5 544	7 401	6 269
ER_Z	MWh	957	997	1 103	1 150	681	712	722	819	3 616	3 795	4 235	4 517
ZUP	MWh	23 391	23 303	23 489	23 303	20 476	20 387	20 633	20 387	102 025	101 550	102 965	101 552
ER	MWh	23 153	23 153	23 153	23 153	20 099	20 099	20 099	20 099	99 801	99 801	99 801	99 801
RKBj	zł/MWh	3,17	3,27	3,66	3,85	2,78	2,96	3,07	3,47	2,55	2,68	3,08	3,31
UPj	zł/MWh	0,06	1,10	0,02	1,28	1,23	1,14	1,49	1,31	1,32	1,47	1,79	1,70
MAPE_S	%	6,2%	5,8%	1,9%	2,0%	6,7%	6,0%	6,1%	4,8%	9,0%	8,2%	12,2%	8,3%
MAPE_Z	%	4,4%	4,6%	18,3%	17,3%	4,0%	4,3%	2,4%	3,3%	3,4%	3,7%	7,2%	6,3%
MAX_S	%	97,2%	92,2%	98,7%	101,4%	206,0%	203,2%	687,8%	687,8%	146,9%	203,2%	1206,4%	356,9%
MAX_Z	%	31,8%	33,3%	184,5%	184,5%	35,9%	35,1%	41,3%	45,4%	33,9%	44,6%	86,2%	184,5%

gdzie:

**Sprzedaż / Zakup** – wartość sprzedaży / zakupu na RB

**UP** – utracony przychód, wyznaczony przez pomnożenie ER\_S przez cenę będącą różnicą ceny 113,60 zł/MWh (średniej ceny ze sprzedaży na segmencie SPOT w 2005 r.) a godzinową wartością CRO<sub>Z</sub>

**RKB** – realny koszt bilansowania zakładu obniżenie wartości fakturowego zakupu z RB o wartość wynikającą z alternatywnego ER\_Z po cenie 126 zł/MWh

**ER\_S / ER\_Z** – ilość energii dostarczonej / odebranej z RB

**ZUP / ER** – ilość deklarowanego zapotrzebowania / rzeczywistego poboru energii

**RKBj / UPj** – jednostkowy RKB i UP – w odniesieniu do ER

**MAPE\_S / MAPE\_Z** – błąd MAPE dla kierunku sprzedażowego / zakupowego z RB

**MAX\_S / MAX\_Z** – maksymalny godzinowy błąd APE występujący dla kierunku sprzedażowego / zakupowego

Analiza bilansowania grupowego dla badanego przypadku nasuwa następujące spostrzeżenia:

1. Odbiorca typu GB przyjął strategię przekontraktowania swej pozycji prognozowanego zapotrzebowania dobowo-godzinowego ze średnim błędem MAPE\_S na poziomie 9%, a MAPE\_Z = 3,4%. W porównaniu do przypadku bilansowania indywidualnego jest to poprawa o 3,2% względem sprzedaży na RB i 3,8% względem zakupu z RB;
2. Maksymalny błąd APE udało się ograniczyć dla kierunku odsprzedaży na RB przeszło 8-krotnie, a dla zakupu z RB przeszło 2,5-krotnie;
3. Dzięki grupowemu bilansowaniu uzyskano 17% oszczędność na realnych kosztach zakupu energii z RB (co stanowi 52 606 zł.) oraz 23% oszczędność na utraconym przychodzie (co stanowi 43 856 zł), co łącznie stanowi około 0,8% kosztów zakupu energii liczonej po cenie 126 zł/MWh;
4. W przeliczeniu na wolumen rzeczywistego poboru energii, jednostkowy zysk na GB wyniósł w przypadku odsprzedaży na RB 0,47zł/MWh, a zakupu z RB 0,53 zł/MWh., co daje średni koszt jednostkowy bilansowania odsprzedaży na poziomie 1,32 zł/MWh oraz zakupu 2,55 zł/MWh;
5. Dla całego analizowanego okresu, łączny miesięczny wolumen energii deklarowanej dla grupy bilansującej jest mniejszy od sumarycznego wolumenu dla przypadku bilansowań indywidualnych, co skutkuje niższym wolumenem, a przez to kosztem obligatoryjnego zakupu energii skojarzonej i odnawialnej;
6. Dla wariantu zgłaszania USE z rozdzielczością 0,1 MWh (projekt IRiESP) dokonano analogicznych obliczeń i przy założeniu niezmiennego rozchylenia cen RB, uzyskano analogiczne wyniki kalkulacji;
7. Uzyskany zysk z tytułu GB można zwiększyć np. przez ograniczenie stosunkowo dużych błędów prognostycznych lub zawarcie umowy z dostawcą energii na pokrywanie np. odsprzedażowych kosztów bilansowania, z jednoczesnym zgłaszaniem większego przekontraktowania w ZUP.

Kolejnym przykładem ilustrującym bilansowanie grupowe jest analiza danych trzech podmiotów powiązanych kapitałowo, a będących odbiorcami taryfowymi jednej ze spółek dystrybucyjnych. Wyniki kalkulacji wydają się być interesujące przede wszystkim przez fakt, iż indywidualne uczestnictwo w segmencie TPA, dla którejkolwiek ze spółek współtworzących grupę jest, ze względu na zmienność i poziom zapotrzebowania dobowo-godzinowego, nieopłacalne. Rentowność pojawia się dopiero wraz z możliwością wspólnego bilansowania kosztów uczestnictwa w rynku. W tabelach 5.2a i 5.2b zostały zaprezentowane wyniki szczegółowej kalkulacji kosztów bilansowania dla miesięcy I-VI 2005 r. Niestety ze względu na ograniczone zasoby danych, nie jest możliwe tak szerokie zaprezentowanie wyników, jak miało to miejsce w tabelach 5.1a i 5.1b.

Tabela 5.2a

Wyniki finansowej i statystycznej analizy uczestnictwa w RB dla okresu I – VI 2005

		I 2005		II 2005		III 2005		IV 2005		V 2005		VI 2005	
		GB	Indywidualnie	GB	Indywidualnie	GB	Indywidualnie	GB	Indywidualnie	GB	Indywidualnie	GB	Indywidualnie
Sprzedaż	zł	30 198	44 592	40 549	51 697	42 187	56 788	11 937	23 960	11 583	25 267	8 460	18 815
UP	zł	10 853	16 778	15 716	20 658	14 139	19 783	4 584	9 171	3 743	7 832	2 489	5 607
Zakup	zł	30 754	64 407	31 941	63 456	25 287	64 493	76 744	102 078	110 989	147 976	130 953	159 515
RKB	zł	8 262	19 378	12 510	26 178	10 071	26 822	20 467	27 379	48 832	66 107	56 896	70 514
ER S	MWh	361	540	495	637	496	674	145	292	135	291	96	215
ER Z	MWh	179	357	154	296	121	299	447	593	493	650	588	706
ZUP	MWh	8 457	8 457	7 356	7 356	8 732	8 732	8 043	8 043	7 400	7 400	7 902	7 902
ER	MWh	8 148	8 148	7 383	7 383	7 938	7 938	7 818	7 818	8 168	8 168	8 377	8 377
RKBj	zł/MWh	1,03	2,41	1,76	3,67	1,25	3,34	2,52	3,37	6,03	8,17	6,76	8,37
UPj	zł/MWh	1,35	2,09	2,20	2,90	1,76	2,46	0,56	1,13	0,46	0,97	0,30	0,67

## Wyniki finansowej i statystycznej analizy uczestnictwa w RB - podsumowanie

		I półrocze 2005	
		GB	Indywidualnie
Sprzedaż	zł	144 914	221 119
UP	zł	51 523	79 829
Zakup	zł	406 669	601 926
RKB	zł	157 039	236 377
ER_S	MWh	1 729	2 649
ER_Z	MWh	1 981	2 901
ZUP	MWh	47 892	47 892
ER	MWh	47 832	47 832
RKBj	zł/MWh	3,28	4,94
UPj	zł/MWh	1,08	1,67

gdzie:

**Sprzedaż / Zakup** – wartość sprzedaży / zakupu na RB

**UP** – utracony przychód, wyznaczony przez pomnożenie ER\_S przez cenę będącą różnicą ceny 113,60 zł/MWh (średniej ceny ze sprzedaży na segmencie SPOT w 2005 r.) a godzinową wartością CRO<sub>Z</sub>

**RKB** – realny koszt bilansowania zakłada obniżenie wartości fakturowego zakupu z RB o wartość wynikającą z alternatywnego ER\_Z po cenie 126 zł/MWh

**ER\_S / ER\_Z** – ilość energii dostarczonej / odebranej z RB

**ZUP / ER** – ilość deklarowanego zapotrzebowania / rzeczywistego poboru energii

**RKBj / UPj** – jednostkowy RKB i UP – w odniesieniu do ER

Wnioski i spostrzeżenia do wyników analizy:

1. Wyniki analizy dowodzą wielkiej nieskuteczności w prognozowaniu pozycji dobowo-godzinowej zapotrzebowania na energię, która powinna być zoptymalizowana pod kątem ograniczania kosztów bilansowania.
2. Utworzenie grupy bilansującej skutkowałoby uzyskaniem 34% oszczędności na realnych kosztach zakupu energii z RB (co stanowi 79 tys.zł.) oraz 35% oszczędności na utraconym przychodzie (co stanowi 28 tys.zł), co łącznie stanowi około 1,8% kosztów zakupu energii liczonej po cenie 126 zł/MWh.
3. W przeliczeniu na wolumen rzeczywistego poboru energii, jednostkowy zysk na GB wyniósłby w przypadku odsprzedaży na RB 0,59 zł/MWh, a zakupu z RB 1,66 zł/MWh., co daje średni koszt jednostkowy bilansowania odsprzedaży na poziomie 3,28 zł/MWh oraz zakupu 1,08 zł/MWh.
4. Grupowe bilansowanie pozwoliłoby zatem na uzyskanie oszczędności rzędu 2,25 zł/MWh i ograniczenie globalnego kosztu bilansowania do poziomu 4,36 zł/MWh.

## 6. PODSUMOWANIE

IRiESP w proponowanym w projekcie z dn. 15 września 2005 r. kształcie, przyczyni się do stworzenia warunków rozwoju i popularyzacji zasady TPA. Hipoteza ta w świetle informacji o pełnej liberalizacji rynku od 1 lipca 2007 r. wydaje się być niepodważalna. Segment ten stanowić będzie szansę rozwoju i rynkowego współzawodnictwa, zarówno dla odbiorców energii, jak i ich dostawców. Przedstawione w referacie wyniki analiz dowodzą, że efekt grupowego bilansowania przynosi korzyści bez względu na charakter, rodzaj czy specyfikę grupowanych obiektów. Referat stanowi jedynie ogólne przybliżenie przedmiotowej kwestii i z całą pewnością nie zawiera kompletu informacji na ten temat. Ze względu na ograniczone rozmiary, nie objął w swej treści analiz widzianych od strony dostawcy energii. Na chwilę obecną przeprowadzenie rzetelnych obliczeń tego typu jest

kłopotliwe ze względu na złożoność zagadnienia grupowego bilansowania „ponad siecią” uwzględniającego odbiorców przyłączonych do fragmentów sieci nie objętych obszarem RB. Kwestia ta stanowić będzie w najbliższym czasie z całą pewnością interesujący temat analiz prowadzonych wśród dostawców obsługujących ten segment rynku. Rzetelność i wiarygodność kalkulacji opartych na ww. fundamentach formalno-prawnych może pozwolić na poszerzenie zakresu oferowanych produktów z przejęciem kosztów pełnego bilansowania Klientów włącznie.

## 7. LITERATURA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – część szczegółowa nr 1: Regulamin Rynku Bilansującego Energii Elektrycznej w Polsce – z dn. 29.11.2004 r.
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi – Projekt z dn. 15.09.2005 r.
3. Maciej Sołtysik, Jarosław Bogacz, Rafał Piotrowski, Marcin Adamczyk: „Analiza opłacalności wyboru dostawcy na przykładzie klienta z grupy taryfowej B23”. VI Konferencja Optymalizacja w elektroenergetyce OPE'05 s.297-307

### Summary

The article presented origin of balancing groups establishment, together with formal and legal conditions thereof, as well as related limitations that determine commonness of their establishment. Theoretical considerations of balancing groups justification were supported by financial analysis. It was based on actual data concerning demand and consumption of electricity by customers with different consumption characteristics. The analysis covered in detail customers belonging to light industry, and these are three business entities that have been in a group since August 2005 and three business entities, which remain tariff customers, and for which common balancing constitutes factor determining their presence on the market (due to their low level of hourly-daily demand).