

РАЗРАБОТВАНЕ НА МОДЕЛИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ НА БАЛАНСИРАЩИ ГРУПИ НА БАЛАНСИРАЩ ЕНЕРГИЕН ПАЗАР В БЪЛГАРИЯ

Йорданка Ангелова¹, Гергана Кулина – Радева²

¹ Технически университет – София, 1700 София, кат. "ИИИМ", j.angelova@abv.bg

² Технически университет – София, 1700 София, кат. "ИИИМ", gerkulina@yahoo.com

РЕЗЮМЕ. Българският пазар на електрическа енергия /ЕЕ/ е напълно либерализиран от 1 юли 2007 г., което означава, че всеки потребител има законово право на избор на доставчик и на свободен и равнопоставен достъп до мрежата за пренос на електроенергия до мястото на потребление. В действителност обаче до септември 2012 г. освен за потребителите на високо напрежение либерализацията остана само на теория. Според данни от Електроенергиен системен оператор /ЕСО/ ефективното отваряне на пазара към април 2014 г. е приблизително 35% и се отнася предимно за потребители на електроенергия, присъединени към мрежата на високо и средно напрежение, както и някои на ниско напрежение, които имат право да купуват електроенергия на свободно договорени цени. Тези потребители трябва да договарят сами цената на електроенергия и да планират на почасова база количествата, които ще потребяват. Всяка неточност ги отвежда на балансиращия пазар, където цените за недостиг и излишък са доста неизгодни в сравнение с пазарните. Добро решение за тези потребители да оптимизират разходите си за електроенергия е като участват в балансиращи групи. Въвеждането на балансиращите групи е една от стъпките за либерализация на енергийния пазар в България, чиято крайна цел е потребителите да имат максимален избор и възможност за оптимизиране разходите за небаланси чрез прехвърляне на отговорността за балансиране на Координатор на балансираща група /КБГ/. КБГ е задължен да определи метод за разпределение на общия небаланс между отделните членове, както и цените на балансиращата енергия в групата. Това предполага разработване и тестване на различни методи на разпределение на небалансите и избор на най-ефективния за профила на балансиращата група.

Ключови думи: Електрическа енергия /ЕЕ/; Балансиращ пазар; Балансиращи групи /БГ/; Координатор на балансиращи групи /КБГ/; Модели за управление на балансиращи групи

DEVELOPMENT OF MANAGEMENT MODELS FOR BALANCING GROUPS ON THE BALANCING ENERGY MARKET IN BULGARIA

Jordanka Angelova¹, Gergana Kulina - Radeva²,

¹ Technical University of Sofia, 1700 Sofia, j.angelova@abv.bg

² Technical University of Sofia, 1700 Sofia, gerkulina@yahoo.com

ABSTRACT. Bulgarian electricity market has been fully liberalized since 1 of July 2007. That means that each user has a legally rights to choose a provider and access to the network for the electricity transmission to the place of consumption. In reality, until September 2012, except for consumer-level high voltage liberalization was only a theory. According to data from Transmission system operator /TSO/, effective market opening until April 2014 is approximately 35% and refers primarily to electricity consumers connected to the network of high and medium voltage, and some of low voltage entitled to buy electricity on the free negotiated prices. These users need to negotiate the price of electricity alone and to plan on hourly basis quantities to consume. Any inaccuracy takes them on the balancing market, where prices for shortage and excess are quite favorable compared to the market. Good solution for those users to optimize their costs for electricity is participation in balancing groups.

The introduction of the balancing groups is one of the steps for the liberalization of the energy market in Bulgaria, whose ultimate goal is to give to consumers maximum choice and opportunity to optimize costs of imbalances by transferring the responsibility for balancing the balance group coordinator /BGC/. BGC is required to determine the method of distribution of total unbalance between members and the price of balancing energy in the group. This implies developing and testing different methods of distribution imbalances and choosing the most effective profile of balancing group.

Keywords: Electricity; Balancing Market; Balancing Group /BG/; Balance Group Coordinator /BGC/; Management Models for Balancing Groups

Въведение

Енергетиката е скелета на всяка икономика, а ефективното функциониране на този сектор е от изключително значение за постигането на устойчив икономически растеж и международна конкурентоспособност.

От средата на 90-те години в световен мащаб започват реформи в енергетиката, насочени към заместване на регулирането с конкуренция, чиято основна цел е подобряване на производствената ефективност и повишаване качеството на услугите. Акцентът е поставен към постигане на по-ефективно електроснабдяване на

обществото при по-ниски цени чрез въвеждането на конкуренция в някои сегменти на пазара, като производството и доставката на ЕЕ.

През 1995 г. Европейският съюз /ЕС/ започва поетапно въвеждане на конкуренция в електроенергетиката с цел подобряване на ефективността на сектора и на икономиката като цяло.

Същевременно либерализацията на енергетиката, разбираана като разширяване и постепенно отваряне на пазара за все повече консуматори, е неразделна част от

концепцията за изграждане на интегриран европейски енергиен пазар.

Пълното либерализиране и интеграция на националните енергийни пазари в един, и безпроблемното функциониране на европейския балансиращ пазар протича по-бавно от първоначално заложените цели в целия Европейски съюз и в частност в България. Целта на ЕС да се постигне хармонизираност в правилата за търговия с ЕЕ, ценообразуването и цялостната енергийна политика все още не е развита в нужната степен.

Членството на Република България в Европейския съюз постави нови и изключително съществени предизвикателства пред електроенергийния ни сектор. Съществена роля в реструктурирането на пазара за електрическа енергия /ЕЕ/ играе националният енергиен регулатор, чиято основна задача е да напътства, регулира и наблюдава процесите на либерализация и насърчаване на конкуренцията.

Пазарът на електроенергия в страната е в процес на поэтапна либерализация, която започна през 2004 г. и продължава и до днес. Той се състои от два сегмента – сегмент с регулирани цени и сегмент със свободно договорени цени или т.нар. свободен пазар. На регулирания сегмент цените се определят от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране /ДКЕВР/, а потребителите се обслужват от крайните снабдители на териториален принцип и не са задължени да сменят своя доставчик на електрическа енергия. Към момента този сегмент включва битовите потребители и стопанските потребители, присъединени към разпределителни мрежи ниско напрежение /НН/.

На свободния сегмент клиентите сами могат да договарят цените, както и да сменят своя доставчик на ЕЕ без географското им разположение да влияе на това.

Към 1 юли 2014 г. на свободния пазар са вече всички потребители, присъединени към мрежата на високо /ВН/ и средно напрежение /СН/, както и такива на НН, но с над 100 кВт инсталирана мощност, и да купуват електроенергия на свободно договорени цени. Тези потребители ще трябва да договарят електроенергия по свободно договорени цени и да планират сами на почасова база количествата, които ще потребяват. Недостигащите количества по двустранните договори се купуват, а излишъците се продават на балансиращия пазар.

Всяка неточност ги отвежда на балансиращия пазар, където цените за недостиг са около три пъти по-високи, респ. цените за изкупуване на излишък около три пъти по-ниски от пазарните. Добро решение за тези потребители да оптимизират разходите си за електроенергия е като участват в балансиращи групи.

Балансиращ пазар и балансиращи групи

В началото на февруари 2014 г. четири борси за пазар на ЕЕ и 13 преносни системни оператори в Северозападния европейски регион /СЕР/ дадоха ход на ценовото обединяване на пазарите ден-напред. Този старт е от решаващо значение за постигане на общата цел на ЕС за хармонизиран европейски пазар. До края на годината се

очаква обединяване на електроенергийните пазари „ден напред“ на Италия, Словения, Чехия, Словакия, Унгария и Румъния, а до края на 2016 г. на България и Гърция.

Балансирането на ЕЕ е една от ключовите роли на електроенергийните системни оператори, когато трябва да гарантират, че производството на ЕЕ е равно на търсенето ѝ в реално време. Възможността за ефективно балансиране на енергийните ресурси между отделните страни може да подобри сигурността на доставките и да намали разходите за ЕЕ, както и да послужи като основа за развитието на трансгранични балансиращи пазари.

България не остана в страни от световните тенденции на промени в електроенергетиката. Реформите подкрепиха и усилията на страната да се присъедини към Европейския съюз, в качеството си на страна член, като се стреми да прилага добрите европейски практики при реструктурирането на европейските пазари, въпреки нееднократните сигнали от Европейската Комисия за забавяне на процеса и/ или неизпълнение на законовата рамка.

Към 2014 г. българският електроенергиен пазар, организиран от Електроенергийния системен оператор /ЕСО/, използва пазарен модел, при който сделките се осъществяват чрез двустранни договори по свободно договорени цени между производители, търговци и потребители, с помощта на ден-напред графици и балансиращи групи, като от 1 юни 2014 г. ЕСО въведе почасов пазар и балансиране по всички сделки с ЕЕ.

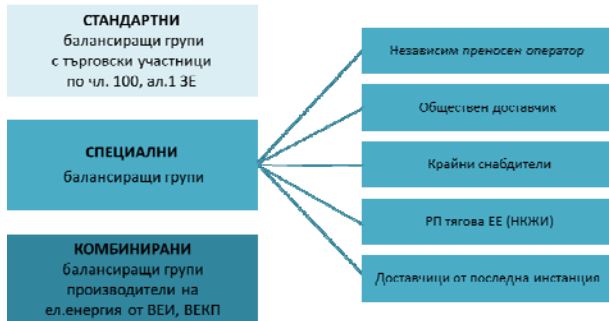
Потребителите се стремят да сключват договори с графици за доставка на количества енергия, максимално близки до очакваното им потребление, а производителите трябва да произведат тези договорени според графиките количества. Когато се появи несъответствие между заявените количества енергия и фактическото потребление или производство в електроенергийната система, се включва пазарът на балансираща енергия, на който се уреждат небалансите – разликите между предварително заявените и реално потребените/произведените количества.

Основни групи участници на пазара са Доставчици на балансираща енергия /ДБЕ/ и Координатори на балансиращи групи /КБГ/. Участниците на балансиращия пазар много точно ще трябва да планират производство и потребление, за да не реализират небаланси или да минимизират разходите за тях. Отговорността за балансиране е индивидуална за всеки търговски участник, но може да се прехвърли към лицензиран и регистриран КБГ. За времето, през което не са прехвърлили отговорността си за балансиране на КБГ, търговските участници сами отговарят за небалансите на своите обекти.

Формирането на балансиращи групи има за цел агрегиране на небалансите на търговските участници и смекчаване на икономическите последици от цените на балансиращата енергия; въвеждане на нова организация при администриране на сделките с ЕЕ; планиране на баланса на електроенергийната система; съсредоточаване на отговорностите по обмен на информация с ЕСО при малък брой участници на пазара. Самостоятелните пазарни участници имат ползи от обединяването си в балансиращи групи, заради възможността да намалят разходите си за небаланси. При съществуващите силно санкциониращи административно-определяни цени на

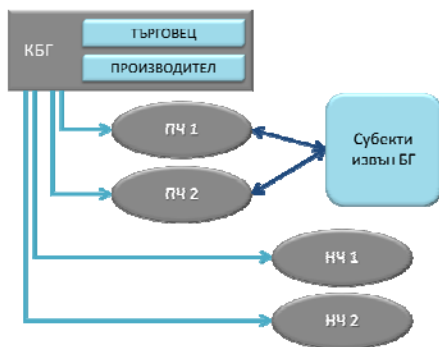
балансиращия пазар за недостиг и излишък ползите от такова обединяване са убедителни.

Балансиращите групи се състоят от координатор и членове и биват стандартни, специални и комбинирани на производители на ел. енергия от ВЕИ и ВЕКП, които се регистрират от независимия преносен оператор и към които се прилагат еднакви принципи за балансиране.



Фиг. 1. Схема за видовете балансиращи групи и участници

Членовете в балансиращата група биват преки, които имат право да търгуват с членове или координатори на други балансиращи групи и непреки, които нямат право да търгуват с членове или координатори на други балансиращи групи, т.е купуват или продават електрическа енергия само от/на своя КБГ.



Фиг. 2. Схема на структурата на балансираща група

Всяка балансираща група има координатор – лицензирано дружество съгласно чл.39 от Закона за енергетиката, което може да бъде производител на електрическа енергия; търговец на електрическа енергия; обществен доставчик; краен снабдител; преносно предприятие, разпределително предприятие.

КБГ поема отговорността за небалансите на членовете на балансиращата група, като купува и продава балансираща енергия, за да покрива небалансите на търговските участници, подлежащи на балансиране. По този начин се оптимизират разходите за небаланси и съответно финансовия резултат на отделните участници в групата. Задължение на Координатора е да определи броя членове, които ще се присъединят към неговата балансираща група, общите принципи и метод за разпределение на общия небаланс между отделните членове, както и цените на балансиращата енергия в групата.

Разработване на модели за управление на балансиращи групи

Въвеждането на балансиращите групи е една от стъпките за либерализация на енергийния пазар в България, чиято крайна цел е потребителите да имат максимален избор. От септември 2012 г. стартира процеса по регистрация на стандартни балансиращи групи, като техните членове са основно потребители, присъединени към мрежа ВН. От 2013 година на свободния пазар излизат и фирмите, присъединени към мрежа СН, които намират решение за оптимизиране разходите за небаланси чрез прехвърляне на отговорността за балансиране на КБГ.

Когато броят на участниците в балансиращата група е по-голям от един, се създават условия за групов ефект на балансиране – недостигът или излишъкът на електроенергия при отделните участници взаимно се балансират в рамките на групата и това намалява общия измерен небаланс на групата. Така финансовите разходи за небаланси са по-малки, в сравнение със случаите, в които всеки член на групата се балансира сам.

Всяка балансираща група има свой координатор, който поема отговорността за балансиране и финансовите разходи по администриране на заявките към ЕСО. Този начин на балансиране предвижда членовете на балансиращата група да уреждат директно с координатора разходите за своите небаланси; съответно разходите се разпределят според точността на прогнозата за всеки участник и описания по-горе групов ефект на балансиране.

Освен за потребителите балансиращите групи са полезна стъпка и за търговците, тъй като им дават възможност да разширят продуктовото си портфолио, като предоставят на потребителя услуги, които реално ще оптимизира техните разходи за електроенергия.

Трябва да се има предвид, че пазарният модел определя методите за балансиране. По начина, по който работи пазара към юли 2014г., членовете на балансиращата група изпращат заявките за електроенергия два дена предварително на КБГ, т.е. в Д-2, а Координатора изпраща агрегираната заявка към ЕСО един ден предварително, или Д-1. Реалните сетълменти се изпращат от ЕСО в края на всеки месец, което донякъде определя самото балансиране като постфактум.

Във връзка със задължението на КБГ да определи метод за разпределение на общия небаланс между отделните членове, както и цените на балансиращата енергия в групата, той следва да разработи и тества различни методи на разпределение на небалансите. Всеки метод би трябвало да отговаря на общите принципи за разпределение на небалансите, като например:

- Методът трябва да е максимално ефективен;
- Методът трябва да гарантира справедливост и равнопоставеност между членовете в групата;
- Методът трябва да е достатъчно ясен и разбираем за членовете в групата.

На тази основа могат да се разработят различни методи за разпределение на небалансите и определяне на цените на балансиращата енергия в групата като например:

- Метод на равното разпределение на балансиращата енергия, при който балансиращата енергия се разпределя по равно между участниците;
- Метод на разпределение на балансиращата енергия по ред, при който разпределението се извършва по ред на участниците, като първо се балансира най-малките небаланси;
- Метод на разпределение според тежестта на участника в групата, при който количествата балансираща енергия се разпределят според тежестта на всеки участник;
- Метод с размяна на небаланси при статична референтна цена в групата;
- Метод при динамична референтна цена в групата;
- Метод с разпределяне на спестения финансов ресурс от участие в балансираща група.

Търсенето на различни финансово - икономически модели е свързано с целта за оптимизиране на цената на балансиращата енергия за членовете в групата. На тази основа могат да се разгледат различни варианти за определяне на цените в балансиращата група, като например:

- Фиксирана цена за балансираща енергия в групата, т.е. има една фиксирана цена, по която се купува и продава балансираща енергия в групата;
- Фиксирана цена за енергията в групата и допълнителна „глоба“, плащана от всеки участник, който реализира небаланс, като размера на глобата се определя от КБГ, напр. като % от цената на ЕСО за излишък или недостиг;
- Различни цени за излишък и недостиг в групата, т.е. цената за излишък или недостиг се променя с % от средната цена, определена за цена в групата.

Тъй като първите два представени метода, за равното разпределение на балансиращата енергия и за разпределение на балансиращата енергия по ред, не изискват следване на специална математическа методика за разработване, то ще бъде представено разработването на следващите изброени.

Метод на балансиране с разпределение на небалансите при статична референтна цена

Вътрешната цена, по която се търгуват небалансите е определена от КБГ и е статична.

Ч – Член, участник в балансираща група

КБГ – Координатор на балансираща група

ЕСО – Електроенергиен Системен Оператор

КИ – количество излишък на член в групата в часа на сетълмент

КН – количество недостиг на член в групата в часа на сетълмент

КБГ – балансирано количество в групата, като

$КБГ = 0$, когато $\sum (КИ + КН) = 0$

$КИБГ > 0$, когато $\sum (КИ + КН) > 0$

$КНБГ < 0$, когато $\sum (КИ + КН) < 0$

Примерни стойности:

ЦБГ - цена за балансираща енергия в групата – 75лв.

ЦИ - цена за излишък на ЕСО – 25лв

ЦН - цена за недостиг на ЕСО – 155лв

ЦИЧ - цена, която се плаща на член в групата с излишък

ЦНЧ - цена, която се плаща на член в групата с недостиг

Как се управляват небалансите в случай на балансираща група с двама ЧЛЕНА и КБГ?

При излишък в БГ:

$$ЦНЧ = ЦБГ \quad (1)$$

$$ЦИЧ = \frac{(КН \times ЦБГ + КБГ \times ЦИ)}{\sum |КН| + \sum КБГ} \quad (2)$$

Пример:

Член 1 на групата регистрира в часа на сетълмент излишък от 10 МВт, а Член 2 на групата регистрира в часа на сетълмент недостиг от 2 МВт.

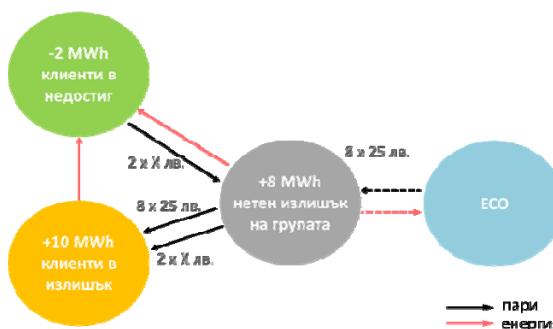
КБГ извършва вътрешно балансиране в групата и покрива 2 МВт недостиг на Член 2 с количества от излишъка на Член 1. Член 2 заплаща количествата вътрешна балансираща енергия по цена за балансираща енергия в групата от 75 лв.

В часа на сетълмент групата отчита общ резултат от 8 МВт излишък. ЕСО заплаща 8 МВт излишък по цена от 25 лв.

КБГ превежда на Член 1 сума, която е сбор от сумата преведена от ЕСО за 8 МВт излишък и сумата платена от Член 2 за 2 МВт недостиг.

Средната цена за 1 МВт в случая, по която се заплаща излишък е :

$$ЦИЧ = \frac{(2 \times 75 + 8 \times 25)}{2 + 8} = 35 \text{ лв.}$$



Фиг. 3. Метод на балансиране с разпределение на небалансите при статична референтна цена при излишък

При недостиг в БГ:

$$ЦИЧ = ЦБГ \quad (3)$$

$$ЦНЧ = \frac{(КИ \times ЦБГ + КБГ \times ЦН)}{\sum |КИ| + \sum КБГ} \quad (4)$$

Пример:

Член 1 на групата регистрира в часа на сетълмент излишък от 2 МВт., а Член 2 на групата регистрира в часа на сетълмент недостиг от 10 МВт.

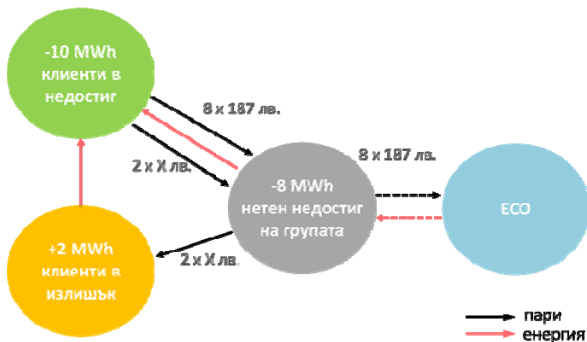
КБГ извършва вътрешно балансиране в групата и покрива 2 МВт недостиг на Член 2 с количества от излишъка на Член 1. Член 2 заплаща количествата вътрешна балансираща енергия по цена за балансираща енергия в групата от 75 лв.

В часа на сетълмент групата отчита общ резултат от 8 МВт недостиг. ЕСО получава от КБГ сума, равняваща се на 8 МВт недостиг по цена от 187 лв.

КБГ превежда на Член 2 сума за 2 МВт търгувани по вътрешна цена за групата и изисква от Член 1 да преведе сума, която е сбор от сумата, преведена на ЕСО за 8 МВт недостиг и сумата за Член 2 за 2 МВт недостиг.

Средната цена за 1 МВт в случая, по която се заплаща недостиг е:

$$ЦНЧ = \frac{(2 \times 75 + 8 \times 187)}{2 + 8} = 139 \text{ лв.}$$



Фиг. 4. Метод на балансиране с разпределение на небалансите при статична референтна цена при недостиг

Особености на модела:

- Не се извършва физическо балансиране в групата
- Цената се мени всеки час според небалансите в групата
- Референтната цена на балансиращата енергия, която се търгува в групата се определя от КБГ и е фиксирана

Метод на балансиране с разпределение на небалансите при динамична референтна цена

Този метод е напълно идентичен с метода на разпределение на небалансите при статична референтна цена. Разликата между двата метода е, че при динамична референтна цена има още един показател, който влияе при формиране на цената за небаланси.

Вътрешната цена, по която се търгуват небалансите е определена от КБГ, но не е статична. Тя се променя всеки час в зависимост от пазарните условия. Вътрешната цена се пресмята като средноаритметично на двете цени на ЕСО за балансираща енергия.

Цените на ЕСО за балансираща енергия следва да се променят за всеки период на сетълмент в зависимост от търгуваните количества на пазара.

Управление на небалансите в стандартна балансираща група при:

При излишък в БГ

ЦБГ - цена за балансираща енергия в групата е средноаритметична на ЦИ и ЦН на ЕСО или

$$ЦБГ = \frac{(ЦИ + ЦН)}{2} \quad (5)$$

$$ЦНЧ = ЦБГ = \frac{(ЦИ + ЦН)}{2} \quad (6)$$

$$ЦИЧ = \frac{(КН \times ЦБГ + КБГ \times ЦИ)}{\sum |КН| + \sum КБГ} \quad (7)$$

Пример:

$$ЦБГ = \frac{(25 + 155)}{2} = 90 \text{ лв.}$$

Член 1 на групата регистрира в часа на сетълмент излишък от 10 МВт.

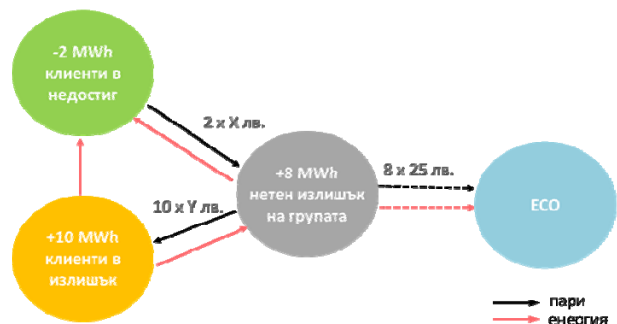
Член 2 на групата регистрира в часа на сетълмент недостиг от 2 МВт.

КБГ извършва вътрешно балансиране в групата и покрива 2 МВт недостиг на Член 2 с количества от излишъка на Член 1. Член 2 заплаща количествата вътрешна балансираща енергия по цена за балансираща енергия в групата от 90 лв.

В часа на сетълмент групата отчита общ резултат от 8 МВт излишък. ЕСО заплаща 8 МВт излишък по цена от 25 лв.

Средната цена за 1 МВт в случая, по която се заплаща излишък е

$$ЦИЧ = \frac{(2 \times 90 + 8 \times 25)}{2 + 8} = 38 \text{ лв.}$$



Фиг. 5. Метод на балансиране с разпределение на небалансите при динамична референтна цена при излишък

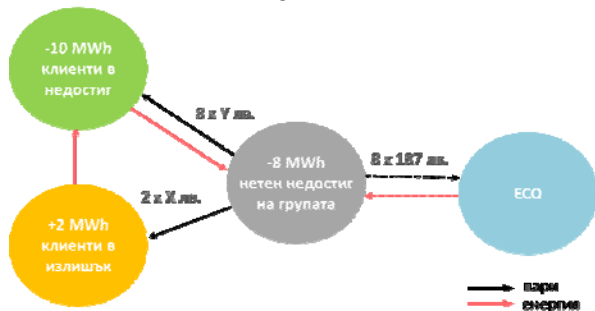
При недостиг в БГ е аналогично

$$ЦИЧ = ЦБГ = \frac{(ЦИ + ЦН)}{2}$$

$$= \frac{32.6 + 169.48}{2} = 101.04$$

Цена на ЕСО за излишък от 32,6лв и недостиг от 169,48лв
Средната цена за 1 МВт в случая, по която се заплаща недо е

$$ЦНЧ = \frac{(2 \times 101,04 + 8 \times 32,6)}{2 + 8} = 46,29 \text{ лв.}$$



Фиг. 6. Метод на балансиране с разпределение на небалансите при динамична референтна цена при недостиг

Метод с разпределение на спестения финансов ресурс от участие в балансираща група

Методът се характеризира с изключителната си простота при разпределение на небалансите в групата.

Всички членове, реализират небаланси в часа за сетълмент, а акумулираният резултат на групата се изпраща към ЕСО. Между всички членове на балансиращата група се разпределя премия. Премията се явява спестената сума от това членовете на групата да плащат небалансите си индивидуално (тоест ако не са част от БГ) и сумата, която плащат, ако са в БГ. Сумата се дели на количеството небаланс и се получава премия за 1 МВт балансираща енергия. От получената премия се приспада % определен за КБГ. Останалата част от премията се разпределя между участниците в зависимост от индивидуалния им небаланс.

Методът осигурява равна като стойност премия за 1 МВт на всички участници, не влияе върху прогнозирането на клиентите, тоест не променя начина на прогнозиране на клиента и предвижда въвеждане на коефициент за точност на прогнозата, който да стимулира участниците да изготвят по-точни прогнози.

Пример:

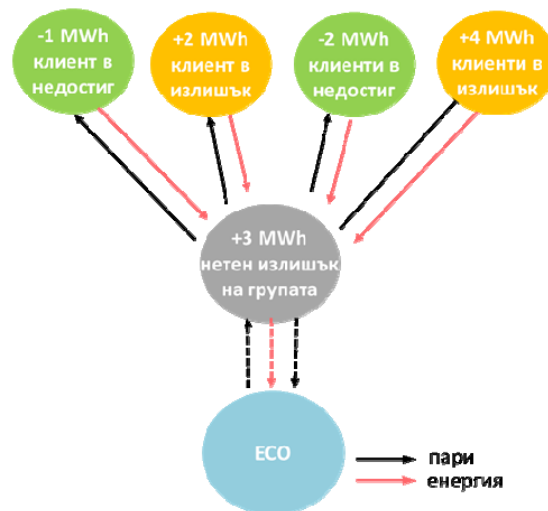
Ситуация на излишък, група с 15 члена и товар от МВт

Групата реализира излишък от 9.95 МВт и недостиг от 1. МВт.

Агрегираното количество на небаланс на групата е 8. МВт излишък.

Фиксираната компонента за покриване на разходите на координатора е 35%.

Сумата за премия, която се разпределя между участниците – 14.32лв. за МВт, а общата премия е 159.60лв.



Фиг. 7. Метод на балансиране с разпределение на спестения финансов ресурс от участие в балансираща група

Метод за разпределение на небалансите според тежестта на участниците

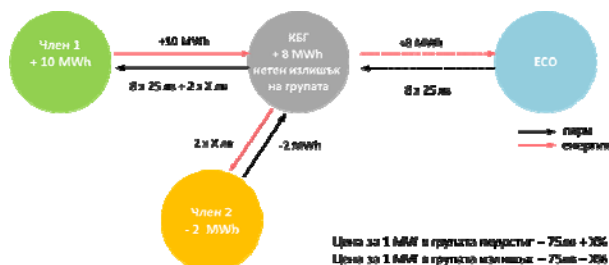
Методът се характеризира с това, че се извършва реално (физическо) балансиране на обектите в БГ. Това се осъществява, като за всеки период на сетълмент, всеки участник има своя тежест. Тази тежест се определя от големината на товара на участника и от това, колко участника в съответния период на сетълмент са в същия небаланс. Така се формират 2 групи – група на членове в излишък и група на членове в недостиг. В тези групи всеки участник има тежест. На база на тези тежести небалансите за съответния период на сетълмент се разпределят между участниците.

Методът следва правила, по които се извършва разпределянето:

- Процентна тежест на участниците според заявените количества;
- Покриване на небалансите според тежестта;
- Използване на излишъци при повече от 1 член в групата с излишък на база тежестта;
- При наличие на достатъчно балансираща енергия, покриване на 100% на всички небаланси на членовете в групата независимо от тежестта, която имат те;
- При недостатъчно балансираща енергия, небалансите се покриват според тежестта на участника и се използва 100% от балансиращата енергия.

Този метод гарантира напълно честно и прозрачно разпределение на небалансите в групата, според големината на всеки участник, не води до изкривяване в прогнозите на членовете и не променя начина на прогнозиране.

Цената по, която се търгуват количествата в БГ се определя от координатора. Определя се вътрешна цена, която е еднаква за всички. Към тази цена се изважда или прибавя % за обслужване разходите на координатора. По този начин участникът с излишък продава своята енергия на цена $X-25\%$, а участникът с излишък я купува на цена $X+25\%$. Процентът за обслужване се определя от координатора, не е фиксиран във времето и може да се променя според обстоятелствата на пазара.



Фиг. 6. Метод за разпределение на небалансите според тежестта на участниците

Изводи и заключение

В съответствие с процеса на либерализация, вътрешният електроенергиен пазар бе изграден върху модела на двустранни договори и балансиращ пазар. Потребителите се стремят да сключват договори с графици за доставка на количества енергия, максимално близки до очакваното им потребление, а производителите трябва да произведат тези договорени според графици количества. Когато се появи несъответствие между заявените количества енергия и фактическото потребление или производство в електроенергийната система, се включва пазарът на балансираща енергия, на който се уреждат небалансите – разликите между предварително заявените и реално потребените/произведени количества.

Реалното отваряне на пазара се случи с въвеждането на балансиращите групи. Те са условието, което позволи на търговците на електроенергия, в ролята им на КБГ да развият портфолиото си като предлагат на потребителите безрискови продукти на ниски цени.

От друга страна участието на потребителите в БГ има положително въздействие върху управлението на техните небаланси (отклонения), тъй като оптимизира разходите за тях.

Литература

- Ангелова Й. 2008. *Проблеми на либерализацията на електроенергийния пазар в България*, Беллопринт, Пазарджик
- Ангелова Й. 2008. *Определяне на цената на електрическата енергия*, Кинг, София
- Беляев, Лев. 2010. *Electricity Market Reforms: Economics and Policy Challenges*. Springer; 1st edition.
- Глашан, Жан-Мишел. 2003. *Competition in European Electricity Markets: A Cross-country Comparison*, Edward Elgar Publishing
- Електроенергиен Системен Оператор. www.tso.bg. *Цени и източници на балансираща енергия*
- Закон за енергетиката (ЗЕ), публикуван в ДВ на Република България.
- Правила за търговия с електрическа енергия, публикувани в сайта на ДКЕВР
- Педел, Бъркхард. 2006. *Regulatory Risk and the Cost of Capital*. Springer. Berlin.
- EMI Energy Management Institute. www.emi-bg.com. 21.10.2013. Координатор на балансираща група
- EMI Energy Management Institute. www.emi-bg.com. 24.01.2014. Участие на балансиращ пазар
- European Network of Transmission System Operators for Electricity. www.entsoe.eu. *ENTSO-E NETWORK CODE ON ELECTRICITY BALANCING*
- European Network of Transmission System Operators for Electricity. www.entsoe.eu. *Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 07/2014 of 21 March 2014 on ENTSO-E NETWORK CODE ON ELECTRICITY BALANCING*

Статията е препоръчана за публикуване от Редакционен съвет.