

Регионален пазар на едро: примерът на PJM.
Част втора - пазар за електроенергия с местни прирастни цени

Димо Стоилов, Никола Николов

Резюме: *За разлика от Европа, реорганизацията на електроенергийните стопанства в САЩ и Канада доведе до създаване и функциониране на единадесет централизирани регионални електроенергийни пазари за електроенергия на едро и свързаните с нея стоки и услуги [1], [2]. Всеки регионален пазар има своеобразна организация и състав от подпазари: за разполагаема мощност, за регулиране, за резерви, за електроенергия и спомагателни услуги. В тази статия разглеждаме подпазарите за електроенергия и спомагателни услуги, основани на местни прирастни цени, според примера на действащия пазар в региона наричан PJM.*

Ключови думи: Централизиран регионален пазар за разполагаема мощност, за електроенергия, за спомагателни услуги, за регулиране, за резерви.

I. Увод

Както е описано в [3] деветнадесетте компании членки в PJM са предимно вертикално интегрирани предприятия за обществени услуги/ползи (utility). Много от тях са вече в състава на големи корпорации, собственост на вложители или самите те са изкупили или създали дъщерни дружества. При съществуващата сложна организационна и собственическа структура компаниите могат да изпълняват едновременно няколко пазарни роли: Производител (Producer), Собственик на преноса (Transmission owner), Оператор на контролна зона (Control zone operator), Клиент на пренос (Transmission customer), Електрическа разпределителна компания (Electric Distribution Company - EDC), Купувач на пазара на едро за препродаване на пазара на дребно (retail power customer) и Предприятие за обслужване на товари/консуматори (Load Serving Entity - LSE).

Централизираният регионален пазар PJM (названието идва от абривиатура на имената на трите щата начални основатели Pennsylvania, New Jersey, Maryland) се състои от седем взаимно свързани подпазара, разгледани в [3]. В тази статия разглеждаме пазара за електроенергия и спомагателни услуги (пазари II и V) от фиг. 1 в [3]. Структурата на регионалната преносната организация RTO PJM Interconnection, както и основните функции и услуги, които тя извършва, са описани в [3]. В [4] са изложени подпазарите за разполагаема мощност, резерви и регулиране, отново съобразно примера на PJM, а в [5] се описва пазар на дребно от региона на PJM (чрез примера на Duke Energy Ohio Inc.).

II. Пазари за електроенергия и спомагателни услуги в PJM

Електроенергийният¹ пазар на PJM работи в голяма степен аналогично на фондова борса, на която пазарните участници установяват цената за електроенергия чрез уравниване на предлагането и търсенето.

Енергийният пазар на PJM се състои от два пазара: **пазар за следващото денонощие - ПСД (Day-ahead Market - DAM)** и **балансиращ пазар в реално време – БПРВ (Real-time balancing market - RTBM)**.

i) Пазарът за следващия ден е предварителен пазар за бъдеща доставка, в който часовите уравниващи цени се изчисляват за всеки час на следващото денонощие въз основа на предложения за производство (generation offers), заявки за потребление (demand bids), предложения за увеличаване (Increment offers), заявки за намаляване (Decrement bids), както и графици по сключени отнапред двустранните сделки, които се доставят през следващия ден.

ii) Балансиращият пазар в реално време е енергиен пазар, на който се определят уравниващи цени на всеки пет минути, основани на икономичен диспечинг на системата, с отчитане на действителните текущи ограничения, зависими от сигурността (system operations security-constrained economic dispatch).

За двата енергийни пазара се извършва отделно уреждане на задълженията (settlement): i) за ПСД уреждането се основава на планираните от предния ден почасови количества и определените тогава почасови цени, ii) за БПРВ уреждането се основава на реализираните почасови интегрални отклонения спрямо планираното на ПСД от вчера и на интегрираните в течение на часа претеглени петминутни цени.

¹ За краткост нататък изпускаме „електро“ пред енергия.

Изчисленията на цените за енергия през следващото денонощие и на цените на балансираща енергия (в реално време) се основават на местните (локалните) прирастни цени - МПЦ (Locational Marginal Pricing - LMP) във възлите на преносната мрежа - съвременен вариант на оригиналните моместни/спот (spot) цени в [7].

II.1. Пазарът за следващото денонощие (ПСД) дава възможност на участниците да купуват/продават енергия на определени през предходния ден (изчислени и задължителни за участниците) местни прирастни цени за следващото денонощие. Съставките на МПЦ за следващото денонощие са: i) системната цена за енергия за следващото денонощие (Day-ahead System Energy Price), ii) цената за претоварвания през следващото денонощие (Day-ahead Congestion Price), ако има такива и iii) цената за загуби (на активна мощност) през следващото денонощие (Day-ahead Loss Price)². Този пазар позволява на ползвателите на преносната мрежа да планират графика на двустранните си доставки при задължителни плащания за претоварване за следващото денонощие (Day-ahead congestion charges), основани на разликите в цените възникващи при претоварване между (възела на) захранващия източник и на товара (differences in the Congestion Prices between the transaction source and sink). Предприятията за обслужване на товари/консуматори могат да представят почасови графици за потребление, включващи и всякакви чувствителни към цените товари, за частта от общия товар, която ще платят по цените за следващото денонощие.

Всеки генератор/производител, който е част от производствената мощност на PJM и има заангажирани мощности (според пазара за мощностите описан в [4]), е задължен да предложи предложения на ПСД, даже ако е предвиден за собствени доставки или е неразполагаем. Другите производители могат, но не са длъжни, да представят предложения на ПСД. Клиентите на услуга пренос могат да представят на ПСД установени (fixed), диспечеруеми (dispatchable) или “до достигане” на претоварване (“up to” congestion) двустранни графици за доставки и могат да уточнят дали искат да плащат таксите за претоварвания или искат да бъдат прекъсвани техните доставки при възникване на претоварване. Консуматорите, доставящи услугата прекъсване или намаление (Curtailment Service Providers - CSPs) могат да представят предложения за намаляване на товарите си. Всички покупки и продажби на ПСД се уреждат по цените за следващото денонощие. Претоварванията в резултат на продажби и покупки на енергия за следващия ден се уреждат чрез ценовата съставка за претоварване на местните

² Не се включват цени за пренос нито за други услуги.

прирастни цени за следващото денонощие. Загубите при пренос в резултат на продажби и покупки на енергия за следващия ден се уреждат чрез ценовата съставка за загуби на МПЦ за следващото денонощие.

След като изтече времето за подаване на предложенията, РЈМ изчислява графици за следващото денонощие, основани на представените предложения, заявки и графици, като използва програми за получаване на графици, описани в съответни ръководства. Тези програми са основани на зависимото от сигурността икономично ангажиране и диспечирание (least-cost, security constrained resource commitment and dispatch) на източниците през всеки час на следващото оперативно денонощие.

Процесът на РЈМ за създаване на графиците за следващото денонощие включва и анализ на надеждностните изисквания чрез задълженията за осигуряване на резерв. Получаваните графици и МПЦ за следващото денонощие представляват задължителни финансови ангажименти на пазарните участници. Финансовите права за пренос се отразяват в ценовата съставка за претоварвания през следващото денонощие на МПЦ.

II.2. Балансиращият пазар на енергия в реално време е основан на условията за функциониране/опериране на системата в реално време. Производителите, които са източници на мощност и товари, предлагащи отзив, които не са били ангажирани за следващото денонощие, могат да изменят своите предложения, за да бъдат използвани в пазара за енергия в реално време през периода на повторно подаване на предложения (Generation Rebidding Period) от 16.00 до 18.00ч. (в противен случай за балансиращия пазар остават валидни първоначалните им предложения). Местните прирастни цени в реално време се изчисляват въз основа на действителните оперативни условия в системата, както са установени от установителя на състоянието. Предприятията за обслужване на товари ще заплащат МПЦ в реално време за всеки товар, който превишава техните определени от пазара за следващия ден количества, а ще получават приход за отклонение на товарите под техните количества по график. На генераторите се заплаща по МПЦ в реално време за всяко производство, което надхвърля планираните от предния ден количества, а те заплащат за отклонения под планираните. Клиентите за пренос заплащат такси за претоварване, основани на ценовата съставка на МПЦ за претоварване в реално време за количествените отклонения на двустранната доставка спрямо графика от предното денонощие. Консуматорите предоставящи услуга ограничаване (Curtailment Service Providers - CSPs) могат самостоятелно да си наложат намаления на товарите, които не се управляват/диспечират в реално време от РЈМ. Всички местни покупки и продажби на балансиращия пазар се уреждат по МПЦ в

реално време. Претоварването, което е резултат на покупки и продажби в реално време, се урежда по съставката на МПЦ за претоварване в реално време. Загубите при пренос в резултат от покупки и продажби в реално време се уреждат по съставката на МПЦ за загуби в реално време.

III. Определяне на местната прирастна цена

Местната прирастна цена се определя като прирастна цена за енергия в мястото/възела, където енергията се доставя или получава. За счетоводни цели МПЦ се изразява в долари за мегаватчас (\$/MWh). МПЦ представлява подход за оценяване, който отразява разходите за закупуването енергията от производителите, както и разходите, свързани с претоварването в преносната система и със загубите. Всеки клиент на пазара на едро плаща цена за енергия, включваща прирастните разходи за прираста на енергия (increment of energy) в местонахождението на купувача (възела на присъединяване към преносната мрежа).

Когато има претоварване на преносната система диспечерът използва един или повече производствени агрегати извън списъка по заслуги (economic merit order), за да запази мощностните потоци в допустимите граници. Може да има и други средства, които да бъдат използвани, за да се облекчи претоварването. МПЦ отразяват разходите за диспечирание на средства в разрез с приоритетния списък и разходите за доставка на енергията до съответното място.

МПЦ се изчисляват за всички възли с инжекции, за всички възли на свръх високо напрежение (с номинално напрежение 500 kV и повече), за граничните възли между мрежи с различни напрежения и за различни групи от възли.

Изчислението на МПЦ определя прираста на разходите за покриване на прираста на товара в даден възел, като сума от три отделни съставки на МПЦ. Тези три съставки са следните:

i) Системна цена за енергия (System Energy Price) е цената, по която продавачът е предложил да достави прираст на енергия от произвеждащ източник или намаление (отраст) на потребяваната енергия от отзивчив потребител. Системната цена за енергия може да съдържа част от определените глобяващи коефициенти за недостатъчен резерв при недостиг.

При наличие на достатъчен резерв, липса на претоварване и липса на загуби МПЦ е еднаква за всички възли и е равна на системната цена за енергия.

ii) Цена (съставка за избягване) на претоварване (Congestion Price) е увеличението на системната цена в едни възли или намалението в други заради принудено увеличаване на мощността на по-неефективни агрегати и

намаляване на мощността на по ефективни, чрез което се избягва претоварването, което би съществувало при оптимално, но несъобразено със сигурността, натоварване на генераторите. Претоварването може да се предотвратява също чрез използване на отзивчиви товари. Тогава съставката отразява поскъпването заради намаленото натоварване на консуматорите. Цените за претоварване може да съдържат част от определените глобяващи коефициенти за недостатъчен резерв при недостиг.

iii) Цена за загуби (на активна електроенергия) (Loss Price) е положителното или отрицателно изменение на възловите цени, породено от изменението на разходите за загуби при преноса при прираст на мощността на съответен генератор или отраст на товар в даден възел, като реакция за балансиране нарастването на товара или намаляването на мощността на генератор в друг възел.

III.1. Изчисляване на МПЦ за следващото денонощие

Изчисляването на МПЦ за следващото денонощие се основава на извършеният преди това избор на състава на работещите агрегати и тяхното заангажиране, както и заангажиране на отзивчиви товари с цел удовлетворяване на заявените за всеки час от следващия ден товари, плюс осигуряване на всички необходими резерви. Изчислението оптимизира едновременно натоварването, планирания резерв за следващото денонощие (Day-ahead Scheduling Reserve - DASR) и цените.

МПЦ на пазара за следващото денонощие се определя измежду следните източници:

- диспечиремите парни агрегати в състава на пула³;
- подлежащи на диспечирание в пула агрегати с вътрешно горене в т.ч. дизелови (Combustion Turbines (CTs) and diesels), чиято предложена цена е равна на или по-ниска от прирастния разход в системата;
- предложения от външни за пула диспечеруеми източници;
- предложения за прираст (increment offers);
- заангажирани предложения от “икономичен отзив на товара” (committed Economic Load Response bids);
- предложения на отзивчиви товари и предложения за отраст/намаление (decrement bids);
- сделките за пренос от точка до точка, които предлагат заплащане до настъпване на претоварване (“up to congestion charges“).

III.2. Изчисляване на МПЦ през реално време

³ PJM

Процесът на изчисляване на МПЦ през реално време се изпълнява от няколко програмни модула, които изпълняват последователни действия в реалното време на всеки пет минути. Машината за уравняване на пазара (Market Clearing Engine - MCE) (фиг. 1) използва следните подсистеми при изчисляване на МПЦ и на пазарните цени на спомагателните услуги Приложни програми (приложения) за реално време: Оптимизатор на спомагателните услуги - ОСУ (Ancillary Service Optimizer – ASO), Междинен зависим от сигурността икономичен диспечинг - МЗаСИД (Intermediate Security Constrained Economic Dispatch - IT SCED) и Зависим от сигурността икономичен диспечинг в реално време - ЗаСИД (Real-Time Security Constrained Economic Dispatch - RT SCED);

- Установител (оценител) на състоянието (State Estimator);
 - Изчислител на местните цени - ИМЦ (Locational Pricing Calculator - LPC).
-



Фиг. 1 Блок схема на взаимодействията между приложенията, съставляващи машината за уравняване на пазара

Машината за уравняване на пазара представлява многомодулна софтуерна платформа за диспечирание на енергията и осигуряване на адекватни резерви в реално време и за регулиране в близкото бъдеще. Съвместно работещите програми оптимизират продуктите на всеки пет минути и като съблюдают зависимостите и ограниченията установяват оптималния режим (набор от управлявани параметри). Следва кратко описание на споменатите приложения.

Оптимизаторът на спомагателните услуги изпълнява съвместната оптимизация на енергия, резерв и регулиране. **ОСУ** решава задачите за всеки

интервал от един определен хоризонт, като подготвя три основни варианта за регулиране. **ОСУ** заангажира спомагателните услуги синхронизиран резерв, несинхронизиран резерв и регулиране (Synchronized Reserve, Non-Synchronized Reserve, & Regulation). **ОСУ** не изчислява уравниващите пазара цени.

Междинният зависим от сигурността икономичен диспечинг - МЗаСИД изпълнява няколко задачи относно предстоящия период от 1-2 часа. Използва историческа и текуща информация, за да реши следните задачи за всеки един предстоящ единичен интервал:

- Пресмята очакваните работни точки, които да се използват от управлението на агрегатите в реално време.
- Заангажира източниците на резерв и енергия.
- Подготвя три основни варианта за регулиране.
- Прогнозира предстоящ недостиг на резерв.

Зависимият от сигурността икономичен диспечинг в реално време (ЗаСИД) оптимизира съвместно енергията и резервите, като определя “on line” базови работни точки на мощността и „второто стъпало“ (диспечерското задание на централния регулатор, отклоняващо мощността на агрегата от работната точка) (Office of the Interconnection energy dispatch signals and instructions - “Tier 2 Synchronized Reserve”)⁴. Едновременно с това ЗаСИД заангажира несинхронизиран резерв (Non-Synchronized reserve commitments). Сигналите за тези три задания (базова работна точка, текуща регулираща мощност и команда за несинхронизиран резерв) се изпращат към съответните агрегати. Тези величини се изменят непрестанно според реалните условия за икономично диспечирание и използване на мощността и резервите.

Използват се следните данни:

- Прогноза на товара (от системата за управление на енергията - EMS);
- Ограничения при преноса (от чувствителностите определени от EMS);
- Установени състояния (от EMS);
- Изключвания (на генератори и клони) (от електронна база данни за реално време - eDART);
- Графици за доставка по сделки (от подобрената система за предварително диспечирание - Enhanced Energy Scheduler - EES);

Решават се множество варианти за икономично диспечирание според възможните варианти за отстраняване на претоварванията (ограниченията). Всеки вариант съдържа:

⁴ „Първото стъпало” е мощност в отговор на честотно смущение (a response to a Synchronized Reserve Event (“Tier 1 Synchronized Reserve”), което в Европа съответства на мощност в диапазона за първично регулиране.

-
- Препоръчван набор от зоновни цени (за диспечиране),
 - Списък на скритите цени заради преодоляване на претоварвания,
 - Цени при всеки отделен агрегат или друг източник,
 - Препоръчвана мощност на всеки източник в MW,
 - Заангажиран резерв при всеки източник.

За всеки моделиран източник в **МЗаСИД** и **ЗаСИД** се изчисляват графици за всеки вид резерви и заместването между резерв и енергия при наличие и при недостиг на резерв, когато се въвеждат глобяващите коефициенти. Например, ако има недостиг и глобяващият коефициент за синхронизиран резерв е \$100/MWh, всеки източник с по-ниска от тази цена ще бъде заангажиран, но затварящата пазара цена ще бъде ограничена на този коефициент \$100/MWh.

Установителят (оценителят) на състоянието (УС) в реално време служи за определяне на реалните мощностни потоци въз основа на наличните телеизмервания и сигнализации за топологията, след което всички останали приложения ползват това удостоверено състояние. УС в PJM се обновява всеки 30 секунди и осигурява следните данни за пресмятане на МПЦ на всеки пет минути:

- Определяне на потоците чрез пълен AC модел,
- Действително вкарваните в мрежата мощности в MW,
- Действителните възлови товари,
- Действителните потоци по клоните,
- Действителните загуби за всяка управлявана зона в MW,
- Действителните потоци по клонове с ограничена преносна способност.

Изчислител на местните цени - ИМЦ (Locational Pricing Calculator-LPC)

Неговата задача е да изчислява МПЦ на енергията и уравниващите цени на спомагателните услуги на всеки пет минути. Цените се определят за всеки възел в модела на УС и за всеки граничен възел. МПЦ представляват прираста на разходите спрямо нарастване на товара в съответния възел. ИМЦ е линейно оптимизационна програма за съвместна оптимизация на енергията и спомагателните услуги, съблюдаваща ограничения по клонове, по агрегати, по товари, по сделки. На всеки пет минути се получават следните резултати:

- Местни прирастни цени (МПЦ),
 - Цени на синхронизирания резерв - ЦСР (Synchronized Reserve Market Clearing Prices - SRMCPs),
 - Цени на несинхронизирания резерв - ЦНСР (Non-Synchronized Reserve Market Clearing Prices - NSRMCPs),
-

-
- Уравняваща цена на пазара за регулиране - ЗЦПР (Regulation Market Clearing Prices- RMCPs),
 - Уравняваща цена за участие в пазара за регулиране – ЗЦУПР (Regulation Market Performance Clearing Price - RMPSP), която се използва за определяне на Цената за възможността за участие в регулирането ЦВУР (Regulation Market Capability Clearing Price - RMCCP),
 - Коефициентът за прирастната полза от регулиране КППР (Regulation Marginal Benefits Factor).

Всяка уравняваща цена се изчислява за прираста на следващия MW от съответния продукт с отчитане влиянието върху другите продукти. Така се осигурява съгласуваност между МПЦ и диспечерските разпореждания, което означава равнопоставеност на ползата от една или друга услуга за доставчика и липса на предмет за възражения или неизпълнения на диспечерски разпореждания.

Ш.3 Изчисляване на МПЦ при дефицит на резерв

Когато има достатъчно резерв цените за резерв се определят въз основа на предложенията на участниците без да се достигат глобяващи коефициенти. В случай на недостиг на резерв се прилагат глобяващи коефициенти. В зоните с дефицит на резерв МПЦ се определят като към цената за енергия се добавят глобяващите коефициенти за всеки дефицитен продукт плюс или минус цената заради претоварване и за загуби. Максимално допустимата цена за енергия се ограничава на \$1,000/MWh, плюс коефициентите за недостигащ резерв, плюс съставките за претоварване и загуби.

Ш.4 Пресмятане на МПЦ при аварии

За да се прилага правилно определена МПЦ при аварии PJM прилага действия, основани на разполагаемостта, мястото, цената и количеството на товара, който трябва да се изключи (намали). МПЦ зависи от комбинацията на приложимите мерки и определянето на прирастните измежду тях. Например ако купуването на аварийна помощ е прирастна мярка то за граничния/междусистемния възел, през който ще бъде доставена аварийната помощ, ще се приложи по-малкото от двете: цената на предлаганата аварийна помощ или максимално допустимата цена (\$1,000) плюс удвоения глобяващ коефициент. Ако PJM започне намаляване на напрежението в захранващите възли или ръчни изключения на товари за запазване на устойчивост затварящата цена на всички резерв в съответната област или целия регион ще бъде установена както при недостиг на резерв и:

- Цената на несинхронизирания резерв ще бъде равна на цената на глобяващия коефициент за първичен резерв (Non-Synchronized Reserve Clearing Price = Primary Reserve Penalty Factor)

- Цената на синхронизирания резерв ще бъде равна на цената на глобяващия коефициент за първичен резерв плюс глобяващия коефициент за синхронизиран резерв (Synchronized Reserve Clearing Price = Primary Reserve Penalty Factor + Synchronized Reserve Penalty Factor).

III.5 Пресмятане на МПЦ за останали без захранване възли (De-Energized Busses)

Цената за възлите, останали без захранване поради настъпили изключвания се установява колкото е цената на съседните захранени възли.

III.6 Удостоверяващи процедури при информационни или изчислителни грешки

РJM непрекъснато надзирава достоверността на изчисляване на МПЦ и в случай на грешки прилага максимално достоверни поправки.

III.7 Диапазон на точност и допустими нарушения

В отделни случаи Изчислителят на цени определя МПЦ, които в някои възли не са достатъчно точни. Затова РJM е определил отнапред диапазон на точност, който означава допустима разлика между определяната в реално време и използвана за диспечирание цена и определената след това (ex-post) търговска МПЦ. Това е информационна величина за оценка на точността, която не прави двете (real time и ex-post) МПЦ неверни. Напротив и двете са имали своето значение в момента на използване.

III.8 Прилагане на МПЦ

МПЦ се прилагат за пресмятане на задълженията и плащанията както следва:

- Задълженията за купуване/продаване на енергия.
 - Определяне компенсациите към доставчиците на оперативен резерв за техните разходи.
 - Пресмятане на задълженията на ползвателите на мрежата за избягване на претоварване и разплащане към притежателите на финансови права за пренос.
 - Пресмятане на задълженията за загуби.
 - Пресмятане на задълженията и плащанията за аварийна помощ от/към съседни управлявани зони.
 - Пресмятане на задълженията и плащанията от/към отзивчивите товари.
 - Пресмятане на задълженията и плащанията между членовете на РJM и между управляваните области заради грешни измервания.
-

Благодарност

Направените проучвания и анализи, резултатите от които са представени в настоящата публикация, са финансирани от Вътрешния конкурс на ТУ-София-2015г.

Източници:

- [1]. Стоилов, Д. Г., Електроенергийни стопанства и пазари в Австрия, Германия, Италия, Полша, Румъния, Франция и Чехия, Технически университет-София, 2013
 - [2]. Стоилов Д., Н. Николов, Регионално обединяване на електроенергийните пазари в САЩ, Научна конференция „ЕФ 2014“, Сборник доклади, Созопол, 2014
 - [3]. Стоилов Д., Н. Николов, Организация и функции на PJM Interconnection, Научна конференция „ЕФ 2014“, Сборник доклади, Созопол, 2014
 - [4]. Стоилов Д., Н. Николов, Регионален пазар на едро: примерът на PJM. Част първа - пазар за разполагаема мощност, резерви и регулиране, сп. Енергетика, бр. 5, 2014
 - [5]. Стоилов Д., Н. Николов, Пазар за електроенергия на дребно в PJM: примерът на Duke Energy Ohio Inc., сп. Енергетика, бр. 2, 2015
 - [6]. <http://www.pjm.com>
 - [7]. Fred C. Schweppe, Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors and Roger E. Bohn, Spot pricing of electricity, Kluwer Academic Publishers, Boston, MA, 1988, ISBN 0-89838-260-2
-