

تدارک همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس اولیه با درنظرگرفتن محدودیت گرفتگی خطوط

مهدی روح الامینی^۱ مسعود رسیدی نژاد^۲

۱- دانشآموخته کارشناسی ارشد- دانشکده فنی- دانشگاه شهید باهنر- کرمان- ایران

mehdi.amini82@gmail.com

۲- دانشیار- دانشکده فنی- دانشگاه شهید باهنر - کرمان- ایران

mrashidi@mail.uk.ac.ir

چکیده: برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس، از جمله موضوعات مورد توجه محققین در برخی پژوهش‌های اخیر بوده است. لیکن در این پژوهش‌ها از محدودیت‌های عملیاتی واحدها و شبکه قدرت صرفنظر گردیده است. بنابراین اجرایی بودن جواب نهایی تضمین نمی‌گردد. بی تردید موجه بودن جواب نهائی در گرو مدل‌سازی محدودیت‌های یاد شده در ساختار مسئله‌ی درمدار قرار گرفتن واحدها است که شروط تأمین ذخیره کنترل فرکانس را نیز در بر دارد. در این مقاله، قابلیت‌های واحدهای پیشرفت‌های نیروگاهی و محدودیت‌های فنی آنها مورد توجه بوده و علاوه‌بر این محدودیت گرفتگی در خطوط انتقال به کمک روش پخش باز مستقیم در ساختار مسئله بهینه سازی مدل گردیده است. سپس به کمک الگوریتم ژنتیک باینری به حل مسئله برنامه‌ریزی تدارک همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس اولیه در قالب یک روش ابتکاری پرداخته شده است. در پایان نیز روش ارائه شده بر روی سیستم استاندارد IEEE ۳۹ شینه شبیه سازی می‌شود. نتایج ارائه شده نشان از دقت و کارائی روش پیشنهادی دارد. در این بررسی، مدل بازار مشابه بازار ایران بصورت پرداخت براساس پیشنهاد می‌باشد.

کلمات کلیدی: افت فرکانس مجاز، الگوریتم ژنتیک، برنامه‌ریزی همزمان، تراکم، ذخیره اولیه، نرخ بارگیری

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۰/۵/۳

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۱/۲/۱۲

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر مسعود رسیدی نژاد

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران - کرمان - انتهای بلوار ۲۲ بهمن - دانشگاه شهید باهنر کرمان - دانشکده فنی- بخش برق



۱- مقدمه

غیر همزمان هستند.

در مرجع [۱۲] نسبتاً به نحو مطلوبی به مدلسازی مسئله برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه پرداخته شده است و در آن از بسته نرم افزاری GAMS جهت حل مسئله بصورت مخلوط عدد صحیح^۱ استفاده گردیده است. در این مرجع از خطی سازی معادلات هزینه سوخت استفاده شده که ممکن است رسیدن به بهینه سراسری را به مخاطره بیندازد. آقای رجبی در مرجع [۷-۹] یک روش حل مبتنی بر الگوریتم ژنتیک را جهت حل مسئله برنامه ریزی همزمان ارائه داده است و در آن محدودیت ها و قابلیت های واحدهای نیروگاهی پیشترته نیز در نظر گرفته شده است اما محدودیت های شبکه در آنها لحاظ نگردیده است.

ملاحظه نمودن محدودیت های شبکه در ساختار مسئله در مدار قرار گرفتن واحدها و توزیع اقتصادی بار منجر به اجرائی بودن جواب های خروجی می گردد [۱۸]. این مهم در پژوهش هایی نظیر [۱۹-۲۲] مورد توجه بوده است و در آنها سعی شده است با ارائه روش های ابتکاری به بهینه مطلق دست یابند. عمدۀ آنها از شیوه های اقدام اصلاحی متوالی بهره برده‌اند که از آن جمله روش مجزا سازی است. از آنجا که ماهیت دو مسئله برنامه ریزی همزمان و در مدار قرار گرفتن واحدها یکسان است ضروریست که بمنظور اجرائی نمودن جواب مسئله برنامه ریزی همزمان، محدودیت های شبکه نیز در جریان حل مسئله لحاظ گردد.

اجرایی نبودن جواب نهایی، عدم توجه به محدودیت های شبکه انتقال و عدم حل مسئله حرایق انرژی و خدمات بصورت همزمان، را می توان عنوان نقایص پژوهش های پیشین در زمینه تامین ذخیره های کنترل فرکانس برشمرد.

در این مقاله در ابتدا مسئله برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس اولیه با رعایت تمامی قیود معمول مسئله، مدلسازی گردیده به نحوی که امکان وقوع مشارکت غیر همگانی فروشنده‌گان انرژی در کنترل فرکانس نیز در آن پیش‌بینی گردیده است. سپس به کمک پخش بار مستقیم، محدودیت گرفتگی خطوط در قالب دسته نا معادلات خطی مدلسازی گردیده و در ساختار مسئله بهینه سازی غیر خطی تعیینه گردیده است. شیوه مدلسازی محدودیت گرفتگی خطوط تا کنون در پژوهش های انجام یافته ارائه نگردیده است. در ادامه به کمک یک روش کاملاً ابتکاری مبتنی بر حذف آرایش های ناموجه فروشنده‌گان و بکارگیری الگوریتم ژنتیک باینری، نتایج شبیه-سازی بر روی سیستم استاندارد ^{۳۹} شینه ارائه شده است. نتایج شبیه سازی برای حالات با و بودن محدودیت گرفتگی خطوط ارائه گردیده است. در اینجا از اثرات گذراي افت فرکانس در قبال وقوع رخداد حادثه صرف‌نظرمی‌شود و فقط ذخیره های کنترل فرکانس اولیه در مسئله لحاظ می‌گردد. در این مقاله محدودیت ولتاژ شین ها مورد بررسی قرار نمی‌گیرد، به همین دلیل از پخش بار DC جهت ملاحظه

در یک سیستم قدرت، بهره بردار مستقل سیستم وظیفه دارد که سازوکار لازم برای مقابله با تغییرات فرکانس را در قبال تغییرات ناگهانی بار مصرفی و یا خروج واحدهای نیروگاهی فراهم کند. لذا ضروری است که بخشی از ظرفیت واحدهای نیروگاهی در مدار، به منظور جلوگیری از فروپاشی شبکه کنار گذارده شود [۱،۲]. ذخیره های اولیه کنترل فرکانس، ظرفیت های آماده ای هستند که در نخستین ثانیه های پس از یک اختشاش به انحراف فرکانس پاسخ می دهند. این ذخیره سریعترین پاسخ به انحراف فرکانس ^۲ است. بعد از بکارگیری ذخیره های اولیه، سیستم AGC ^۳ از طریق بکارگیری ذخیره های بهره برداری ، بازیابی فرکانس سیستم به مقدار برنامه ریزی شده را در کنار حفظ محدودیت های تبادلات بین نواحی انجام می دهد که به کنترل ثانویه ^۴ مشهور است [۳،۴]. ذخیره های کنترل فرکانس ثالثیه ^۵ نیز بمنظور ترمیم ذخیره های از دست رفته، مدیریت گرفتگی شبکه و همچنین وظایفی که کنترل فرکانس ثانویه قادر به انجام آنها نبوده است در آخرین مرحله بازیابی بکارگرفته می-شوند [۵،۶،۷].

بنابر آنچه در مراجع [۶،۷] در خصوص وابستگی میزان ذخایر بکار گرفته شده و تولید از دست رفته عنوان شده است، میزان افت فرکانس ناشی از خروج هر واحد بستگی شدیدی به برنامه ریزی ساعتی انرژی دارد و وابستگی به برنامه ریزی ساعتی انرژی نیز به معنای وابستگی به ساز و کار تامین انرژی و خدمات در مسئله حراج است.

برگزاری حراج بمنظور تامین انرژی و خدمات کنترل فرکانس خدمات (جانبی) در بازارهای برق کشورهای مختلف به روش های متفاوت از جمله برنامه ریزی همزمان ^۶ و یا برنامه ریزی متوالی ^۷ صورت میگیرد. در برنامه ریزی همزمان، انرژی و خدمات جانبی ^۸ بصورت همزمان خریداری می گردد. این شیوه بخلاف روش های متوالی و غیره همان توانایی رسیدن به بهینه سراسری را دارا می باشد [۵،۶]. بررسی های انجام یافته در خصوص برنامه ریزی همزمان انرژی و برنامه ریزی متوالی نشان داده است که برنامه ریزی همزمان می تواند موجب افزایش رفاه اجتماعی گردد [۶]. به همین علت در این مقاله روش برنامه ریزی همزمان مورد توجه بوده است.

حل مسئله بهینه سازی در مدار قرار گرفتن واحدها با درنظر گرفتن محدودیت های تامین ذخیره های کنترل فرکانس از جمله مسائلی بوده است که در سالهای اخیر توجه محققین را به خود معطوف داشته است، مرجع [۱۰] یکی از مهمترین پژوهش های انجام یافته در خصوص برنامه ریزی ذخیره اولیه است که یک الگوریتم تکرار متوالی مبتنی بر توزیع اقتصادی بار را ارائه کرده است و در آن، میزان تولید و ذخیره واحدها تا جاییکه میزان انحراف فرکانس در محدوده مجاز قرار گیرد، اصلاح می شوند. در [۱۱] نیز میزان تولید و منابع ذخیره اولیه بکمک الگوریتم درخت تصمیم ^۹ و با در نظر گرفتن محدودیت های شبکه و پایداری تعیین گردیده است. دو روش فوق مشابه برنامه ریزی



در هنگام بروز اغتشاش، خروجی گاورنر آندسته از واحدهای نیروگاهی که آماده‌ی ارائه ذخیره اولیه هستند افزایش می‌یابد لیکن مقدار این افزایش توسط ظرفیت بهره برداری واحد و یا نرخ بارگیری، هر کدام کمتر باشد محدود می‌گردد. آنطور که در شکل(۱) نشان داده شده است، خروجی گاورنر تا قبل از حد اشباع خود بصورت خطی با انحراف فرکانس افزایش می‌یابد. لذا می‌توان پاسخ گاورنر به انحراف فرکانس را توسط رابطه(۴) مدل کرد:

$$r_i^{pr} = \begin{cases} -\frac{1}{R_i} \cdot \Delta f, & \text{if } \Delta f_i^b \geq |\Delta f| \geq 0 \\ \min(g_{it}^{\max} - g_{it}, r_i^{pr-\max}), & \text{if } |\Delta f| \geq \Delta f_i^b \end{cases} \quad (4)$$

سایر محدودیت‌های مسئله بهینه سازی برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس اولیه را می‌توان به شرح ذیل عنوان کرد:

(الف) تعادل مصرف شبکه و مجموع تولید واحدها که بصورت رابطه(۵) مدل گردیده و در آن از تلفات شبکه صرفنظر گردیده است.

$$\sum_{i=1}^n u_{it} \cdot g_{it} = d_t \quad (5)$$

(ب) محدودیت حدود مجاز تولید واحدها

$$u_{it} \cdot g_i^{\min} \leq g_{it} \leq u_{it} \cdot g_i^{\max} \quad (6)$$

(ج) محدودیت حد بالای ذخیره اولیه آماده، در صورت آماده بودن ذخیره اولیه هر واحد و در صورت خروج یک واحد نیروگاهی و یا افزایش ناگهانی بار، میزان تولید واحد، متناسب با میزان انحراف فرکانس و مشخصه دروب گاورنر به صورت خطی افزایش می‌یابد. این میزان افزایش تولید بوسیله حداقل ظرفیت تولید و یا حداقل نرخ بارگیری مجاز^{۱۳} واحد محدود می‌شود. این محدودیت بصورت رابطه(۷) مدل می‌گردد.[۵، ۷، ۱۰].

$$r_{it}^{pr} \leq u_{it} \cdot v_{it} \cdot [\min(g_{it}^{\max} - g_{it}, r_i^{pr-\max})] \quad (7)$$

(د) محدودیت حداقل مجموع ذخیره‌های اولیه واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس که بصورت رابطه(۸) مدل می‌گردد و در آن g مقدار تولید واحد از دست رفته می‌باشد.

$$\sum_{i=1, i \neq j}^n r_{it}^{pr} \geq u_{it} \cdot g_{jt} \quad (8)$$

(ه) محدودیت حداقل میزان افت مجاز فرکانس، این محدودیت بیانگر اینست که بکارگیری ذخیره‌های اولیه در هنگام بروز اغتشاش نبایستی مستلزم افت بیش از حد فرکانس باشد. رابطه(۹) این محدودیت را مدل می‌کند.

$$\Delta f \leq \Delta f_{cr} \quad (9)$$

محدودیت گرفتگی خطوط استفاده شده است. همچنین فرض می‌شود که سیستم AGC در شبکه پیاده نشده است.

۲- فرمول بندی مسئله

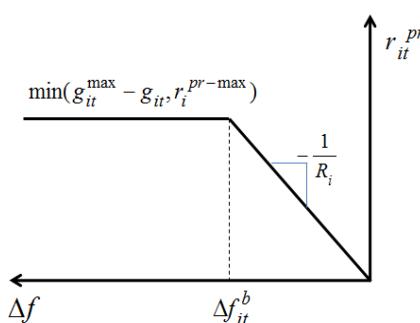
در این قسمت نحوه فرمول بندی مسئله برنامه ریزی ساعتی همزمان انرژی و ذخیره اولیه برای یک شبکه جزیره‌ای ارائه گردیده است. در این فرمول بندی از اثر خود تنظیمی بار صرفنظر گردیده و فرض شده است که نحوه بسته شدن بازار بر اساس پرداخت به ازای پیشنهاد صورت می‌گیرد. شرایط اضطراری نیز بصورت خروج واحدها و از درجه N-1^{۱۱} مدل گردیده است. همچنین فرض گردیده است کهتابع هزینه بهره برداری هر یک واحدها بصورت یک رابطه درجه دوم قابل تقریب است. هزینه‌های بکارگیری ذخیره‌های کنترل فرکانسی شامل دو بخش می‌باشد: بخش اول مربوط به هزینه آمادگی واحد جهت مشارکت در کنترل فرکانس بعد از وقوع رخداد است، به عبارت دیگر مدیر بازار بایستی مبلغی را بابت فرصت از دست رفته‌ی فروشنده‌گان در حراج انرژی بپردازد. بخش دوم شامل هزینه‌ی استفاده از ذخایر اولیه است که در صورت بکارگیری بر حسب واحد انرژی پرداخت می‌گردد. در این مقاله از بخش دوم هزینه‌های ذخیره اولیه کنترل فرکانس صرفنظر می‌شود. بنابرآچه گفته شد تابع هدف مسئله بهینه سازی توسط رابطه(۱) مدل می‌گردد. بخش اول این رابطه هزینه‌های بهره برداری، توقف و راه اندازی را شامل می‌شود و بخش دوم معرف هزینه‌های تامین ذخیره اولیه است.

$$\begin{aligned} Min : & \sum_t \sum_i [y_{it} C_{it}^{su} + z_{it} C_{it}^{sd} + C_{it}(g_{it}, u_{it})] \\ & + C_{it}^{pr}(r_{it}^{pr}) \end{aligned} \quad (1)$$

$$C_{it}(g_{it}, u_{it}) = u_{it} \cdot c_i + b_i \cdot g_{it} + a_i \cdot g_{it}^2 \quad (2)$$

$$C_{it}^{pr}(r_{it}^{pr}) = q_{it}^{pr} \cdot r_{it}^{pr} \cdot v_{it} \quad (3)$$

نرخ تغییر توان خروجی واحدهای نیروگاهی در واحد زمان بدليل محدودیت‌های حرارتی دارای محدودیت است که منجر به معرفی حد بالای نرخ بارگیری^{۱۲} برای هر یک از واحدها می‌گردد و توسط فروشنده‌گان ارائه می‌شود[۱، ۲].



شکل(۱) : محدودیت حد بالای ذخیره اولیه



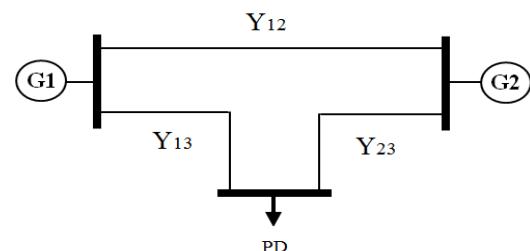
در ادامه محدودیتی که عدم در نظر گرفتن آن در مرجع [۷-۹] موجب اجرایی نبودن جواب نهایی گردیده، تبیین شده است.
و) محدودیت حد مجاز تغییر در تولید واحدها بعد از وقوع افتشاش، این محدودیت بیانگر این واقعیت است که مقدار تغییر خروجی واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس نبایستی از مقدار رزرو مقرر برای آن واحد تجاوز نماید. این مهم در [۱۲] به نحومطابق تبیین گردیده است. این محدودیت تنها محدودیت غیرخطی مسئله بوده و توسط رابطه (۱۰) مدل گردیده است.

$$\Delta g_{it}^j \leq r_{it}^{pr} \quad (10)$$

محدودیت های متناول مسئله در مدار قرارگرفتن واحدها نظیر هزینه راه اندازی و توقف، حداقل زمان توقف^{۱۳} و روشن^{۱۴} بودن نیز می تواند در مدلسازی مسئله مد نظر قرار گیرد^[۱۳]. در این مقاله فقط هزینه های راه اندازی در نظر گرفته شده است.

۳- مدلسازی محدودیت گرفتگی خطوط

پخش بار مستقیم تقریبی از پخش بار متناوب بوده که حل متناوب را به یک مسئله ساده خطی تبدیل میکند^[۲]. شکل (۲) یک شبکه سه شینه را نشان می دهد. رابطه (۱۱) معادله اساسی در پخش بار مستقیم است که توان عبوری از خط واصل دو باس را بدست میدهد



شکل (۲): شبکه سه شینه

$$p_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} = Y_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (11)$$

بافرض مرجع بودن باس شماره ۱ و بازنویسی رابطه (۱۱) برای تمامی خطوط سیستم داریم:

$$\begin{cases} p_{12} = Y_{12}(\theta_1 - \theta_2) \\ p_{13} = Y_{13}(\theta_1 - \theta_3) \\ p_{23} = Y_{23}(\theta_2 - \theta_3) \end{cases} \Rightarrow \begin{bmatrix} p_{12}/Y_{12} \\ p_{13}/Y_{13} \\ p_{23}/Y_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} \quad (12)$$

در روابط فوق زاویه فاز ولتاژ برای باس مرجع برابر صفر در نظر گرفته شده است. محدودیت گرفتگی^{۱۵} خطوط را نیز می توان به صورت زیر مدل کرد:

$$-\lambda_{ij} \leq p_{ij} \leq \lambda_{ij} \Rightarrow \begin{pmatrix} p_{ij} \\ -p_{ij} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} \lambda_{ij} \\ \lambda_{ij} \end{pmatrix} \quad (13)$$

با اعمال رابطه (۱۱) به شبکه می توان نوشت:

$$PG_i - PD_i = \frac{\theta_i - \theta_1}{x_{i1}} + \dots + \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} + \dots + \frac{\theta_i - \theta_n}{x_{in}} \quad (14)$$

$$\Rightarrow [PG] - [PD] = [Y] \times [\theta] \quad (15)$$

$$\Rightarrow [\theta] = [Y]^{-1} \times [PG - PD] \quad (16)$$

با ترکیب روابط (۱۲) و (۱۳) و (۱۶) و بکارگیری استقرای ریاضی، دسته نامعادلات خطی جهت اعمال محدودیت شبکه در مدل مسئله برنامه ریزی همزمان بصورت رابطه (۱۸) بازنویسی می گردد.

$$A = [\lambda_{12}/Y_{12} \quad \lambda_{1j}/Y_{1j} \quad \dots \quad \lambda_{ij}/Y_{ij} \quad \dots] \quad (17)$$

$$[\psi][Y]^{-1}[PG] \leq [A \quad A]^T + [\psi][Y]^{-1}[PD] \quad (18)$$

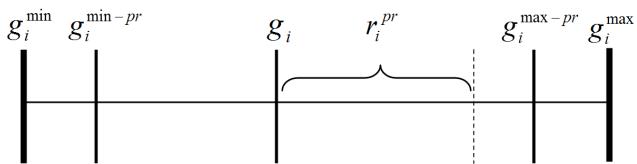
رابطه (۱۸) یک محدودیت خطی بوده که برای هر سیستم با هر تعداد باس قابل اعمال است. این رابطه در کنار محدودیت های (۷) قرار می گیرد. تعداد این نا معادلات خطی (رابطه (۱۳)) همواره دو برابر تعداد شاخه های شبکه است لیکن ممکن است برخی از نامعادلات با توجه به حدود مجاز بهره برداری واحدها ذاتا برقرار باشند که در این صورت می توان این دسته از معادلات را از مجموعه نا معادلات (۱۸) حذف کرد. این کار را می توان از طریق بررسی صحت روابط (۱۸) حول مقادیر مرزی تولید واحدها انجام داد.

۴- امکانسنجی آرایش انتخابی فروشندگان انرژی و خدمات

در برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه کنترل فرکانس، فروشندگان؛ قیمت های پیشنهادی خود را در خصوص انرژی و ذخیره اولیه به مدیر بازار ارائه می دهند. در پایان حراج و در ساده ترین حالت، هر یک از فروشندگان می تواند در یکی از سه حالت ذیل قرار گرفته باشد: ۱) هیچ سهمی از انرژی و خدمات مبادله شده را به خود اختصاص نداده باشد. ۲) فقط در مبادله انرژی شرکت یافته باشد. ۳) علاوه براینکه در مبادله انرژی شرکت یافته تامین بخشی از خدمات ذخیره اولیه را نیز به خود اختصاص داده باشد. بنابراین مدیر بازار در حراج همزمان با یک مسئله بهینه سازی مشکل از دو زیر مسئله بهینه سازی عدد صحیح و برنامه ریزی درجه دوم روبرو خواهد بود. مدیر بازار موظف است چنان آرایشی از فروشندگان را انتخاب نماید که علاوه بر برآورده سازی محدودیت های مسئله برنامه ریزی، دارای حداقل هزینه از دیدگاه تابع هدف نیز باشد. بدون توجه به شیوه حل این مسئله بهینه سازی، بدینهی است که مدیر بازار آرایش های متعددی را جهت دستیابی بدین مهم مورد آزمون قرار خواهد داد. حال آنکه ممکن است به ازای برخی آرایش های انتخابی، اساسا زیر مسئله



سیکل ترکیبی را در نظر آورید که در مدد کنترل فرکانس در حال بهره برداری در محدوده حداقل ظرفیت تولید مجازی باشد. به محض رخداد حادثه منجر به افزایش فرکانس (کاهش ناگهانی بار)، میزان تولید توربین گاز کاهش یافته که سبب کاهش دمای بخار ورودی به توربین می‌گردد، درین شرایط خروج واحد بخار در شرف وقوع است. شرایط مشابهی نیز به ازای بهره برداری در حداقل ظرفیت مجاز و وقوع حادثه منجر به افت فرکانس رخ می‌دهد [۲۵، ۹]. به عبارت دیگر مشارکت واحدها در کنترل فرکانس بدليل لزوم ملاحظه‌ی یک حاشیه امنیت در بارگیری از واحد باعث تقلیل بازه مجاز بهره برداری از واحد می‌گردد که در شکل (۳) نشان داده شده است. مدلسازی مسئله برنامه ریزی همزمان با توجه محدودیت‌ها و قابلیت‌های این دسته از واحدها می‌تواند به کمک روابط (۲۴، ۲۳، ۲۵) تعمیم یابد. در اینجا فرض گردیده است واحدهای پیشرفت‌های دارای دو نرخ بارگیری عادی و سریع هستند [۷].



شکل (۳): بازه مجاز بهره برداری واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس

$$g_i'^{\min} = u_{it} \cdot [v_{it} \cdot g_i^{\min-pr} + (1 - v_{it}) \cdot g_i^{\min}] \quad (22)$$

$$g_i'^{\max} = u_{it} \cdot [v_{it} \cdot g_i^{\max-pr} + (1 - v_{it}) \cdot g_i^{\max}] \quad (23)$$

$$r_i^{pr-\max} = v_{it} \cdot [w_{it} \cdot r_i^{f-pr} + (1 - w_{it}) \cdot r_i^{n-pr}] \quad (24)$$

۶- روش پیشنهادی برای حل مسئله

مسئله برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس اولیه شامل متغیرهای باینری و پیوسته است. متغیرهای باینری بیانگر وضعیت واحد شامل وضعیت درمدار قرار گرفتن، مدد کنترل فرکانس، راهنمایی، توقف و نوع نرخ بارگیری در طی هر ساعت می‌باشد و متغیرهای پیوسته شامل میزان تولید و ذخیره اولیه هر واحد در هر ساعت می‌باشد. در این مقاله از الگوریتم ژنتیک باینری در کنار روابط معروف شده جهت حل مسئله برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه انجام شده است. این الگوریتم دارای یک هوشمندی جمعی بوده و بطور هدفمند در فضای مسئله جستجو می‌کند و توانایی رسیدن به بهینه سراسری را دارد. علاوه بر این به مشق پذیر بودن و یا محدود بودن تابع هدف بستگی ندارد [۱۵، ۱۶]. در روش پیشنهادی، به منظور افزایش سرعت همگرایی مسئله از روابط (۲۰، ۲۱) در راستای شناسایی و حذف کروموزوم‌های ناشدنی استفاده شده است. درین مقاله

بهینه سازی دارای پاسخ نبوده و دارای حل نباشد. لذا شناسایی موجه یا ناموجه بودن آرایش انتخابی جهت پیاده سازی حراج همزمان می‌تواند مورد استقبال شدید مدیر بازار باشد تا بتواند در مدت زمان کمتری نائل به حل مسئله آید یا اینکه در خصوص ساختار و مقررات برگزاری حراج، محدودیت‌های را وضع نماید. پیش از این در مرجع [۲۳] ساختار مسئله حراج همزمان انرژی و ذخیره اولیه کنترل فرکانس بصورت مبسوط مورد مطالعه قرار گرفته است. این مرجع روابط سه گانه ذیل را به عنوان پیش شرط‌های لازم برای موجه بودن آرایش فروشنده‌گان ارائه کرده است.

$$\sum_{i=1}^n u_{it} \cdot g_i^{\max} \geq \frac{\sum_{i=1}^n u_{it}}{\sum_{i=1}^n u_{it} - 1} d_t \quad (19)$$

$$\sum_{i=1}^n v_{it} \cdot r_i^{pr-\max} \geq \frac{d_t}{\sum_{i=1}^n u_{it} - 1} \quad (20)$$

$$\sum_{i=1}^n v_{it} \cdot \frac{\Delta f_{cr} \cdot g_i^{\max}}{R_i \cdot f} \geq \frac{d_t}{\sum_{i=1}^n u_{it} - 1} \quad (21)$$

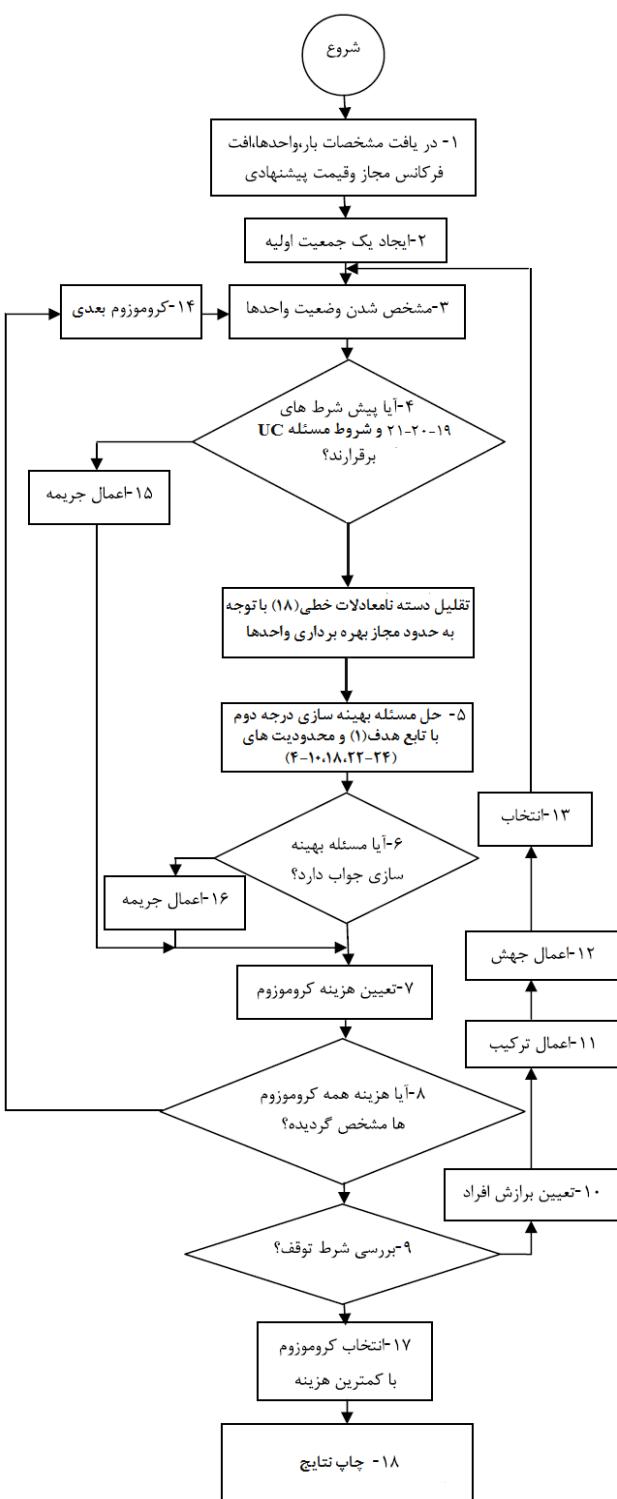
با دقت در ساختار روابط فوق الذکر می‌توان دریافت که این روابط به مقادیر تولید و ذخیره اولیه خردباری شده وابسته نیستند لذا می‌توانند جهت شناسایی یک آرایش ناموجه از فروشنده‌گان بکار گرفته شوند قبل از اینکه حل ناپذیری زیرمسئله بهینه سازی محرز گردد. ذکر این نکته ضروری است که پیش‌شرط‌های یاد شده، شرایط لازم و نه کافی برای حل پذیری مسئله برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره کنترل فرکانس هستند.

۵- محدودیتها و قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی پیشرفت

تعدد انتخاب در نرخ بارگیری از جمله قابلیت‌های مهم واحدهای نیروگاهی پیشرفت است. گاونر این دسته از واحدهای می‌تواند در مدفعاً و یا غیر فعال در برابر تغییر فرکانس سیستم قرار گیرند و یا اینکه تنها به ازای محدوده معینی از انحراف فرکانس سیستم عمل نمایند. در برخی ازواجهای نیروگاهی پیشرفت، امکان استفاده از نرخ بارگیری سریع که حدود ۳ تا ۲۲ برابر میزان نرخ بارگیری عادی است، نیز فراهم شده تا در صورت نیاز بکار گرفته شود. توسعه نرم افزاری در سیستم کنترل این واحدهای نیروگاهی، این قابلیت را ایجاد نموده است که بهره بردار نیروگاه در هر لحظه بتواند نرخ بارگیری از قبل تعريف شده ای را انتخاب نماید [۲۴]. از سویی برخی واحدهای قادر به مشارکت در کنترل فرکانس در تمام محدوده مجاز ظرفیت تولید نیستند. برای درک بهتر این موضوع بطور نمونه یک واحد نیروگاهی



واحدهای نیروگاهی مطابق مرجع [۲۷] انتخاب گردیده است. جدول(۲) مشخصات واحدهای نیروگاهی این سیستم را نشان می دهد. در این جدول مقدار نرخ بارگیری سریع برابر ۲۰ درصد حد بالای طرفیت تولید واحد در نظر گرفته شده است. مشابه مرجع [۹]، مقدار نرخ بارگیری عادی معادل یک دوم نرخ بارگیری سریع می باشد.



شکل(۴): الگوریتم روش پیشنهادی جهت حل مسئله

از شیوه کد بندی دودویی برای متغیرهای باینری و باتوجه به حالت های مختلفی که یک واحد ممکن است برای درمداد قرار گرفتن و مشارکت در کنترل فرکانس داشته باشد، استفاده شده است [۷-۹]. این حالت ها در جدول(۱) آمده اند. حالت هایی که امکان وقوع ندارند با علامت \times مشخص شده اند. با توجه به اینکه دو نرخ بارگیری برای هر واحد در نظر گرفته شده است، تعداد حالات ممکن برای هر واحد چهار حالت می باشد.

جدول(۱): حالت های ممکن وضعیت واحد

ردیف	U_{it}	V_{it}	W_{it}	وضعیت حالت
۱	.	.	.	۱
۲	.	.	۱	\times
۳	.	۱	.	\times
۴	۱	۱	۱	\times
۵	۱	.	.	۲
۶	۱	۰	۱	\times
۷	۱	۱	۰	۳
۸	۱	۱	۱	۴

در مرجع [۷] دو رابطه جهت حذف کروموزوم های ناشدنی ارائه شده است. یکی از این دو همان شرط مسئله در مدار قرار گرفتن واحدهای رابطه(۶) و دیگری رابطه(۸) است که به جای مقادیر تولید واحدها و ذخیره های اولیه به ترتیب حد پایین تولید واحدها و حد بالای ذخیره اولیه قرار گرفته است. در اینجا علاوه بر روابط فوق، روابط (۱۹، ۲۰، ۲۱) نیز جهت شناسایی حالات ناممکن بکار گرفته شده اند. هر چند روابط مزبور قادر به حذف تمامی حالات ناممکن نیستند. لذا در صورتیکه زیر مسئله بهینه سازی غیر خطی (مسئله برنامه ریزی درجه دوم) جواب نداشته باشد، کروموزوم متناظر با این آرایش از طریق افزودن بر مقدار تابع هدف جریمه می گردد تا با شناس کمتری در نسل بعدی ظاهر گردد. این روند برای تمام کروموزوم ها تکرار و نسل ها پی در پی تولید می گردد تا شرط توقف برآورده و کروموزوم با کمترین هزینه مشخص شود. شکل(۴) چرخه روش پیشنهادی را نمایش می دهد.

۶- شبیه سازی بر روی سیستم مورد مطالعه

در این قسمت روش ارائه شده بر روی سیستم ۳۹ شبینه استاندارد IEEE متشکل از ۱۰ واحد و ۴۶ شاخه پیاده گردیده است. به منظور سادگی شبیه سازی تنها برای یک ساعت انجام یافته و از محدودیت های حداقل زمان توقف و روشن ماندن واحدها صرف نظر می شود. مشخصات خطوط و بار در باس های سیستم مورد مطالعه مطابق نسخه ۴ از بسته نرم افزاری matpower [۲۶] و مشخصات

جدول (٤) : توان عبوری از خطوط در شرایط متناظر جدول (٣)

خط	MW	حد گرفتگی	الف	ب	ج	د	هـ
۲-۱	۶۰۰	۲۹۵	۱۷۳	۲۹۳	۲۲	۱۰۰	
۳۹-۱	۱۰۰۰	۲۲۵	۱۷۳	۲۱۴	۲۲	۱۰۰	
۳-۲	۵۰۰	۴۹۰	۵۰۰	۴۵۰	۵۰۰	۵۰۰	۱۵۶
۲۵-۲	۵۰۰	۲۱۶	۲۱۷	۱۰۹	۱۴۱	۲۵۸	۲۵۸
۳۰-۲	۹۰۰	۵۶۹	۴۵۷	۶۳۴	۳۸۱	۰	
۴-۳	۵۰۰	۲۵۸	۲۲۸	۹۰	۱۲۰	۷۰	
۱۸-۳	۵۰۰	۰	۳۷	۱۰۲	۱۱۸	۴۴	
۵-۴	۶۰۰	۱۰۵	۴۹	۱۲۷	۱۹۶	۱۸	
۱۴-۴	۵۰۰	۲۰۷	۱۸۷	۱۸۲	۹۰	۱۵۱	
۶-۵	۱۲۰۰	۱۵۴	۱۷۱	۴۴۲	۳۸۶	۱۲۹	
۸-۵	۹۰۰	۲۵۹	۲۱۹	۳۱۵	۱۹۰	۱۴۷	
۷-۶	۹۰۰	۲۹۵	۲۶۷	۴۰۲	۲۹۰	۱۷۵	
۱۱-۶	۴۸۰	۴۵۶	۴۴۵	۳۱۶	۳۷	۳۰۷	
۳۱-۶	۱۸۰۰	۷	۷	۵۲۷	۶۳۸	۴	
۸-۷	۱۰۰	۱۲۷	۹۶	۲۱۵	۱۰۰	۸۰	
۹-۸	۹۰۰	۱۱	۶۶	۱۱۳	۱۳۵	۱۵	
۳۹-۹	۹۰۰	۷	۶۶	۱۰۸	۱۳۵	۱۵	
۱۱-۱۰	۶۰۰	۴۴۵	۴۳۷	۳۱۹	۴۸	۳۰۱	
۱۳-۱۰	۶۰۰	۱۵۴	۲۱۴	۳۰۸	۱۹۶	۱۴۴	
۳۲-۱۰	۹۰۰	۶۰۰	۶۵۱	۶۲۷	۲۴۴	۴۴۵	
۱۱-۱۲	۵۰۰	۱۱	۸	۳	۱۰	۶	
۱۳-۱۲	۵۰۰	۱۷	۱۴	۴	۴	۹	
۱۴-۱۳	۲۰۰	۱۳۷	۲۰۰	۳۰۳	۲۰۰	۱۳۴	
۱۵-۱۴	۶۰۰	۷۰	۱۳	۱۲۱	۱۱۰	۱۷	
۱۶-۱۵	۶۰۰	۳۰۰	۲۲۱	۱۳۴	۱۵۰	۱۴۷	
۱۶-۱۷	۶۰۰	۶۵	۹۱	۲۴	۹۷	۸۳	
۱۹-۱۶	۲۰۰	۴۹۰	۲۰۰	۴۳۵	۲۰۰	۱۷۷	
۲۱-۱۶	۶۰۰	۱۸۷	۱۹۷	۱۰۲	۱۷۲	۱۷۸	
۲۴-۱۶	۶۰۰	۱۱۴	۷۸	۲۴	۱۱۵	۱۱	
۱۸-۱۷	۶۰۰	۱۶۷	۴۹	۰	۱۰۷	۲۶	
۲۷-۱۷	۶۰۰	۵۵	۲۶	۱۱۵	۵۱	۱۱	
۲۰-۱۹	۹۰۰	۵۵	۲۸۱	۱۱۰	۲۸۰	۲۷۶	
۳۳-۱۹	۹۰۰	۵۴۵	۴۸۰	۵۴۵	۴۸۰	۴۵۳	
۲۴-۲۰	۹۰۰	۴۳۴	۲۱۷	۴۳۴	۲۷۳	۰	
۲۲-۲۱	۹۰۰	۳۶۴	۳۹۸	۳۲۱	۳۹۴	۲۸۷	
۲۳-۲۲	۶۰۰	۱۹۱	۱۴۶	۲۰۳	۱۲۰	۱۶۱	
۳۵-۲۲	۹۰۰	۵۵۵	۵۴۴	۵۲۴	۵۱۵	۴۴۹	
۲۴-۲۳	۲۰۰	۱۶۷	۲۰۰	۱۳۱	۲۰۰	۱۳۷	
۳۶-۲۳	۹۰۰	۱۰۴	۲۳۵	۱۲۶	۲۸۱	۷۶	
۲۶-۲۵	۶۰۰	۱۱۷	۲۶	۱۷۳	۱۰۸	۱۸	
۳۷-۲۵	۹۰۰	۴۹۴	۴۰۷	۴۶۱	۴۳۱	۳۶۶	
۲۷-۲۶	۶۰۰	۲۵۱	۲۷۵	۲۲۵	۳۳۶	۱۴۰	
۲۸-۲۶	۶۰۰	۲۴۷	۲۵۸	۲۲۶	۳۱۷	۱۶۳	
۲۹-۲۶	۶۰۰	۹۹	۹۷	۲۰۷	۶۱	۱۵۰	
۲۹-۲۶	۶۰۰	۱۳۴	۲۴۴	۱۰۱	۱۹۱	۹۹	
۲۹-۲۸	۶۰۰	۲۴۷	۲۵۸	۲۲۶	۳۱۷	۱۶۳	
۳۸-۲۹	۱۲۰۰	۵۸۶	۵۰۹	۵۵۴	۵۵۴	۳۷۷	

قیمت استفاده از نرخ بار گیری سریع برابر ضریب ترم درجه اول تابع هزینه سوخت و قیمت استفاده از نرخ بار گیری عادی نیز برابر ۱،^۰ قیمت ذخیره اولیه با نرخ بار گیری سریع فرض می شود. در این جدول، مقادیر حدود بالا و پایین تولید مجاز واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس، با رعایت یک حاشیه امنیت انتخاب شده اند.

جدول (۲): مشخصات واحدهای نیروگاهی

S	g^{\min}	g^{\max}	g^{\min}	g^{\max}	a	b	c	$r^{p\mu\text{max}}$	SUC
	MW				\$/MWh^2	\$/MWh	\$/h	MW	\$
A	150	140	200	950	-,...,48	18,19	1...	20.8	9...
B	150	646	200	800	-,...,31	17,26	970	130	1000
C	20	725	40	700	-,...,2	16,6	700	146	1100
D	20	602	40	610	-,...,211	16,5	680	130	1120
E	20	501	50	480	-,...,398	19,7	450	102	1800
F	20	687	40	640	-,...,712	22,26	370	138	340
G	20	580	50	560	-,...,79	27,74	480	116	520
H	10	584	20	550	-,...,413	25,92	660	112	60
I	10	860	20	810	-,...,222	27,27	960	174	60
J	10	1100	20	1020	-,...,173	27,79	670	220	60

جدول(۳) نتایج حاصل از شبیه سازی مسئله برنامه ریزی همزمان را بر روی این سیستم نشان می دهد. فرکانس سیستم، افت فرکانس مجاز و دروپ گاورنرها به ترتیب برابر ۵۰ هرتز، ۶٪ و ۴٪ در نظر گرفته شده است.

جدول(۳) : نتایج حاصل از شبیه سازی مسئله برنامه ریزی همزمان بر روی سیستم ۱۰ واحدی

حالت	الف		ب		ج		د		هـ	
واحد	g_i	r_i^{pr}	g_i	r_i^{pr}	g_i	r_i^{pr}	g_i	r_i^{pr}	g_i	r_i^{pr}
A	٥٦٩	١٠٤	٤٥٦	٢٠٨	٦٣٤	٩٨	٣٨٠	٢٠٨	-	-
B	-	-	-	-	٥٣٥	٦٥	٦٤٦	-	-	-
C	٦٠٠	٧٣	٦٥١	٤٩	٦٢٧	٧٣	٣٤٤	١٤٥	٤٤٥	٧٣
D	٥٤٥	٦٥	٤٨٠	١٣٠	٥٤٥	٦٥	٤٨٠	١٣٠	٤٥٣	٦٥
E	٤٣٤	٥١	٢١٧	١٠٢	٤٣٤	٥١	٢٧٣	١٠٢	-	-
F	٥٥٥	٦٩	٥٤٤	٩٦	٥٢٤	٦٩	٥١٥	١٢٥	٤٤٩	٦٩
G	١٥٤	٥٨	٢٣٥	٥٨	١٢٦	٥٨	٢٨٨	١١٦	٧٦	٥٨
H	٤٩٤	٥٦	٤٠٧	٥٦	٤٦١	٥٦	٤٣١	١١٢	٣٦٦	٥٦
I	٥٨٦	٨٧	٨٠٩	-	٥٥٤	٨٧	٧٣٩	٧١	٣٧٧	٨٧
J	٥٦٣	١١٠	٧٠٠	١١٠	٥٦٠	١١٠	١٠١٠	-	٣٣٤	١١٠
هزينه	١٢٥٩٦٤,٢		١٣٨٤٦٦,٧		١٤٤٩٦٦,٨		١٧١٧٠٥,٣		٦٨١٠١,٧	

بارگیری سریع در حل پذیری مسئله‌ی برنامه ریزی همزمان در قبال افزایش بار دارد.

مدت زمان حل مسئله در روش پیشنهادی، با استفاده از یک دستگاه رایانه Core i5-4*2.26GHz-1GB(RAM) برابر ۲۴۹ ثانیه می‌باشد. در مرجع [۵] که از بسته نرم‌افزاری GAMS استفاده شده، زمان حل مسئله بر روی یک سیستم قدرت ۱۷ واحدی، برابر ۱۱۰ ثانیه عنوان شده است. لیکن در مقاله حاضر، محدودیت حد پرشدگی خطوط و محدودیتهای واقعی واحدهای نیروگاهی مدرن، مورد توجه بوده و علاوه بر این دو متغیر باینری v_{it} و w_{it} که به ترتیب بیانگر وضعیت مشارکت واحد در کنترل فرکانس و نوع نرخ بارگیری واحد می‌باشند، نیز به ساختار مسئله اضافه شده است. در اینجا شبیه‌سازی به کمک بسته نرم‌افزاری MATLAB-R2009a انجام شده است.

۷- نتیجه گیری

در این مقاله ابتدا به فرمول بندی مسئله‌ی برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه پرداخته شده است. مسئله‌ی مذکور یک مسئله غیرخطی مخلوط عدد صحیح است و فضای جستجوی گسترده‌ای را بسته به تعداد واحدها در بر می‌گیرد. این مقاله مجموعه پیش شرط‌هایی را جهت شناسایی آرایش‌های ناموجه فروشنده‌گان انرژی و خدمات معرفی می‌کند که منجر به کاهش چشم گیر فضای جستجوی مسئله گردیده است. در ادامه مجموعه محدودیت‌ها و قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی پیش‌رفته در کنار محدودیت‌های شبکه در مدل مسئله لحاظ گردید. محدودیت شبکه شامل حد گرفتگی خطوط به کمک استفاده از تکنیک پخش بار مستقیم در قالب دسته نامعادلات خطی مدل و سپس به مسئله‌ی بهینه سازی غیرخطی اعمال گردیده است. اعمال این محدودیت‌ها در کنار سایر شرایط ارائه شده برای مسئله‌ی برنامه ریزی همزمان باعث گردیده که نتایج بدست آمده کاملاً اجرایی و از هر حیث موجه باشند. در پایان نیز نتایج حاصل از شبیه‌سازی روش پیشنهادی بر روی سیستم استاندارد ۳۹۵۰ شینه IEEE در هر دو حالت با و بدون در نظر گرفتن محدودیت تراکم خطوط به ازای مقادیر مختلف بار آمده است. بهینه سازی با استفاده از یک روش ابتکاری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک باینری انجام یافته است. براساس نتایج بدست آمده نقش نرخ بارگیری سریع به عنوان یکی از قابلیت‌های واحدهای نیروگاهی مدرن در افزایش قابلیت بارپذیری سیستم بررسی گردیده است. نتایج شبیه سازی موئید کارایی روش ارائه شده در رسیدن به پاسخ بهینه سراسری می‌باشد.

ستون (الف) از جدول (۳)، نتایج حاصله شامل ذخیره‌های کنترل فرکانس اولیه به همراه مقادیر تولید ژنراتورها به ازای بار ۴۵۰۰ مگاوات و بدون استفاده از نرخ بارگیری سریع را نشان می‌دهد. در این حالت محدودیت گرفتگی خطوط در نظر گرفته نشده است. مقادیر توان عبوری هر یک از خطوط سیستم مورد مطالعه تحت این شرایط در جدول (۴) آمده است. پخش بار در شرایطی انجام شده است که مقادیر تولید هر یک از واحدها مطابق جدول (۳) تنظیم گردیده است. لازم به ذکر است، در مواردیکه بار سیستم با مقدار بار سیستم اولیه، [۲۶]، متفاوت بوده، بار در تمامی باس‌ها به یک نسبت افزایش یا کاهش یافته است. مقدار فلوی مجاز عبوری از خطوط سیستم مطابق مرجع [۲۸] می‌باشد. همانطور که در جدول (۴) مشاهده می‌گردد به دلیل عدم ملاحظه حد گرفتگی خطوط در مدل مسئله، خطوط ۸-۱۶ و ۱۶-۱۹ دچار تراکم گردیده اند. در حالت (ب) از جدول (۳) محدودیت گرفتگی نیز لحاظ گردیده است تحت این شرایط همانطور که انتظار می‌رفت مقدار هزینه نسبت به حالت (الف) افزایش یافته است ضمن اینکه واحدهای A, D, E, F مشاهده می‌گردند که در مدل کنترل فرکانس شرکت یافته اند. در این حالت در صورت عدم بکارگیری نرخ بارگیری سریع، مسئله حل ناپذیر است که اشاره به نقش مهم نرخ بارگیری سریع دارد.

ستون (ج) از جدول (۳) مقادیر بهینه‌ی تولید واحدها و ذخیره اولیه را بطور مشابه اما به ازای بار ۵۰۰ مگاوات نشان می‌دهد. از آنجا که محدودیت تراکم در این حالت لحاظ نگردیده، خطوط ۸-۷، ۱۳-۱۴ و ۱۶-۱۹ دچار تراکم هستند. در حالت (د) محدودیت تراکم نیز به شرایط مفروض حالت (ج) اضافه گردیده است. در این شرایط به غیر از واحد I، سایر واحدها با نرخ بارگیری سریع در کنترل فرکانس شرکت خواهند کرد ضمن اینکه دو واحد نیز در مدل غیر فعال نسبت به کنترل فرکانس قرار گرفته اند. بدلیل افزایش بار سیستم در این حالت، واحد B که تاپیش از این در تولید مشارکت نداشت به جمع فروشنده‌گان انرژی و خدمات پیوسته است.

ستون (ه) نتایج حاصل از حل مسئله‌ی برنامه ریزی همزمان را به ازای بار ۲۵۰۰ مگاوات نشان میدهد. تحت این شرایط علیرغم اعمال محدودیت گرفتگی خطوط، تمامی واحدهای قرار گرفته در مدار، با نرخ بارگیری عادی در کنترل فرکانس شرکت خواهند کرد که به دلیل کاهش مقدار بار سیستم و ارزان تر بودن قیمت نرخ بارگیری عادی در برابر نرخ بارگیری سریع است. این مهم نشان از نقش اجتناب ناپذیر نرخ



فهرست علائم

Δg_{it}^j	تغییر تولید واحد i ام در اثر خروج واحد j ام
Δf_i^k	افت فرکانس ناشی از خروج واحد i ام
	مراجع
[1] P. Kundur, Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, 1994.	
[2] A.J.Wood and B.F.Wollenberg Power Generation Operation and Control, 2 nd Ed. New York: Wiley, 1996.	
[3] R.J.Koessler, J.W.Feltes, and J.R.Willis,"A Methodology for Management of Spinning Reserves Requirements", in Proc.IEEE Power Eng. Soc.Winter Meeting, vol.1, pp.584-589, Feb.1999.	
[4] R.Raineri, S.Rios, D.Schiele,"Technical and Economic Aspects of Ancillary Services Markets in the Electric Power Industry: an International Comparsion", Energy Policy 34, pp.1540-1555, 2006.	
[5] Jose' F.Restrepo,Francisco D.Galiana, "Unit Commitment With Primary Frequency Regulation Constraints" ,IEEE Trans.Power Syst. ,vol.20, no.4,pp.1836-1843, Nov 2005.	
[6] Francisco D.Galiana, Francoco Bouffard, Jose M.Arroyo, Jose' F.Restrepo,"Scheduling and Pricing of Coupled Energy and Primary, Secondary, and Tertiary Reserves", Proceedings of the IEEE, pp.1970-1984, vol.93, no.11, 2005.	
[7] مصطفی رجبی مشهدی، محمدحسین جاویدی، محمد صادق قاضیزاده، "برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس اولیه با لحاظ کردن قابلیت های فنی واحدهای نیروگاهی پیشرفته"، مجله انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران، سال ششم، شماره دوم، ۱۳۸۸.	
[8] مصطفی رجبی مشهدی، محمد حسین جاویدی، محمد صادق قاضیزاده، " بررسی و تحلیل اثراستفاده از نرخ بارگیری سریع به منظور تامین ذخیره اولیه بر قیمت برق و نوسانات آن" ، مجله انجمن مهندسین برق والکترونیک ایران، سال ششم، شماره دوم، ۱۳۸۸.	
[9] M.R.Mashhadi, M.H.Javidi, M.S.Ghazizadeh, "The Impacts of Capabilities and Constraints of Generating Unit on Simultaneous Scheduling of Energy and Primary Reserve", elen	
[10] J.W.O'Sullivan and M.J.O'Malley, "A new Methodology for the Provision of Reserve in an Isolated Power System", IEEE Trans.Power Syst., vol.14, no.2, pp.519-523, May 1999.	
[11] K.A.Papadogiannis and N.D.Hatzigyiou, " Optimal Allocation of Primary Reserve Services in Energy Markets", IEEE Trans.Power Syst., vol.19, no.1, pp.519-523, Feb.2004.	
[12] Jose'.Restrepo, "Unit Commitment With Primary Frequency Regulation Constraints in Electric Power System", the thesis submitted to the department of electrical and computer engineering og McGill University, Montral, Canada, February 25,2005.	
[13] K.S.Swarup and S.Yamashiro,"Unit Commitment Solution Methodology Using Genetic Algorithm", IEEE Trans Power Syst., vol.17, no.1, pp.87-91, Feb 2002.	
[14] Damousis IG, Bakirtzis AG, Dokopoulos PS (2004) "A solution to the unit commitment problem using integer-coded genetic algorithm". IEEE Trans Power Syst 19(2): 1165-1172.	
[15] Mohamed A.El-Sharkawi, Kwang Y.Lee, Modern Heuristic Optimization Techniques, John Wiley & Sons Inc, 2005.	
[16] G.Rudolph, "Convergence Analysis of Canonical Genetic Algorithm", IEEE Trans on Neural Networks, vol.5, No.1, pp.96-101, 1994.	
[17] C.Wang, S.M.Shahidehpour,"Effect of ramp-rate limits on unit commitment and economic dispatch", IEEE Transaction on Power Systems, vol. 8, pp. 1341-1350, Aug 1993.	
AGC	سیستم کنترل اتوماتیک تولید واحدها
a_i	ترم درجه دوم تابع هزینه
b_i	ترم درجه اول تابع هزینه واحد i ام
c_i	ترم ثابت تابع هزینه واحد i ام
C_{it}^{su}	هزینه راه اندازی واحد i ام در طی دوره t
C_{it}^{sd}	هزینه توقف واحد i ام در طی دوره t
d_t	دیماند مصرفی در طی دوره t
f	فرکانس سیستم
g_{it}	مقدار تولید واحد i ام
g_{jt}	مقدار تولید از دست رفته‌ی واحد j ام در دوره t
g_i^{\min}	حد پایین تولید واحد i ام
g_i^{\max}	حد بالای تولید واحد i ام
$g_i^{\min-pr}$	حد پایین بهره برداری واحد i ام در مدد کنترل فرکانس
$g_i^{\max-pr}$	حد بالای بهره برداری واحد i ام در مدد کنترل فرکانس
g_{it}	تولید واحد i ام در دوره t ام
n	تعداد واحدها (فروشندگان و یا پیشنهاد دهندهان قیمت)
P_{ij}	توان عبوری از خط و اصل باس i به باس j
PG_i	مقدار تولید در باس i
PD_i	مقدار بار در باس i
q_{it}^{pr}	قیمت ذخیره اولیه واحد i ام
r_{it}^{pr}	ذخیره اولیه واحد i ام در دوره t
r_i^{n-pr}	نرخ بارگیری عادی
r_i^{f-pr}	نرخ بارگیری سریع
$r^{pr-\max}$	حد بالای ذخیره اولیه
R_i	شیب پاسخ گاورنر واحد i ام
SUC	هزینه راه اندازی
u_{it}	متغیر باینری مشارکت واحد i ام در تامین انرژی
v_{it}	متغیر باینری مشارکت واحد i ام در کنترل فرکانس
w_{it}	متغیر باینری نوع مشارکت واحد i ام در کنترل فرکانس
Y_{ij}	ادمیتانس خط و اصل باس i به باس j
y_{it}	متغیر باینری راه اندازی واحد i ام در دوره t
z_{it}	متغیر باینری توقف واحد i ام در دوره t
θ_i	زاویه فاز ولتاژ در باس i ام
λ_{ij}	حد مجاز توان عبوری از خط و اصل باس i به باس j
ψ	ماتریس باینری ضرایب
Δb_i	افت فرکانس شکست برای پاسخ گاورنر واحد i ام
Δf_{cr}	افت فرکانس بحرانی سیستم

- [18] Farrokh aminifar, amin khodaei, Sharif University of Technology, "A Novel Unit Commitment Approach Considering Transmission Constraints", 15th ICEE Proceedings.
- [19] Mohammad Shahidehpour, Zuyi Li, "Security-Constrained Unit Commitment with AC Constraints", IEEE Transaction on power systems, vol. 20, NO. 3. August 2005.
- [20] Chung-Li Tseng a,), Shmuel S. Oren a, Carol S. Cheng b, Chao-an Li b, Alva J. Svoboda b, Raymond B. Johnson, "A transmission-constrained unit commitment method in power system scheduling", Decision Support Systems 24 (1999) 297–310.
- [21] M.Pourakbari-Kasmaei, M.Rashidi-Nejad, A.Abdollahi, "A Novel Unit Commitment Technique Considering Prohibited Operating Zones", Journal of Applied Science 9(16): 2962-2968, 2009
- [22] Carlos Murillo, Robert J. Thomas, "Thermal Unit Commitment Including Optimal AC Power Flow Constraints", Hawaii International Conference On System Sciences, January 6-9, 1997, Kona, Hawaii.
- [23] M.Rouholamini, M.Rashidinejad, S.Esmaeili, "A New Methodology to Solve Joint Energy and Primary Reserve Scheduling", Fifth Global Conference on Power Control and Optimization, June 2011, Dubai, UAE.
- [24] Technical Data and Specification, Shirvan Combined Cycle Power Plant (Gas Turbine Portion), 2005.
- [۲۵] دستورالعمل قرارگرفتن واحدهای گازی GE-F9 نیروگاه سیکل ترکیبی کشور در وضعیت کنترل فرکانس، نیروگاه شهید رجائی، سال ۸۶
- [26] D.Zimmerma, E. Murillo-S_anchez, <http://www.pserc.cornell.edu/matpower>, February 7, 2011.
- [27] T. Senju, H. Yamashiro, K. Uezato, T. Funabashi, A unit commitment problem by using genetic algorithm based on unit characteristic classification , IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting 1 (2002), 58 63.
- [28] Masoud Esmaili, Heidar Ali Shayanfar, Nima Amjadi, "Congestion management considering voltage security of power systems", Energy Conversion and Management 50 (2009) 2562–2569.

زیرنویس ها

-
- ¹ Primary frequency control reserve
 - ² Frequency deviation
 - ³ Automatic Generation Control
 - ⁴ Secondary reserve
 - ⁵ Terriary reserve
 - ⁶ Simultaneous scheduling
 - ⁷ Sequential scheduling
 - ⁸ Ancillary service
 - ⁹ Decision tree
 - ¹⁰ Mixed integer programming
 - ¹¹ Single contingency
 - ¹² Ramp Rate
 - ¹³ Ramp up limite
 - ¹⁴ Minimum Down Time
 - ¹⁵ Minimum Up Time
 - ¹⁶ Congestion

