استراتژی پیشنهاد بهینه شرکت‌های تولیدی، در بازارهای انرژی و رزرو با استفاده از برنامه‌ریزی خطی

حسن براتی[۱] - علی حبیب‌زاده[۲] - افشین لشکرآرا[۳] - جمشید آقایی[۴]

(۱) استادیار - دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد دزفول

(۲) کارشناسی ارشد - دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد دزفول

(۳) دانشجوی دکترا – دانشگاه علم و صنعت ایران

(۴) استادیار - دانشکده برق و الکترونیک، دانشگاه صنعتی شیراز

تاریخ دریافت: زمستان ۱۳۸۸ تاریخ پذیرش: تابستان ۱۳۸۹

خلاصه: در این مقاله یک استراتژی پیشنهاد جدید برای بازار روز آینده مدل‌سازی می‌شود. الگوریتم به وجود آمده برای این مدل، از دید یک شرکت تولیدی که هدف آن بیشینه کردن سود خود به عنوان یک شرکت‌کننده در بازارهای فروش توان اکتیو و رزرو تجدیدساختار یافته دارد، ارائه شده است. در این روش از پیش‌بینی ساعتی قیمت بازار انرژی (FEP)، و پیش‌بینی ساعتی قیمت بازار رزرو (FRP)، به عنوان مدل‌های استراتژی پیشنهاد قیمت احتمالی و امکان‌پذیر یک شرکت تولیدی در هر دو بازار استفاده می‌شود. یک روش بهینه‌سازی دوسطحی که در سطح اول آن مسئله بیشینه‌کردن سود شرکت‌های تولیدی به صورت انفرادی جهت به دست آوردن مقدار انرژی بهینه پیشنهاد شده در بازارها، حل شده و در سطح دوم بهینه‌سازی با استفاده از نتایج سطح اول و مسائل شبکه مقدار انرژی اعطا شده به هر واحد تولیدی از دید بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) به دست خواهد آمد. در این مقاله از روش تئوری بازی‌ها در به وجود آوردن بهینه‌سازی، و از یک برنامه‌ریزی خطی جهت حل آن استفاده می‌شود. یک سیستم شش شینه برای نشان دادن کاربرد مدل ارائه شده و نیز بررسی قابلیت‌های آن، استفاده می‌شود.

کلمات کلیدی: نقطه تعادل نش، بازار انرژی، بهره‌بردار مستقل سیستم، رزرو چرخشی، تئوری بازی‌ها.

۱- مقدمه

در سال‌های اخیر صنعت برق دچار تحولاتی اساسی شده است به طوری که از ساختاری کاملا انحصاری و تنظیم شده به ساختاری کاملا رقابتی و آزاد تبدیل شده است و به دنبال این تحولات، بهره‌برداری و برنامه‌ریزی سیستم قدرت با تغییرات زیادی مواجه شده است [۱]، همواره، سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته، درصدد به وجود آوردن یک محیط رقابتی هستند. با به وجود آمدن این روند، شرکت‌های برق از حالت انحصاری خارج شده و به صورت مجزا به قسمت‌های مختلفی تقسیم شده‌اند و هر قسمت به صورت غیرمتمرکز به فعالیت می‌پردازند. شرکت‌های تولیدی می‌توانند توان تولیدی خود را در بازارهای مختلف به فروش برسانند. این بازارها عبارتند از بازارهای انرژی (توان اکتیو) و بازارهای فروش سرویس‌های جانبی (به عنوان مثال بازار رزرو و توان راکتیو) بنابراین شرکت‌های تولیدی باید یک استراتژی پیشنهاد خوب را در این بازارها، جهت به دست آوردن بیشترین سود برگزینند. معمولاً استراتژی پیشنهاد شرکت‌های تولیدی بر اساس رفتار استراتژیک دیگر شرکت کنندگان در بازار، پیش‌بینی مقدار تقاضا، مقدار رزرو چرخان موردنیاز و نیز عملکرد گذشته‌ی سیستم قدرت و محدودیت‌های موجود در آن است [۲].

یکی از مهمترین روش‌هایی که در حل مسائل بهینه‌سازی به کار می‌رود روش تئوری بازی‌ها است [۳]. عموماً رفتار استراتژیک شرکت‌های تولیدی در زمره‌ی مسئله تئوری بازی‌ها قرار می‌گیرد. در این حالت هدف اصلی، به دست آوردن راه‌حلی برای یافتن نقطه تعادل نش است که در این حالت بعد از محاسبه سود به دست آمده شرکت‌های تولیدی در سطوح مختلف استراتژی خود، نقاط تعادل نش به عنوان استراتژی پیشنهاد بهینه شرکت‌های تولیدی در نظر گرفته می‌شود [۴]. به یک استراتژی برای یک بازیگر، استراتژی نش گفته می‌شود اگر آن بازیگر

نتواند با انتخاب یک استراتژی دیگر به غیر از این استراتژی و با توجه به استراتژی‌های انتخاب شده توسط دیگر رقبا، حق حساب یا سود خود را افزایش دهد [۵].

تحقیقات و مقالات زیادی در زمینه‌ی استراتژی پیشنهاد بهینه شرکت‌های تولیدی در بازارهای انرژی و رزرو ارائه شده است که از جمله آنها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد.

در [۶]، یک روش بر اساس الگوریتم ژنتیک برای حل مسئله بیشینه کردن سود مشاهده می‌شود، در [۷]، یک مدل‌سازی برای کمک به شرکت تولیدی در تعیین یک قیمت مناسب و قابل قبول از دید مصرف‌کنندگان ارائه می‌شود. در [۲و۸]، روش ارائه شده برای مسئله‌ی بهینه‌سازی با در نظر گرفتن قیود بین مقدار انرژی تولیدی و مصرفی و نیز احتمال خروج ژنراتورها از مدار به کار برده شده است. در [۹]، یک روش برای تصمیم‌گیری در مورد استراتژی پیشنهاد بهینه، برای یک نیروگاه برق آبی (تلمبه ذخیره‌ای) ارائه شده است.

در تئوری بازی‌ها، ارزیابی درجه ریسک‌پذیری دیگر شرکت‌های تولیدی در ساختن یک تصمیم خوب از اهمیت زیادی برخوردار است [۱۰]. شرکت‌کنندگان در بازار انرژی و رزرو را می‌توان بر اساس این درجه خطرپذیری به سه گروه تقسیم بندی کرد.

۱) شرکت‌کننده‌ای که به دنبال خطر کردن است (RS).[۱]

۲) شرکت‌کننده‌ای که از خطر کردن گریزان است (RA).[۲]

۳) شرکت‌کننده‌ای که رفتار نرمال دارد (RN)[۳].

گروه اول شرکت کنندگانی هستند که به دست آوردن سود احتمالی بالا را ترجیح می‌دهند که معمولاً قیمت پیشنهادی آنها بالاتر از هزینه‌ی حاشیه‌ای آنها است. اما گروه دوم کسانی هستند که به دست آوردن سود پایین پیش‌بینی شده را بر خارج شدن از گردونه‌ی بازار ترجیح می‌دهند که معمولاً این گروه پایین‌تر یا مساوی با قیمت هزینه‌ی حاشیه‌ای خود، پیشنهاد می‌دهند. گروه سوم شرکت‌هایی هستند که رفتار متعادلی در بازار دارند که برخی اوقات بالاتر و برخی اوقات پایین‌تر از هزینه‌ی حاشیه‌ای خود پیشنهاد قیمت می‌دهند [۴].

این مقاله، یک روش برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح (MILP)[۴] برای به وجود آوردن استراتژی پیشنهاد بهینه‌ی شرکت‌های تولیدی در بازارهای انرژی و رزرو که به صورت همزمان اجرا می‌شود و برای ۲۴ ساعت آینده برنامه‌ریزی می‌کند ارائه می‌دهد [۱۱]، و توابع هزینه متغیر و هزینه‌های راه‌اندازی نیز از حالت پیوسته خارج شده و با یک تقریب بسیار خوب و با استفاده از متغیرهای جانبی با قسمت‌های خطی و گسسته جایگزین می‌شوند تا تمام مسئله به صورت یک برنامه خطی حاصل گردد.

این مسئله به عنوان یک مسئله‌ی دو سطحی مدلسازی می‌شود که در سطح اول این بهینه‌سازی، سود تمام شرکت‌های تولیدی بر اساس یافتن پیشنهاد مقدار انرژی مبتنی بر استراتژی‌های پیشنهاد آنها بیشینه می‌شود. اما در این مرحله تأثیر قیمت دیگر شرکت‌کنندگان در مقدار انرژی به دست آمده برای فروش توان اکتیو و رزرو در نظر گرفته نشده است. بنابراین شرکت‌های تولیدی باید خود را درگیر سطح دوم بهینه‌سازی که در آن مسئله‌ی مشخص شدن بازار ISO و نیز تأثیر پیشنهادهای استراتژیک دیگر رقبا در آن طراحی شده است، کنند. در این سطح، مسئله بهینه‌سازی به سمت حداقل کردن هزینه‌های تولیدی شرکت‌های تولیدی از نظر بهره‌بردار مستقل سیستم تمایل دارد که تمام استراتژی‌های شرکت‌های تولیدی به همراه محدودیت‌های شبکه قدرت مورد نظر مانند پخش بار بر روی خطوط انتقال مدنظر قرار می‌گیرند تا مقدار توان تولیدی بهینه در هر شرکت برای بازارهای ترکیبی انرژی و رزرو حاصل شود. در نهایت سود حاصله از فروش این مقدار انرژی به دست خواهد آمد [۱۲].

در ادامه‌ی این مقاله در قسمت دوم یک مدل‌سازی برای تعیین استراتژی‌های قیمت پیشنهادی شرکت‌های تولیدی به وجود می‌آید. در قسمت سوم یک فرمولاسیون خطی جهت تعیین پیشنهاد بهینه مقدار انرژی در بازار ترکیبی به وجود می‌آید (سطح اول بهینه سازی). در قسمت چهارم، مسئله مشخص شدن بازار ISO حل می‌گردد (سطح دوم بهینه‌سازی) و سود حاصله‌ی محاسبه می‌شود و در قسمت پنجم به بررسی عددی این مدل‌سازی پرداخته می‌شود.

۲- تعیین استراتژی پیشنهاد قیمت

استراتژی پیشنهاد بهینه‌ای که به وسیله شرکت‌های تولیدی انتخاب می‌شود و ارائه می‌گردد، فقط به عوامل بازار که شامل قوانین بازار، رفتار دیگر شرکت‌کنندگان و رقبا، حداقل سود مورد انتظار و غیره بستگی ندارد بلکه به قیمت تسویه‌ی بازار (اگر مدل پرداخت پول بر اساس MCP باشد)، در هر ساعت از روز و نوع شرکت‌کنندگانی که قصد ارائه پیشنهاد در بازارها را دارند نیز بستگی دارد.

اگر هر شرکت تولیدی از رفتار گذشته دیگر شرکت‌ها (رقبا)، به طور کامل اطلاع داشته باشد می‌تواند استراتژی پیشنهادی آنها را به طور کامل و درست پیش‌بینی کند. اما این اطلاعات به طور کامل در دسترس نیستند و هر شرکت تولیدی این اطلاعات را از دیگر شرکت‌کنندگان در بازار پنهان می‌کند. در این مقاله از پیش‌بینی قیمت تسویه‌ی بازار (FMCP)[۶] برای پیش‌بینی رفتار دیگر شرکت‌کنندگان استفاده می‌شود که پیش‌بینی قیمت بازار انرژی (FEP) و نیز پیش‌بینی قیمت بازار رزرو (FRP)، نام‌گذاری می‌شوند. برای پیش‌بینی ساعتی قیمت تسویه‌ی بازار، از تکنیک‌های محاسباتی مطمئن همانند شبکه‌های عصبی، برنامه‌ریزی فازی و شبکه‌های عصبی- فازی می‌توان استفاده کرد. به منظورسادگی فرض می‌شود که FMCP در بازار ترکیبی انرژی و رزرو با استفاده از یکی از مدل‌های گفته شده محاسبه شده است و در اختیار شرکت‌های تولیدی مورد نظر قرار دارد.

مسئله‌ی بهینه‌سازی از دید یک شرکت تولیدی (شرکت تولیدی اول) مدل‌سازی شده است و فرض می‌شود که تمام واحدهای تولیدی که در بازار شرکت کرده‌اند از نوع حرارتی هستند. با توجه به اینکه اطلاعات شرکت‌های تولیدی در مورد دیگر رقبا کامل نیست، فرض می‌شود که

آنها فقط از سطح تولید حداقل و حداکثر و نیز مشخصاتی که هر کارشناس می‌تواند با توجه به نوع نیروگاه، آنها را تشخیص دهد (نوع سوخت، نرخ شیب افزایش و کاهش توان و غیره) آگاه هستند.

همچنین فرض می‌شود که همه شرکت‌های تولیدی در یک سطح هوشمندی قرار دارند و می‌توانند قیمت را پیش‌بینی کنند. در این شرایط شرکت‌های تولیدی می‌توانند استراتژی پیشنهاد قیمت خود را بر اساس درجه خطرپذیری خود براساس FMCP ارائه دهند. بنابراین شرکت‌های تولیدی می‌توانند بر اساس درجه‌ی خطرپذیری خود (که رفتار گذشته این شرکت‌ها، نشان دهنده این درجه است)، یکی از مجموعه استراتژی‌های پیشنهاد قیمت زیر را در هر ساعت و نیز در هر بازار (انرژی و رزرو)، انتخاب کنند. سناریوهای استراتژی‌های پیشنهاد قیمت در بازار انرژی به صورت زیر است [۴].

- بازیگر ریسک‌پذیر: {FEP (h), 1.1 FEP (h), 1.2 FEP (h)}
- بازیگر ریسک ناپذیر: {0.9 FEP (h), 0.95 FEP (h), FEP (h)}
- بازیگر نرمال: {0.9 FEP (h), FEP (h), 1.1 FEP (h)}

و سناریوهای استراتژی پیشنهاد قیمت را در بازار رزرو می‌توان به صورت زیر بیان کرد.

- بازیگر ریسک‌پذیر: {FRP (h), 1.1 FRP (h), 1.2 FRP (h)}
- بازیگر ریسک ناپذیر: {0.9 FRP (h), 0.95 FRP (h), FRP (h)}
- بازیگر نرمال:{0.9 FRP (h), FRP (h), 1.1 FRP (h)}

باید توجه داشت که یک شرکت تولیدی می‌تواند در هر دو بازار انرژی و رزرو یک رفتار مشابه داشته باشد و یا اینکه رفتارها و درجه‌ی خطرپذیری این شرکت در هر بازار متناوب باشد.

۳- فرمول‌بندی تعیین پیشنهاد بهینه مقدار انرژی در بازار ترکیبی انرژی و رزرو

با استفاده از استراتژی پیشنهاد قیمت انتخاب شده هر شرکت تولیدی که در قسمت قبل بیان شد، یک سود ماکزیمم به همراه یافتن مقدار توان تولیدی بهینه ارائه شده به وجود می‌آید. این مسئله در سطح اول بهینه‌سازی قرار دارد که هر تولیدکننده، بدون درنظر گرفتن دیگر تولید کنندگان این کار را انجام می‌دهد. تابع هدف این مدل‌سازی، جهت ماکزیمم کردن سود شرکت‌های تولیدی در زیر طراحی شده است [۱۱].

$$\sum_{h\in H}^{\text{Maximize}} \begin{Bmatrix} \lambda(h)p_j(h) - A_j v_j(h) - \overline{b}_j(h) - \overline{d}_j(h) \\ -c_j z_j 9h) + \mu(h)[\overline{p}_j(h) - p_j(h)] \end{Bmatrix} \quad (۱)$$

مدل بازی برای طول دوره‌ی ۲۴ ساعت آینده فرض شده است. تابع (۱) نشان‌دهنده سود حاصل از فروش توان الکتریکی و رزرو چرخان است که حاصل از تفریق بین درآمدهای خالص از فروش هر دو مقدار انرژی و رزرو چرخان به دست آمده و هزینه‌های مختلف شامل هزینه‌های تولید توان، هزینه‌های راه‌اندازی و هزینه‌های خاموش‌کردن می‌باشد، است.

۳-۱- محدودیت حداقل زمان روشن بودن واحد

$$\sum_{h=1}^{L_j}[1 - v_j(h)] = 0 \quad (۲)$$

$$\sum_{i=h}^{n+UT_j-1} v_j(i) \geq UT_j y_j(h) \quad (۳)$$

$$\forall h = L_j + 1 ... TUT_j + 1$$

$$\sum_{i=h}^{T}[v_j(i) - y_j(h)] \geq 0 \quad (۴)$$

$$\forall h = T - UT_j + 2 ... T$$

$$L_j = \text{Min}[T, (UT_j - U_j^{\circ})v_j(0)] \quad (۵)$$

معادله (۲) این اطمینان را حاصل می‌کند که قید حداقل زمان روشن بودن ژنراتور، اگر در ساعت صفر روشن بوده است و تعداد ساعات روشن بودن آن کمتر از حداقل زمان روشن بودن آن واحد باشد رعایت گردد. معادله‌ی (۳) قید حداقل زمان روشن بودن را برای تمام مجموعه‌های ممکن از ساعت‌های متوالی با اندازه، UT_j، اعمال می‌کند. معادله (۴)، قید حداقل زمان روشن بودن را برای (UT_j-1) ساعت قبل اعمال می‌کند. به عنوان مثال اگر واحد jام، در یکی از این ساعت‌ها روشن بوده باشد، آن واحد تا ساعت قبل از زمان مورد نظر در مدار باید باقی بماند [۱۱].

۳-۲- قید حداقل زمان خاموش بودن واحد

$$\sum_{h=1}^{F_j} v_j(h) = 0 \quad (۶)$$

$$\sum_{i=h}^{n+DT_j-1}[1 - v(i)] \geq DT_j z_j(h) \quad (۷)$$

$$\forall h = F_j + 1 ... T - DT_j + 1$$

$$\sum_{i=h}^{T}[1 - v_j(i) - z_j(h)] \geq 0 \quad (۸)$$

$$\forall h = T - DT_j + 2 ... T$$

$$F_j = \text{Min}[T, [DT_j - S_j(0)][1 - v_j(0)]\} \quad (۹)$$

معادله‌ی (۶)، این اطمینان را حاصل می‌کند که واحد تولیدی، محدودیت حداقل زمان خاموش‌بودن را اگر تعداد ساعت‌هایی که واحد در زمان صفرام و قبل آن خاموش بوده است، کمتر از حداقل زمان خاموش بودن باشد، رعایت می‌کند. معادله (۷)، قید حداقل زمان خاموش بودن را برای تمام مجموعه‌های ممکن از ساعات متوالی با اندازه‌ی DT_j اعمال می‌کند. معادله (۸)، قید حداقل زمان خاموش بودن را برای ساعت‌های DT_j-1 قبل اعمال می‌کند. به عنوان مثال اگر واحد jام، در یکی از این ساعت‌ها، خاموش بوده باشد آن واحد تا قبل از آن ساعت مورد نظر خاموش باقی می‌ماند.

۳-۳- قید حداکثر توان خروجی واحد

متغیر $\overline{P}_j(h)$، نشان‌دهنده حداکثر توان خروجی واحد jام، است. این متغیر با در نظر گرفتن محدودیت نرخ شیب افزایش و محدودیت‌های

نرخ شیب خاموش کردن و روشن کردن واحد به دست می‌آید و از آن در جهت تعیین مقدار توان در بازار رزرو در تابع هدف استفاده می‌شود ماکزیمم توان خروجی در دسترس از مقایسه پنج مقدار به دست می‌آید که برابر با کمترین مقدار آنها است. این پنج مقدار عبارتند از: ۱) ظرفیت واحد تولیدی، اگر واحد در مدار باشد و درساعت جاری راه‌اندازی نشده باشد و نیز آن واحد در ساعت بعد خاموش نخواهد شد. ۲) حد نرخ شیب خاموش کردن واحد، اگر واحد در ساعت بعد از مدار خارج نشود. ۳) صفر، اگر واحد از مدار خارج باشد. ۴) حد نرخ شیب راه‌اندازی واحد، اگر واحد روشن باشد. ۵) مقدار توان خروجی در ساعت قبل به علاوه حد نرخ شیب افزایش توان، در حالتی که واحد در مدار باقی بماند. این متغیرها می‌توانند به صورت زیر خطی شوند و مورد استفاده قرار گیرند [۱۱].

$$\overline{p}_j(h) \le P_j[v_j(h) - z_j 9h+1)] + z_j(h+1)SD_j \quad (۱۰)$$

$$\overline{P}_j(h) \le p_j(h-1) + RU_j v_j(h-1) + SU_j y_j(h) \quad (۱۱)$$

$$\overline{p}_j(h) \ge 0 \quad ALL\forall h \in H \quad (۱۲)$$

اگر واحد jام، در ساعت hام، خاموش باشد (به عنوان مثال $v_j(h) = 0$)، ماکزیمم توان خروجی در دسترس برابر صفر خواهد شد. که این امر به وسیله قیود (۱۰) تا (۱۲) اعمال خواهد شد. در غیر این صورت، $v_j(h) = 0$، است و $\overline{P}_j(h)$، باید باشد: ۱) کوچکتر از ظرفیت تولیدی واحد ($\overline{P}_j$)، ۲) کوچکتر از توان خروجی در دوره‌ی قبل به علاوه حد ماکزیمم نرخ شیب افزایشی، ۳) کوچکتر از حد نرخ شیب راه‌اندازهی واحد، درحالتی که واحد در ابتدای ساعت h، در مدار قرارگیرد و راه‌اندازی شود، ۴) کوچکتر از حد نرخ شیب خاموش کردن واحد، درحالتی که واحد در ابتدای ساعت بعد (h+1)، از مدار خارج شود. تمام این محدودیت‌ها با استفاده از قیود (۱۰) و (۱۱) اعمال می‌گردد. باید توجه داشت که قیود (۱۰)- (۱۲)، خطی هستند.

در نهایت توان خروجی ساعتی باید کوچک‌تر از $\overline{P}_j(h)$، باشد. که به صورت رابطه (۱۳) بیان می‌شود.

$$p_j(h) \le \overline{p}_j(h) \qquad \forall h \in H \quad (۱۳)$$

۳-۴- قید حداقل توان خروجی هر واحد

توان خروجی باید بزرگتر از حداقل توان خروجی نامی واحد $\underline{P}_j$، باشد (معادله (۱۴)) و همچنین باید حداقل محدودیت نرخ شیب کاهش توان و محدودیت نرخ شیب خاموش کردن واحد را نیز در نظر گرفت شود. (معادله (۱۵)). علاوه بر این اگر واحد خاموش باشد باید توان خروجی برابر با صفر گردد (معادله (۱۴))، که این محدودیت‌ها را می‌توان به صورت زیر فرموله کرد [۱۱].

$$\underline{p}_j v_j(h) \le p_j(h) \quad \forall h \in H \quad (۱۴)$$

$$p_j(h-1) - p_j(h) \le RD_j v_j(h) + SD_j z_j(h) \quad \forall h \in H \quad (۱۵)$$

باید توجه داشت که هر دو قید گفته شده، خطی هستند.

۳-۵- شمارنده زمان

در تعریف تابع هزینه راه‌اندازی، به عنوان تابعی از زمانهایی که آن واحد خاموش بوده است، نیاز به تعریف یک شمارنده‌های زمان خاموش بودن است $s_j(h)$، که بتوان در فرمولاسیون از آن استفاده کرد. شمارنده زمان‌هایی (ساعت‌هایی)، که یک واحد خاموش بوده و در مدار قرار ندارد را می‌توان توسط شرایط زیر بیان کرد.

$$\text{if } v_j(h) = 0 \text{ then } S_j(h) = S_j(h-1) + 1, \text{else } S_j(h) = 0 \quad (۱۶)$$

به صورت ریاضی، این شرایط می‌تواند به صورت محدودیت خطی زیر فرموله شود.

$$S_j(h) \ge S_j(h-1) + 1 \quad (۱۷)$$

$$S_j(h) + (\overline{S}_j + 1)v_j(h) \ge S_j(h-1) + 1 \quad (۱۸)$$

$$S_j(h) - \overline{S}_j[1 - v_j(h)] \le 0 \quad (۱۹)$$

$$S_j(h) \ge 0 \quad (۲۰)$$

در این فرمولاسیون $\overline{S}_j$، یک عدد ثابت به اندازه کافی بزرگ است (به عنوان مثال بیشترین مقدار ساعت‌هایی که یک واحد می‌تواند خاموش باشد).

۳-۶- فرمول‌بندی تابع هزینه‌ی راه‌اندازی خطی شده

هزینه راه‌اندازی، به صورت یک تابع غیرخطی از تعداد ساعت‌هایی که یک واحد خاموش است، به صورت یک تابع نمایی، مدل‌سازی شده است. از آنجایی که تعداد ساعت‌های گفته شده به صورت گسسته هستند پس می‌توان تابع هزینه راه‌اندازی واحد را نیز به صورت یک تابع گسته بیان کرد، که در این حالت این تابع به صورت یک منحنی نمایی- خطی (صفر و یک) فرموله می‌شود (شکل (۱)).

اگر تعداد فاصله‌ها را ND، تعریف کنیم، باید توجه داشت که این مقدار باید به اندازه کافی بزرگ باشد تا بتوان به صورت مجانبی و تقریبی، یک مدل نمایی کلی به دست آورد و در حقیقت با وجود بزرگ بودن این عدد است (ND)، که گسسته‌سازی به صورت دقیق انجام می‌گیرد. این فرمول‌بندی خطی به صورت زیر ارائه شده است [۱۱].

$$\overline{b}_j(h) = \sum_{i=1}^{ND} K_j^i W_j^i(j,h) \quad (۲۱)$$

$$\sum_{i=1}^{ND} W_j^i(i,h) = y_j(h) \quad (۲۲)$$

$$S_j(h-1) = \sum_{i=1}^{ND-1} i W_j^i(j,h) + m_j(h) \quad (۲۳)$$

$$m_j(h) \le \overline{S}_j[W_j^{ND}(j,h) - y_i(h) + 1] \quad (۲۴)$$

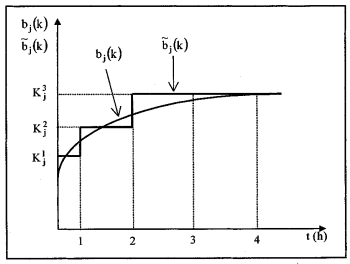
$$m_j(h) \ge ND\, W_j^{ND}(j,h) \quad (۲۵)$$

$$W_j^i(j,h) \in \{0,1\} \forall i \in 1, \forall h \in H \quad (۲۶)$$

معادله (۲۱)، تابع هزینه راه‌اندازی خطی $\overline{b}_j(h)$ را بیان می‌کند که در این تابع اگرواحد jام، برای i ساعت خاموش باشد مقدار K_j^i، اعمال می‌شود. اگر واحد jام، راه‌اندازی شده باشد زمانی که برای ND ساعت

یا بیشتر خاموش بوده باشد $\bar{b}_j(h)$، برابر با K_j^{ND}، خواهد شد.که این امر توسط یک متغیر باینری جدید به نام $w_j^i(j,h)$، مدل‌سازی می‌گردد. که اگر واحد jام، در ساعت hام، راه‌اندازی شده باشد و برای i ساعت قبل خاموش باشد، این متغیر جدید برابر با یک خواهد شد. اگر واحد jام، راه اندازی شده باشد، قید (۲۲)، به صورت اجباری برای این متغیر فقط عدد یک را اعمال می‌کند. قید (۲۳)، ارتباط بین متغییر $w_j^i(j,h)$ را با شمارنده $s_j(h)$، توسط یک متغیر جانبی (ساختگی)، $m_j(h)$، بیان می‌کند.

قیود دیگر نیز توسط معادلات (۲۴) و (۲۵)، اعمال شده است. از متغیر $m_j(h)$، زمانی استفاده می‌شود که واحد jام، درساعت h، خاموش است و یا اینکه که حالتی که واحد jام، برای ND ساعت یا بیشتر خاموش بوده است، در ساعت h، راه‌اندازی گردد. در نهایت، قید (۲۶)، بیان می‌کند که متغیر $w_j^i(j,h)$، یک متغیر باینری است. باید توجه داشت که تمام قیود بالا، خطی هستند. این منحنی تقریبی در شکل (۱) نشان داده شده است و این در حالتی است که 3 فاصله وجود داشته باشد (ND=3).



شکل (۱): تابع هزینه راه‌اندازی غیرخطی ($b_j(k)$)، و معادل خطی شده آن $\bar{b}_j(h)$

Fig. (1): The nonlinear cost function ($b_j(k)$) and its equivalent $\bar{b}_j(h)$

۳-۷- خطی - تکه‌ای سازی تابع هزینه متغیر

معمولاً هزینه‌های متغیر به صورت تابعی غیرخطی (درجه دوم)، از توان خروجی مدل‌سازی می‌شوند. به هر حال ژنراتورها، دارای تعدادی شیر بخار هستند که برای افزایش توان خروجی به صورت متوالی باز می‌شوند. این امر زمانی که توربین‌های ترکیبی با سیکل گاز، وجود داشته باشد بیشتر مشهود است. بر این اساس هزینه‌های متغیر یک واحد، تابعی غیر دیفرانسیل‌پذیر خواهند بود. این تابع غیر دیفرانسیل پذیر می‌تواند به صورت یک محنی خطی-تکه‌ای با استفاده از متغیرهای باینری تبدیل شود. شکل (۲). تابع هزینه متغیر خطی $\bar{d}_j(h)$، می‌تواند به صورت زیر بیان گردد.

$$\bar{d}_j(h) = \sum_{l=1}^{NL} F_l(j)\delta_l(j,h) \qquad (۲۷)$$

قیودی که در امر خطی- تکه‌ای‌سازی مشارکت دارند، به صورت زیر بیان می‌شوند [۱۱].

$$p_j(h) = \sum_{l=1}^{NL} \delta_l(j,h) + \underline{P}_j v_j(h) \qquad (۲۸)$$

$$(T_{1j} - \underline{P}_j)t_1(j,h) \le \delta_1(j,h) \qquad (۲۹)$$

$$\delta_l(j,h) \le (T_{1j} - \underline{P}_j)v_j(h) \qquad (۳۰)$$

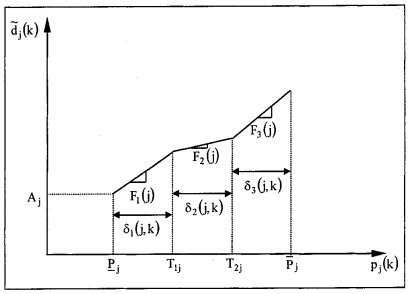
$$(T_{lj} - T_{l-1j})t_l(j,h) \le \delta_l(j,h) \quad l = 2...NL-1 \qquad (۳۱)$$

$$\delta_l(j,h) \le (T_{lj} - T_{l-1j})t_{l-1}(j,h) \quad l = 2...NL-1 \qquad (۳۲)$$

$$\delta_{NL}(j,h) \le (\overline{P}_j - T_{NL-1j})t_{NL-1}(j,h) \qquad (۳۳)$$

$$\delta_{NL}(j,h) \ge 0 \qquad (۳۴)$$

$$t_l(j,h) \in \{0,1\} \quad \forall l \in L, \forall h \in H \qquad (۳۵)$$



شکل (۲): تابع هزینه غیر خطی به همراه تقریب خطی آن

Fig. (2): The nonlinear cost function with its approximate linear one

قید (۲۸)، بیان کننده توان خروجی واحد jام، در ساعت hام، است که برابر است با مجموع توان‌های تولید شده در هر بلوک به اضافه حداقل توان خروجی ممکن. قیود (۲۹) - (۳۴)، مجموع محدودیت‌های توان تولیدی در هر بلوک هستند. این توان باید همواره بزرگتر از صفر و کوچکتر از حداکثر توان موجود در هر بلوک باشد. که این امر توسط یک متغیر باینری به نام $t_l(j,h)$، اعمال می‌شود. که اگر این متغیر یک باشد، نشان‌دهنده این است که توان خروجی jام، در ساعت hام، فراتر از بلوک l بوده است. در نهایت قید (۳۵)، نشان دهنده این است که متغیر $t_l(j,h)$، یک متغیر باینری است.

۴- فرمول‌بندی مشخص شدن بازار ISO

با توجه به مطالبی که در بخش‌های قبل ذکر شد، هر بازیگر (شرکت تولیدی) دارای یک مجموعه استراتژیک s_k، برای پیشنهاد قیمت می‌باشد. $S_k=\{s_{k1},s_{k2},\ldots,s_{kn}\}$، در این مقاله فرض شده است که سه استراتژی وجود دارد که بر اساس درجه خطرپذیری هر بازیگر سه مقدار پیشنهاد شده حاصل می‌گردد. پس دراین مقاله 3^n حالت برای رفتارهای مختلف بازیگران خواهیم داشت n، نشان دهنده تعداد بازیگران است. مجموعه حالت‌ها، برابر با مجموعه کارتزین همه مجموعه‌ها خواهد شد $S = S_1 \times S_2 \times \ldots \times S_n$، به عنوان مثال حالات $(s_{13}s_{21},s_{33})$، بیان کننده این هستند که بازیگر اول، استراتژی سوم خود (s_{13})، بازیگر دوم، استراتژی اول خود، (s_{21})، و بازیگر سوم، استراتژی سوم، (s_{33})، خود را انتخاب کرده‌اند [۵].

چنانچه قبلاً ذکر شد، برای هر شرکت تولیدی، یک تابع سود تعریف می‌شود. تابع سود شرکت‌های تولیدی بعد از مشخص شدن بازار تعیین می‌گردد. جایی که تاثیر تمام شرکت‌کنندگان و نیز محدودیت‌های بهره‌برداری در آن دخالت داده می‌شود و در نهایت مقدار توان تولیدی برنده شده هر شرکت برای هردو بازار انرژی و رزرو چرخان تعیین می‌گردد. این قسمت سطح دوم بهینه‌سازی است که مسئله مشخص شدن بازار ISO را برای مینیمم کردن هزینه‌ها و نیز پرداخت‌های مصرف‌کنندگان، بر اساس پیشنهادهای مقدار به دست آمده در بخش‌های قبل، را حل می‌کند. برای این منظور شرکت تولیدی یک مدل بهینه سازی را از نقطه نظر ISO به صورت زیر حل می‌کند.

$$\underset{h\in H}{\text{Minimize}}\sum_{h\in H}\sum_{j\in J}\{\lambda(h)p_j(h)+\mu(h)[\overline{p}_j(h)-p_j(h)]\} \qquad (۳۶)$$

قیود این تابع را می‌توان به‌صورت زیر بیان کرد.

$$p_{jnew}(h)\le p_j(h)\nu_j(h) \qquad (۳۷)$$

$$p_{jnew}(h)\le p_j(h)\nu_{jnew}(h) \qquad (۳۸)$$

$$\overline{p}_{jnew}(h)-p_{jnew}(h)\le[\overline{p}_j(h)-p_j(h)]\nu_j(h) \qquad (۳۹)$$

$$\overline{p}_{jnew}(h)-p_{jnew}(h)\le[\overline{p}_j(h)-p_j(h)]\nu_{jnew}(h) \qquad (۴۰)$$

$$p_{jnew}(h)-p_{jnew}(h-1)\le RU_j \qquad (۴۱)$$

$$p_{jnew}(h-1)-p_{jnew}(h)\le RD_j \qquad (۴۲)$$

$$\nu_{jnew}(h)\le\nu_j(h) \qquad (۴۳)$$

$$B\theta(h)=P_G(h)-P_D(h) \qquad (۴۴)$$

$$FL_{min\,l}\le FL_l(h)\le FL_{max\,l} \qquad (۴۵)$$

پس از مشخص شدن بازار، کل سود هر شرکت تولیدی برای دو بازار انرژی و رزرو روز آینده (۲۴ ساعت بعد) به صورت زیر محاسبه می‌شود.

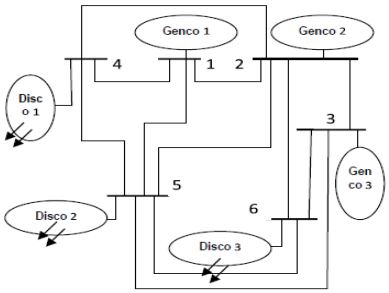
$$u_i=\sum_{h=1}^{24}\left\{\begin{matrix}MCPE(h)p_j(h)-A_j\nu_j(h)-d_j(p_j(h))-C_jz_j\\-b_j(s_j(h))y_j(h)+MCPR(h)[\overline{p}_j(h)-p_j(h)]\end{matrix}\right\} \qquad (۴۶)$$

در نهایت، نتایج تمام حالات برای تعیین نقاط تعادل نش، مورد تحلیل قرار می‌گیرند. دراین از نوع بازی‌ها، ممکن است یک یا چند نقطه تعادل نش حاصل شود.

۵- مثال عددی و تحلیل نتایج

مدل پیشنهادی روی یک سیستم شش شینه (شکل (۳)) با سه واحد تولیدی (Genco's)، و سه شرکت توزیع (Disco's)، پیاده‌سازی شده است. دراین شکل سه واحد تولیدی وجود دارد و فرض می‌شود که هر واحد یک شرکت تولیدی می‌باشد. اطلاعات مربوط به این مدل سیستم در پیوست A قرار دارد. جدول (A1)، اطلاعات مربوط به شبکه قدرت نشان می‌دهد. و جدول (A2)، مقادیر FMCP را برای یک روز به صورت ساعتی در هر دو بازار انرژی و رزرو، نشان می‌دهد. تابع هزینه متغیر خطی شده هر سه واحد در سه بلوک، اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی مورد مطالعه، اطلاعات موجود در مورد تقاضای بار ساعتی سه شرکت توزیع و اطلاعات موجود در مورد تابع هزینه راه‌اندازی هر سه واحد به ترتیب در جدول‌های (A3)، (A4) و (A6)، گنجانده شده است. که تمام آنها واحدهایی با سوخت فسیلی هستند [۴].

در جدول (A1)، اطلاعاتی مانند محدوده‌های حداقل و حداکثر توان تولیدی نامی هر شرکت و نرخ شیب افزایش و کاهش توان، قرار دارد. تابع هزینه راه‌اندازی هر سه واحد توسط 11 فاصله مدل سازی شده است و تابع هزینه متغیر هر سه واحد در سه بلوک به صورت خطی شده در آمده است.

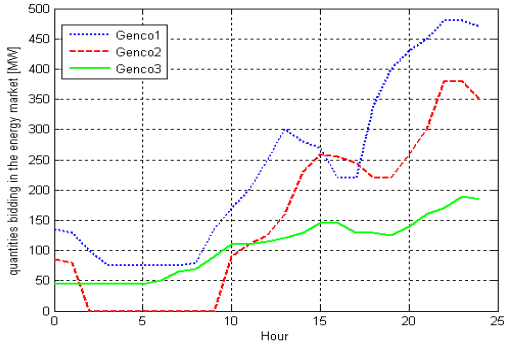


شکل (۳): سیستم مورد بررسی

Fig. (3): The system under consideration

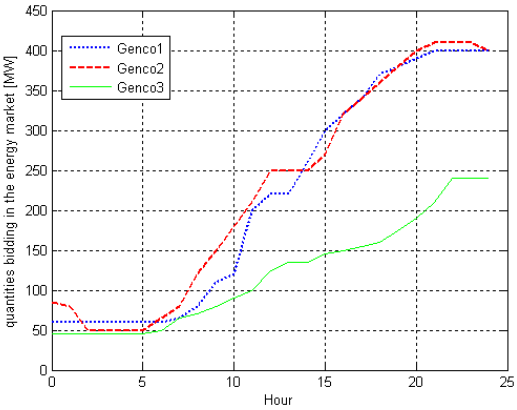
هر کدام از شرکت‌های تولیدی ممکن است در یکی از سه سناریویی که در بازار انرژی و یا رزرو چرخاندن ارائه شد پیشنهاد قیمت خود را برگزینند. در این مثال عددی به سه حالت از رفتار شرکت‌کنندگان در بازار پرداخته می‌شود.

در این حالت فرض می‌شود که تمام شرکت‌های تولیدی دارای درجه خطرپذیری بالایی هستند و در هر دو بازار انرژی و رزرو چرخان سناریوی اول را انتخاب می‌کنند. اگر برای هرساعت، سه استراتژی در نظر گرفته شود کل حالت‌های یک شرکت تولیدی برای یک روز، 3^{24}، حالت خواهد شد. جدول (۱)، نتایج حل شده الگوریتم ارائه شده در این مثال را نشان می‌دهد. این جدول شامل چهار ستون است ستون اول نشان‌دهنده حالت‌های بازی مختلف شرکت‌های دوم و سوم است و ستون‌های بعدی شامل سه بخش می‌باشد. سطر اول نشان‌دهنده استراتژی‌های مختلف پیشنهاد قیمت شرکت تولیدی اول است. برای مثال مقادیر موجود در سطر سوم و ستون سوم از جدول (۷)، (35591/2, 21369, -329/3)، هستند. این مقادیر سودهای حاصله برای هر سه شرکت تولیدی هستند هنگامی که شرکت اول، دوم و سوم به ترتیب در استراتژی پیشنهاد قیمت دوم، اول و دوم خود هستند. محل‌های خالی، حالت‌های غیرقابل عملی از نظر ISO هستند و به این معناست که، در این حالت‌های پیشنهادی، مشکلات فنی در سیستم قدرت به وجود می‌آید (گرفتگی) که ISO این حالات را قبول نخواهد کرد.



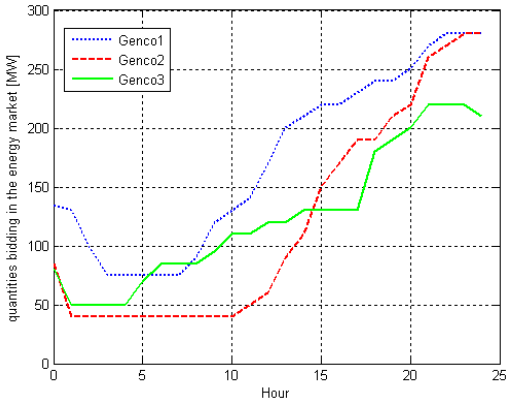
شکل (۴): سطوح انرژی پیشنهادی برای حالت (۱۱۳)

Fig. (4): The proposed energy levels for the case (113)



شکل (۵): سطوح انرژی پیشنهادی برای حالت (۲۱۳)

Fig. (5): The proposed energy levels for the case (213)



شکل (۶): سطوح انرژی پیشنهادی برای حالت (۳۳۱)

Fig. (6): The proposed energy levels for the case (331)

شکل (۴)، نشان‌دهنده سطوح انرژی پیشنهادی در بازار انرژی توسط هر سه شرکت تولیدی برای حالت (۱۱۳)، (شرکت تولیدی اول، دوم و سوم به ترتیب در استراتژی پیشنهاد قیمت اول، اول، و سوم هستند)، می‌باشد. نقاط تعادل نش برای شرکت‌ها، در این حالت عبارتند از: 113,123,331. بدین معناست که دراین حالت‌ها، دیگر هیچ انگیزه و تحریکی برای هر بازیگر در تغییر استراتژی خود وجود ندارد. در شکل (۴)، مشاهده می‌شود که شرکت تولیدی دوم، برای نه ساعت خاموش می‌باشد و این به دلیل رعایت نمودن قید حداقل زمان خاموش بودن است. همچنین مشاهده می‌شود که قیود رعایت نمودن نرخ شیب افزایش و کاهش توان، در همه واحدها رعایت شده است. در ساعات اولیه روز مشاهده می‌شود که واحد تولیدی سوم برای اینکه گرفتار خاموش شدن نشود، در نزدیکی حداقل توان نامی خود، کار می‌کند. در این حالت بیشترین توانی که شرکت تولیدی اول می‌تواند تولید کند حدود 400 مگاوات است و طبق شکل می‌توان دریافت که شرکت تولیدی اول نسبت به دو شرکت دیگر از فروش توان خود سود بیشتری را به دست می‌آورد. اما با جمع توان‌ها، در هر ساعت مشاهده می‌شود که تعادل بین تولید و مصرف وجود ندارد و در این حالت بهره‌بردار مستقل سیستم با مشکل مواجه است. که یا باید کمبود توان خود را از بازار رزرو تهیه کند و یا آن را از بازارهای لحظه‌ای از این تولید کنندگان خریداری نماید.

شکل (۵)، مقادیر توان به دست آمده برای سه شرکت تولیدی مذکور، در حالت (۲۱۳)، را نشان می‌دهد. در این حالت مشاهده می‌شود که شرکت‌های تولیدی اول و دوم با یکدیگر در تعامل هستند و سود شرکت تولیدی دوم، نسبت به شرکت‌های دیگر بیشتر شده است. در این حالت شرکت تولیدی سوم با استراتژی پیشنهاد خود، از شرکت در بازار سودی، نصیبش نمی‌شود.

حالت سوم مورد مطالعه، زمانی است که شرکت تولیدی اول و دوم در استراتژی‌های پیشنهاد سوم و شرکت تولیدی سوم در استراتژی پیشنهاد اول هستند. مقادیر قیمت پیشنهادی هر سه شرکت تولیدی در شکل (۶)، نشان داده شده است. به دلیل بالا بودن قیمت پیشنهادی شرکت تولیدی دوم، مشاهده می‌شود که مقدار توان اعطا شده به این شرکت کاهش یافته تا جایی که مقدار درآمد حاصله برای این شرکت از هزینه‌های آن کمتر شده و به اصطلاح، این شرکت در بازار ضرر می‌کند. اما شرکت تولیدی سوم به دلیل انتخاب قیمت پایین‌تر نسبت به دو شرکت دیگر توان بیشتری را به خود، جهت تولید اختصاص داده است، (نسبت به توان‌های نامی شرکت‌ها)، اما به دلیل پایین بودن توان نامی این شرکت نسبت به شرکت تولیدی اول، از سود کمتری برخوردار می‌گردد.

۶- نتیجه‌گیری

دراین مقاله یک روش برای استراتژی پیشنهاد شرکت‌های تولیدی در بازارهای ترکیبی انرژی و رزرو چرخان، ارائه شده است. تابع هدف، به‌منظور بیشینه‌سازی سود ناشی از فروش توان شرکت‌های تولیدی در هردو بازار مدل‌سازی شده است. روش ارائه شده مبتنی بررفتار دیگر شرکت‌کنندگان و نیز پیش‌بینی قیمت تسویه بازارها بنا شده، که این مسئله با استفاده از یک برنامه‌ریزی خطی (MILP) مدل‌سازی شده، و با بهره‌گیری از روش تئوری بازی‌ها، استراتژی‌های پیشنهاد بهینه و نقاط تعادل نش، به دست آمده است. از مزایای مدل ارائه شده قابلیت مانیتورینگ قدرت بازار (MP)[9] توسط ISO می‌باشد.

Table (1): The benefit of producing companies for different proposed strategies

جدول (۱): سود شرکت‌های تولیدی در استراتژی‌های پیشنهاد قیمت مختلف آنها

GEN #1	1			2			3		
GEN #2,3	BG 1	BG 2	BG 3	BG 1	BG 2	BG 3	BG 1	BG 2	BG 3
1,1	32,215.2	-452.1	2,032.54	-	-	-	-3,452.1	31,326.1	29,564.3
1,2	17,348.2	11.302.14	23.1	21,369.2	35,591	-329.3	-3,269.3	35.369	30.658
1,3	35,124.8	10,254	-1045	23,431.3	40,325.3	-965	33,600.5	45,954	-832.3
2,1	-	-	-	34,697.4	-369.5	29.365	-5,863.2	34,.761.2	31,.452
2,2	57,321.2	-1658.2	-325	43,952.6	3,651.6	15,120.6	-5,426	38,621.3	30,365.1
2,3	59,861.6	-4,574	-953	43,256.3	19,852.4	-1652.3	7,695.5	57,126.4	6,482.6
3,1	-	-	-	-	-	-	46,854.1	-412.8	35,.752
3,2	62,321.5	-974.3	381.4	49,832.7	-1862.3	15,632.1	49,365.2	621.4	42,387.2
3,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

BG1: Benefit of Genco #1

علامت گذاری

ثابت ها

$\lambda(h)$: قیمت انرژی در ساعت h، [$/MWh].

$\mu(h)$: قیمت رزرو چرخان در ساعت h، [$/MWh].

A_j: هزینه ثابت واحد jام، [$/h].

C_j: هزینه خاموش کردن واحد jام، [$/h].

DT_j: حداقل زمان خاموش بودن واحد jام، [h].

$F_L(j)$: شیب بلوک lام، هزینه متغیر واحد jام، [$/MWh].

K_j^i: هزینه iمین فاصله گسسته تابع هزینه راه‌اندازی واحد jام، [$/MWh].

ND: تعداد فاصله‌های گسسته تابع هزینه راه‌اندازی.

NL: تعداد بلوک‌های تابع هزینه متغیر خطی شده.

$\overline{P}_j$: حداکثر توان نامی واحد jام، [MW].

$\underline{P}_j$: حداقل توان خروجی واحد jام، [MW].

RD_j: نرخ شیب کاهشی واحد jام، [MW/h].

RU_j: نرخ شیب افزایشی واحد jام، [MW/h].

$\overline{S}_j$: یک ثابت به اندازه کافی بزرگ (ماکزیمم تعداد ساعت‌هایی که واحد jام، می‌تواند خاموش باشد).

SD_j: نرخ شیب خاموش کردن واحد jام، [MW/h].

SU_j: نرخ شیب روشن کردن واحد jام، [MW/h].

T_{li}: حد بالای بلوک lام هزینه متغیر واحد jام، [MW].

U_j^o: مدت زمانی که واحد jام، در ابتدا روشن بوده، [h].

UT_j: حداقل زمان روشن بودن واحد jام، [h].

متغیرها

$\delta_l(j,h)$: متغیری که برای خطی سازی تابع هزینه متغیر واحد jام، در ساعت h، برای بلوک lام، استفاده می‌شود [MW].

$M_j(h)$: یک متغیر ساختگی است که برای گسسته‌سازی تابع هزینه راه‌اندازی واحد jام، در ساعت h، استفاده می‌شود، [h].

$P_j(h)$: توان خروجی واحد jام، در ساعت h، [MW].

$\overline{P}_j(h)$: حداکثر توان خروجی واحد jام، در ساعت h، [MW].

$\underline{P}_j(h)$: حداقل توان خروجی واحد jام، در ساعت h، [MW].

$S_j(h)$: مدت زمانی که واحد jام، در ساعت h، خاموش بوده است، [h].

$T_l(j,h)$: یک متغیر باینری است که در صورت 1 بودن توان خروجی واحد jام، در ساعت h، از بلوک بلوک lام، بیشتر است.

u_i: سود به دست آمده برای هر شرکت تولیدی

$v_j(h)$: یک متغیر باینری است که در صورت ۱ بودن واحد jام، در ساعت h، در مدار است.

$w_j^i(j,h)$: یک متغیر باینری است که در صورت 1 بودن واحد jام، در ابتدای ساعت h، در مدار بوده و می‌خواهد برای iساعت، خاموش شود.

$Y_j(h)$: یک متغیر باینری است که در صورت 1 بودن واحد jام، در ابتدای ساعت h، در مدار بوده.

$Z_j(h)$: یک متغیر باینری است که در صورت 1 بودن واحد jام، در ابتدای ساعت h، خاموش بوده است.

پی‌نوشت:

1- Risk Seeker
2- Risk Averse
3- Risk Neutral
4- Mixed- Integer Linear Programming
5- Independent System Operator
6- Forecasted Market Clearing Price
7- Forecasted Energy Price
8- Forecasted Reserve Price
9- Market Power

مراجع

[1] P. Attaviriyanupap, H. Kita, "New bidding strategy formulation for day-ahead energy and reserve markets based on evolutionary programming", Elec. Pow. and Ene. Sys., Vol.27, pp.157–167, 2005.

[2] A. Badri, S. Jadid, "Optimal bidding strategies in oligopoly markets considering bilateral contracts and transmission constraints", Elec. Pow. Sys. Res., Vol.78, pp.1089–1098, 2008.

[3] A. Borghettia, S. Massucco, F. Silvestro, "Influence of feasibility constrains on the bidding strategy selection in a day-ahead electricity market session", Elec. Pow. Sys. Res., Vol.79, pp.1727–1737, 2009.
[4] S. Soleymani, A.M. Ranjbar, A.R Shirani, "New approach to bidding strategies of generating companies in day ahead energy market", Ene. Conv. and Mana., Vol.49, pp.1493–1499, June 2008.
[5] S. Soleymani, A.M. Ranjbar, A.R. Shirani, "Strategic bidding of generating units in competitive electricity market with considering their reliability", Elec. Pow. and Ene. Sys., Vol.30, pp.193–201, 2008.
[6] A. Azadeh, S.F. Ghadrei, "A new GA- approach for optimizing bidding strategy viewpoint of profit maximization of a GENCO", 5th Inte. Conf. on Adv. in Pow. Sys. Cont., IEEE/HIMA, pp.225-230, 2009.
[7] G.K. Toh, H.B. Gooi, Y.S. Tsan, "Optimal price bidding strategy for competitive electricity market in Singapore", IEEE Tran. on Pow. Sys., Vol.45, No.1, pp.18-23, Mng 2007.
[8] X. Wang, X. Gao, "Generation bidding strategies for marginal price based power market", IEEE Trans. on Pow. Sys., Vol.16, No.1, pp.15-22, 2001.
[9] P. Kanakasabapathy, K. Shanti Swarup, "Optimal bidding strategy for multi-unit pumped storage plant in pool-based electricity market using evolutionary tristate PSO", IEEE/ICSET, Vol.46, No.3, pp.95-10, 2008.
[10] M. Blake, "Game theory and electricity markets", Drayton, Analytics research paper series, Feb. 2003.
[11] J.M. Arroyo, A.J. Conejo, "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market", IEEE Tran. on Pow. Sys., Vol.15, No.3, pp.1098-1104, Aug. 2000.
[12] G. Morinec, F.E. Villaseca, "Optimal generator bidding strategies for power and ancillary services using game theory", IEEE Trans. on Pow. Sys., Vol.16, No.3, pp.402-408, Aug. 2008.

پیوست A: اطلاعات مربوط به مدل سیستم مورد مطالعه به‌شرح زیر می‌باشد.

Table (A1): The information related to the power network
جدول (A1): اطلاعات مربوط به شبکه قدرت

Line No.	From bus	To bus	R (P u)	X (P u)	Limit (MW)
1	1	2	0.10	0.20	17.78
2	1	4	0.05	0.20	42.52
3	1	5	0.08	0.30	45.57
4	2	3	0.05	0.25	19.13
5	2	4	0.05	0.10	52.62
6	2	5	0.10	0.30	35.46
7	2	6	0.07	0.20	48.20
8	3	5	0.12	0.26	32.12
9	3	6	0.02	0.10	66.63
10	4	5	0.20	0.40	10.81
11	5	6	0.10	0.30	8.420

Table (A2): The FMCP values for one day for different hours of the day in two markets
جدول (A2): مقادیرFMCP برای یک روز به صورت ساعتی در دو بازار

Hour H	FEP $/M Wh	FRP $/M Wh	Hour H	FEP $/M Wh	FRP $/M Wh
1	18.5	3.70	**13**	21.9	6.57
2	18.8	3.76	**14**	22.2	6.88
3	19.0	3.80	**15**	22.2	6.90
4	18.9	3.77	**16**	21.7	5.45
5	18.7	3.74	**17**	21.6	5.40
6	19.0	3.80	**18**	21.5	5.37
7	19.3	3.86	**19**	21.5	5.37
8	19.7	3.94	**20**	21.4	6.00
9	19.9	3.98	**21**	21.7	6.51
10	20.3	4.06	**22**	22.5	6.75
11	21.4	6.42	**23**	23.0	6.71
12	21.7	6.51	**24**	23.5	6.59

Table (A3): The linearised variable cost function of each 3 units in the 3 blocks

جدول (A3): تابع هزینه متغیر خطی شده هر سه واحد در سه بلوک

No.	No. Block	Lower (MW)	Upper (MW)	Slope
GENCO#1	BLOCK#1	50	250	38
	BLOCK#2	250	486	35
	BLOCK#3	486	600	41
GENCO#2	BLOCK#1	30	155	39
	BLOCK#2	155	340	37
	BLOCK#3	340	455	42
GENCO#3	BLOCK#1	30	85	38
	BLOCK#2	85	160	39
	BLOCK#3	160	230	40

Table (A4): The information related to the producing units studied

جدول (A4): اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی مورد مطالعه

No.	UT_j (h)	DT_j (h)	C_j ($)	$\overline{P}_j$ (MW)	$\underline{P}$ (MW)	SU_j (MW)	SD_j (MW)	RU_j (MW/h)	RD_j (MW/h)	A_j ($)	S_j (h)
GENCO#1	10	9	120	600	50	170	160	60	50	3494	11
GENCO#2	9	8	100	455	30	130	115	45	35	2445	11
GENCO#3	9	8	95	230	30	120	110	40	25	1222	11

Table (A5): The available information related to the hourly load demands of 3 distributing systems

جدول (A5): اطلاعات موجود در مورد تقاضای بار ساعتی سه شرکت توزیع

Hour H	HLFD1 MWh	HLFD2 MWh	HLFD3 MWh	Hour H	HLFD1 MWh	HLFD2 MWh	HLFD3 MWh	Hour H	HLFD1 MWh	HLFD2 MWh	HLFD3 MWh
1	50	52	40	9	183	145	140	17	250	229	191
2	80	60	55	10	183	175	140	18	246	221	191
3	110	95	90	11	220	209	160	19	246	225	186
4	120	110	95	12	240	220	183	20	243	222	186
5	118	105	94	13	246	220	183	21	248	222	190
6	130	123	100	14	250	233	194	22	258	226	200
7	145	140	105	15	254	232	198	23	262	241	204
8	145	145	110	16	250	228	198	24	265	250	205

HLFD1: Hourly Load Forecasted of Disco #1

Table (A6): The available information related to driving cost functions of 3 units

جدول (A6): اطلاعات موجود در مورد تابع هزینه راه‌اندازی هر سه واحد

No.	K^1_j	K^2_j	K^3_j	K^4_j	K^5_j	K^6_j	K^7_j	K^8_j	K^9_j	K^{10}_j	K^{11}_j
GENCO#1	520	1040	1450	1768	1975	2080	2131	2158	2194	2225	2236
GENCO#2	367	728	1015	1237	1382	1456	1491	1510	1535	1557	1565
GENCO#3	173	363	507	618	691	728	745	755	767	776	782