برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس اولیه با لحاظ کردن قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی پیشرفته

مصطفی رجبی مشهدی[1,2] محمدحسین جاویدی[3] محمدصادق قاضی زاده[4]

1- کارشناسی ارشد - دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

2- شرکت برق منطقه ای خراسان- دیسپاچینگ شمال شرق کشور

mo_ra18@stu-mail.um.ac.ir

3- استاد گروه برق - دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

h-javidi@ferdowsi.um.ac.ir

4- استادیار گروه برق - دانشگاه صنعت آب و برق (شهید عباسپور)، تهران، ایران

l.gazizadeh@pwut.org

چکیده: واحدهای نیروگاهی پیشرفته دارای قابلیت‌های جدیدی از جمله انتخاب نرخ بارگیری عادی و یا سریع می باشند که در ظرفیت ذخیره اولیه کنترل فرکانس تأثیر گذار است. از طرفی برخی از واحدهای نیروگاهی در محدوده معینی از محدوده مجاز بهره‌برداری قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس را دارند. در این مقاله، روشی جدید برای برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه ارائه گردیده است. در این روش ، محدودیتها و همچنین قابلیتهای واحدهای نیروگاهی جدید، که در پژوهش های قبلی در نظر گرفته نشده اند، در برنامه ریزی همزمان تولید و ذخیره ی اولیه لحاظ شده است. نتایج حاصل از شبیه سازی برروی یک شبکه نمونه نشان میدهد که اعمال این قابلیتها و محدودیتها در برنامه ریزی همزمان تولید و ذخیره‌ی اولیه، آرایش مناسب‌تری را در اختیار بهره‌بردار سیستم قرار می‌دهد. در نتیجه، بهره‌بردار سیستم انحراف کم‌تری را در اجرای برنامه خواهد داشت. در این بررسی، مدل بازار بصورت پرداخت بر اساس پیشنهاد می‌باشد.

در روش ارائه شده، حالت‌های مختلفی که برای هر واحد نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس وجود دارد، توسط متغیرهای باینری لحاظ می‌گردند. برای حل مسئله‌ی غیرخطی حاصل که به شکل مخلوط عدد صحیح می‌باشد، از روش ابتکاری تکراری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک استفاده شده است.

کلمات کلیدی: **ذخیره‌ی اولیه، برنامه‌ریزی همزمان، قابلیت‌های فنی، کنترل فرکانس، محدودیت‌های بهره‌برداری**

تاریخ ارسال مقاله : 1387/8/10

تاریخ پذیرش مقاله : 1388/6/24

نام نویسنده‌ی مسئول : مصطفی رجبی مشهدی

نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران- مشهد- دانشگاه فردوسی مشهد- دانشکده مهندسی برق

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

1- مقدمه

کنترل فرکانس یکی از وظایف محوری در بهره‌برداری از سیستم قدرت است. در حقیقت، به منظور پاسخگویی به عدم تعادل بین تولید و مصرف، بهره‌بردارسیستم برای هر لحظه بخشی از ظرفیت ذخیره نیروگاه‌های دارای قابلیت کنترل فرکانس را به صورت آماده پیش بینی می‌کند. ذخیره‌های مورد نیاز در هر ساعت بر اساس معیارهای قابلیت اطمینان به گونه ای برنامه‌ریزی می‌شوند که در صورت وقوع بدترین حادثه، اولاً فرکانس از محدوده مجاز تخطی نکرده و ثانیاً منجر به حذف بار نگردد [1, 2].

میزان مشارکت هر واحد نیروگاهی در کنترل فرکانس به میزان انحراف فرکانس ناشی از هر اغتشاش و همچنین مشخصه گاورنر و ظرفیت واحد بستگی دارد. ذخیره کنترل فرکانس اولیه[1] (ذخیره اولیه) سریعترین ذخیره‌ای است که به ازاء آن، واحد (های) نیروگاهی در طی چند ثانیه اول به یک اغتشاش بزرگ نظیر خروج بزرگترین واحد در مدار پاسخ می‌دهد (دهند). این ذخیره از مهمترین خدمات جانبی بوده و در بازار برق کشورهای مختلف با تعاریف متنوعی معرفی شده است. در انگلستان و ولز، خدمات کنترل فرکانس به آمادگی هر واحد نیروگاهی برای کنترل فرکانس در 10 ثانیه اول پس از وقوع اغتشاش اطلاق می‌شود. در کالیفرنیا ذخیره مرتبط با کنترل فرکانس، جزو خدمات ذخیره اضطراری بوده و شامل AGC (آماده در 10 ثانیه)، ذخیره گردان و غیرگردان (آماده در 10 دقیقه) می‌باشد [3، 4].

میزان ذخیره بکار گرفته شده هر واحد به میزان انحراف فرکانس ناشی از وقوع بدترین حادثه وابسته است. بدترین حادثه، رخدادی است که منجر به بیشترین افت فرکانس می‌گردد. معمولاً خروج واحد با بیشترین تولید، بدترین حادثه در نظر گرفته می شود. از آنجائیکه، میزان تولید هر واحد از اجرای بازار انرژی مشخص می شود، می‌توان گفت که میزان افت فرکانس ناشی از خروج هر واحد بستگی شدیدی به برنامه‌ریزی ساعتی انرژی دارد. بنابراین، تهیه خدمات ذخیره اولیه وابستگی زیادی به ساختار و مکانیزم اجرای بازار انرژی دارد [5، 6].

مکانیزم برگزاری حراج برای تأمین انرژی و خدمات جانبی در بازارهای برق کشورهای مختلف به روش های متفاوت از جمله برنامه‌ریزی همزمان[2] و یا برنامه‌ریزی متوالی[3] صورت می‌گیرد. در برنامه‌ریزی همزمان، انرژی و خدمات جانبی به صورت همزمان خریداری می‌گردند. این در حالی است که در برنامه‌ریزی متوالی و پشت سر هم، ابتدا حراج انرژی برای تأمین انرژی مصرف کنندگان اجرا شده و سپس ذخیره‌های متفاوت به ترتیب و بر اساس میزان مرغوبیت انتخاب می‌گردند. برنامه‌ریزی همزمان در مقایسه با برنامه‌ریزی متوالی، دارای پیچیدگی بیشتری بوده ولی در صورت لحاظ نمودن کلیه قابلیت‌ها و محدودیت‌ها می‌تواند به پاسخ بهینه منجر گردد. در حقیقت در برنامه‌ریزی متوالی، میزان تولید ساعتی واحدهای در مدار که از برنامه‌ریزی انرژی بدست می آید، معلوم فرض می‌شود. در نتیجه، این روش رسیدن به پاسخ بهینه را تضمین نمی‌کند و علاوه بر آن ممکن است پاسخ بدست آمده امکان پذیر نباشد [5، 6].

یکی از مهم‌ترین پژوهش‌ها در خصوص برنامه‌ریزی ذخیره اولیه، توسط آقایان Malley و Sullivan پیشنهاد شده است [7]. آنها یک الگوریتم تکراری مبتنی بر پخش بار اقتصادی را پیشنهاد کردند که در آن، میزان تولید و ذخیره‌ی واحدها تا جائیکه میزان انحراف فرکانس در محدوده مجاز قرارگیرد، اصلاح می‌گردند. متعاقب این پژوهش، تحقیقات عمده‌ای در لحاظ کردن محدودیت‌های شبکه و پایداری صورت گرفت که از جمله می‌توان به کار آقای Papadogianis و همکارانش در سال 2004 اشاره نمود [8]. آنها میزان تولید و منابع ذخیره‌ی اولیه را بکمک الگوریتم درخت تصمیم[4] و با در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه و پایداری، تعیین نمودند. در هر دو مقاله فوق، ابتدا مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها حل شده و میزان تولید ساعتی هر واحد تعیین می‌گردد. سپس با توجه به میزان تولید تعیین شده برای هر واحد، مقدار ذخیره مشخص می‌گردد. این روش مشابه برنامه‌ریزی متوالی میزان تولید و ذخیره است. مسئله در مدار قرار گرفتن واحدها با در نظر گرفتن ذخیره‌ی اولیه و ذخیره‌ی ثالثیه[5] به صورت برنامه‌ریزی همزمان توسط آقایان Restrepo و Galiana فرمول بندی شده است [5]. در روش پیشنهادی آنها، ذخیره اولیه هر واحد تابعی از میزان انحراف فرکانس سیستم ناشی از وقوع هر حادثه در نظر گرفته شده و انحراف فرکانس به صورت یک عامل مشترک در مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها دخالت داده شده است. در همین سال، از آقای Galiana و همکارانش، مقاله دیگری با هدف برنامه‌ریزی و قیمت‌گذاری همزمان انرژی، ذخیره اولیه، ذخیره ثانویه[6] و ذخیره ثالثیه منتشر گردید. آنها در این مقاله، مزایای برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌های مختلف را با برنامه‌ریزی متوالی مقایسه کرده و نشان دادند که برنامه‌ریزی همزمان موجب افزایش رفاه اجتماعی می‌شود [6]. در سال 2006، آقای Illian بر توسعه نیازمندیهای کنترل بار- فرکانس در برنامه‌ریزی بهره‌برداری به منظور تأمین ذخیره کافی و پاسخگو در بلند مدت (چند روز) و در کوتاه مدت (یک ساعت بعد تا لحظه آنی) و بر مبنای معیارهای مناسب قابلیت اطمینان تأکید نمود [9]. آقای Bruce و همکارانش نیز یک رویکرد اقتصادی و ایمن را به منظور رهایی از قید فرکانسی ارائه نمودند [10]. در این رویکرد، ذخیره فرکانسی اولیه به طور اقتصادی و ایمن به گونه‌ای به هر واحد نیروگاهی اختصاص می‌یابد که در صورت خروج یک واحد تولیدی، بار خطوط انتقال از محدوده مجاز خارج نشود.

ضعف مشترک کلیه کارهای انجام شده تاکنون، عدم در نظر گرفتن قابلیت‌ها و محدودیت‌های فنی واحدها به طور خاص می‌باشد بطوریکه، برخی از پاسخ های بدست آمده قابل اجرا نمی‌باشند.

در مرجع [5] فرض شده است که کلیه واحدها در کنترل فرکانس مشارکت دارند. از آنجائیکه، واحدهای نیروگاهی در حالت واقعی و بر اساس مد انتخاب شده می‌توانند در کنترل فرکانس مشارکت فعال

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

داشته باشند و در صورت انتخاب مد غیر فعال(بـار ثابـت)، در کنتـرل فرکانس مشارکت مـؤثری نخواهنـد داشـت، ایـن فـرض بـرای همـه‌ی واحدهای نیروگاهی واقعی نمی‌باشد. به علاوه، برای مشارکت هر واحـد در کنترل فرکانس، یک محدوده مجـاز از ظرفیـت هـر واحـد در نظـر گرفته شده که لزوماً با محدوده حداقل و حداکثر مجاز بهره‌برداری هـر واحد نیروگاهی یکسان نیست. این محدوده مبتنی بر مشخصه عملکرد واقعی هر واحد نیروگاهی و محدودیت‌های فنی واحد تعیـین و توسـط بهره‌بردار نیروگاه به مدیر بازار اعلام می‌گردد. در اکثر مقالات و کارهای پژوهشی ارائه شده تاکنون، محدوده مجاز مشارکت در کنترل فرکـانس برای هر واحد نیروگاهی با محدوده مجاز بهـره بـرداری واحـد یکـسان فرض می‌شود که این فرض در برخی از واحدها واقعی نیست. در سمت مقابل، واحدهای با فن‌آوری جدید، بر خلاف واحـدهای قـدیمی، دارای قابلیت‌هایی از جمله وجود چند نرخ بارگیری مـی‌باشـند. ایـن قابلیـت بهره‌بردار نیروگاه را قادر می سازد تـا بتوانـد در هـر لحظـه یـک نـرخ بارگیری را انتخاب نماید. این محدودیت‌ها و قابلیت‌ها در کارهای قبلی لحاظ نـشده انـد. بـدیهی اسـت عـدم لحـاظ نمـودن محـدودیت‌هـا و قابلیت‌های واحدهای نیروگاهی به صورت واقعی در برنامـه‌ریـزی آنهـا سبب مـی‌گـردد کـه برنامـه تعیـین شـده نـسبت بـه شـرایط ممکـن بهره‌برداری دارای انحراف زیادی باشد. در نتیجـه بهینـه بـودن اجـرای برنامه توسط بهره‌بردار سیستم مخدوش می گردد.

در این مقاله، روش جدیدی برای برنامه‌ریزی همزمان تولید انرژی و ذخیره اولیه پیشنهاد گردیده است. در این روش، برنامه‌ریزی همزمان تولید انرژی و ذخیره اولیه به صورت عملی و با در نظر گرفتن قابلیت‌ها و محدودیت‌های فنی واحدهای نیروگـاهی بـرای مـشارکت در کنتـرل فرکانس همراه با در نظر گرفتن محـدودیت‌هـای بهـره‌بـرداری صـورت می‌گیرد. قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی که در ایـن مقالـه بـرای برنامه‌ریزی ذخیره اولیه مورد توجه قرار گرفته اند شـامل انتخـاب مـد مشارکت واحدهای نیروگـاهی در کنتـرل فرکـانس (مـد فعـال[7] و مـد غیرفعال[8])، نحوه مشارکت آنها (نرخ بـارگیری سـریع[9] و نـرخ بـارگیری عادی) و محدوده مجاز برای مـشارکت هـر واحـد در کنتـرل فرکـانس است.

در این مقاله، همچنین، با توجه به نقش تأثیرگذار نـرخ بـارگیری در میزان ذخیره‌های اختصاص یافته بـه هـر واحـد بـرای مـشارکت در کنتـرل فرکـانس، انتخـاب بهینـه نـرخ بـارگیری بـه عنـوان یکـی از قابلیت‌های واحد نیروگاهی در برنامه‌ریزی همزمان تولید و ذخیره اولیه لحاظ شده است (آقای Illian، صرفاً به تأثیر استفاده از نرخ بـارگیری سریع و عادی در این برنامه‌ریزی اشاره نموده است [9].).

اگرچه در نظر گرفتن این قابلیت‌ها و محدودیت‌ها باعث پیچیده‌تر شدن مسئله می‌شود، لیکن، میزان تخـصیص تولیـد و ذخیـره‌ی اولیـه واحدها را به همراه مد مشارکت در کنترل فرکانس و نرخ بارگیری هـر واحد دقیق‌تر و واقعی‌تر ارائه خواهد نمود. برای حل مسئله از یک روش تکراری ابتکاری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک استفاده کرده‌ایم.

در این مقاله، قابلیت‌های فنی و محـدودیت‌هـای محـدوده مجـاز مشارکت در کنترل فرکانس، در بخش دوم، معرفـی شـده انـد. بخـش سوم مقاله به فرمول بندی مـسئله اختـصاص یافتـه اسـت. روش حـل مسئله در بخش چهـارم ارائـه شـده اسـت. نتـایج شـبیه‌سـازی بـرای حالـت‌هـای مختلـف در بخـش پـنجم مـورد بحـث قـرار گرفتـه و نتیجه‌گیری‌های حاصل در بخش ششم ذکر گردیده است.

2- قابلیت ها و محدودیت‌هـای خـاص واحـدهای نیروگاهی برای مشارکت درکنترل فرکانس

انتخاب مد کنترل فرکانس و همچنـین نـرخ بـارگیری واحـدهای نیروگاهی که قابلیت تغییر مد مشارکت در کنترل فرکانس و همچنـین نرخ بارگیری را دارند، از عـواملی هـستند کـه در برنامـه‌ریـزی واقعـی ذخیره اولیـه مؤثرنـد. از طرفـی، برخـی از واحـدهای نیروگـاهی قـادر نیستند در تمـام محـدوده مجـاز ظرفیـت تولیـد در کنتـرل فرکـانس مشارکت نمایند. به منظور توضیح بیشتر، در این بخش قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی و همچنین محدوده مجاز ظرفیت بـرای مـشارکت در کنترل فرکانس معرفی خواهند شد.

2-1- مدهای مشارکت در کنترل فرکانس

گاورنر واحـدهای نیروگـاهی بـه گونـه‌ای طراحـی مـی‌شـوند کـه بهره‌بردار نیروگاه در هر لحظه قادر باشد با انتخاب مد فعال در کنتـرل فرکانس (یا به اختصار مد کنترل فرکانس)، واحد را در کنترل فرکانس مشارکت داده و یا, با انتخاب مد غیرفعال در کنترل فرکـانس (مـد بـار ثابت)، آن را نسبت به تغییرات فرکـانس غیرحـساس نمایـد و از آن در شرایط تولید ثابت بهره برداری نمایـد [11]. در برخـی از گاورنرهـا از جمله واحدهای با فن‌آوری جدید، به منظـور عملکـرد واحـد در تولیـد ثابت، انحراف فرکانس‌های حدود 1 هرتز فیلتر شده و به سیستم گاورنر منتقل نمی‌شوند. به عبارت دیگر، تنها واحدهای دارای ذخیره اولیه که در مد فعال کنترل فرکـانس بهـره‌بـرداری شـوند، در کنتـرل فرکـانس مشارکت می‌نمایند. این در حالی است که، در کارهای پژوهـشی ارائـه شده در حوزه برنامه‌ریزی کوتاه مدت ذخیره اولیه، فرض می‌شود کلیـه واحدهایی که در مدار قرار گرفته‌اند می‌توانند در مـد کنتـرل فرکـانس بهره برداری شوند. ایـن فـرض ممکـن اسـت منجـر بـه عـدم کفایـت ذخیره‌های پیش بینی شده در برنامه‌ریزی گردد. بـا اینحـال، لازم بـه ذکر است که برخی از واحدهای نیروگاهی، قابلیت تغییر مـد مـشارکت در کنترل فرکانس را به صورت لحظه‌ای ندارند. به عبـارت دیگـر، ایـن واحدها باید صرفاً در مد کنترل فرکانس و یا در مد بار ثابت بهره‌برداری می‌شوند. در این مقاله، گاورنر چنین واحدهایی، که قابلیـت تغییـر مـد کنترل فرکانس را ندارند، گاورنرهای دارای مد ثابت[10] نامیده شده اند.

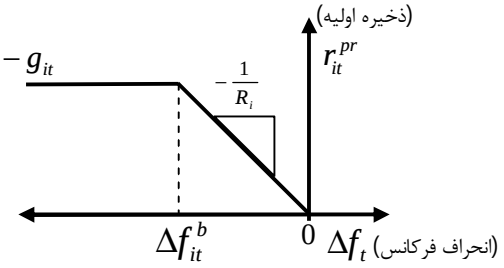
برای مشخص نمـودن حالـت گاورنرهـا، یـک متغیـر بـاینری v_{it} تعریف گردیده است. در صورتیکه v_{it} برابر یک باشد, نشان دهنـده آن

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

است که واحد i ام در ساعت t با مد کنترل فرکانس بهره‌برداری می‌شود و در صورتی که v_{it} برابر با صفر باشد، واحد i ام در وضعیت مد بار ثابت بهره برداری خواهد شد. بدیهی است برای گاورنر واحدهای با مد ثابت، v_{it} به صورت پارامتر باینری ثابتی در مسئله برنامه‌ریزی در نظر گرفته می‌شود.

2-2- محدوده مجاز واحدهای نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس

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 دروپ گاورنر به صورت خطی افزایش می‌یابد. این میزان افزایش تولید بوسیله حداکثر ظرفیت تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس و یا نرخ بارگیری واحد محدود می‌شود (شکل 1).



شکل(1): ذخیره اولیه بکار گرفته شده متناسب با انحراف فرکانس

همانطور که در شکل 1 ملاحظه می‌شود، مادامی که تغییرات فرکانس کوچکتر از انحراف فرکانس شکست[11] (Δf_{it}^{b}) باشد، میزان تولیدی که برای تأمین ذخیره بکار می‌رود به صورت خطی تغییر می‌کند. با اینحال، پس از نقطه مذکور این میزان به $\overline{g_{it}} - g_{it}$ محدود می‌شود (رابطه 1).

$$r_{it}^{pr} = \begin{cases} -\frac{1}{R_i}.\Delta f_{t,} & if \quad \Delta f_{it}^{b} \le \Delta f_t \le 0 \\ \overline{g_{it}} - g_{it}, & if \quad \Delta f_t \le \Delta f_{it}^{b} \end{cases}, \forall i,t \qquad (1)$$

در رابطه (1)، $\overline{g_{it}} - g_{it}$ حداکثر میزان ذخیره اولیه‌ای است که بوسیله حداکثر ظرفیت تولید مجاز بهره برداری و یا نرخ بارگیری هر واحد، هر کدام که کمتر باشد، محدود می‌گردد [5]. لازم به ذکر است که محدوده مجاز عملکرد واحدها برای مشارکت در کنترل فرکانس با محدوده مجاز بهره‌برداری برابر نبوده و در برخی موارد از آن کوچکتر است. به طور مثال؛ برای نیروگاه‌های سیکل‌ترکیبی و در مد کنترل فرکانس، یک حاشیه امنیت بهره‌برداری برای حداقل ظرفیت مجاز بمنظور مشارکت توربین گاز در کنترل فرکانس در نظر گرفته می‌شود تا در صورت افزایش فرکانس، بار توربین گاز به حدی کاهش نیابد که منجر به خروج واحد بخار گردد. در اینگونه واحدها، به دلیل جلوگیری از افزایش بار واحدهای بخار بیشتر از حد ظرفیت تولید مجاز، حداکثر ظرفیت تولید واحدهای گازی در مد کنترل فرکانس کمتر از حداکثر ظرفیت تولید مجاز در نظر گرفته می‌شود [12].

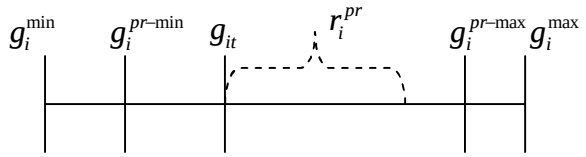
از طرفی تغییرات شدید دمایی بر روی پره‌های توربین‌گاز و گازهای خروجی دودکش، بهره‌برداری مطمئن را برای برخی از واحدهای توربین گاز به مخاطره خواهد انداخت. از اینرو مشارکت در کنترل فرکانس اینگونه واحدها در محدوده مشخصی از تغییرات زاویه پره‌های هادی ورودی[12] هوا تنظیم می‌گردد. در نتیجه، این واحدها در بخشی از محدودهٔ مجاز بهره‌برداری در کنترل فرکانس مشارکت می‌نمایند. همچنین حداکثر ظرفیت واحد برای مشارکت در کنترل فرکانس بعضی از واحدهای حرارتی، به دلیل عدم پاسخگویی بویلر کمتر از حداکثر ظرفیت تولید مجاز در نظر گرفته می‌شود[13].

در این مقاله محدوده مجاز عملکرد واحدها برای مشارکت در کنترل فرکانس مطابق رابطه 2 تعریف شده است که در آن؛ $g_i^{pr-\max}$ و $g_i^{pr-\min}$ به ترتیب نشان دهنده حداکثر و حداقل مجاز ظرفیت واحد برای مشارکت در کنترل فرکانس می‌باشند. همچنین، حداکثر ذخیره اولیه هر واحد بواسطهٔ حداکثر ظرفیت مشارکت در کنترل فرکانس ($g_i^{pr-\max}$) و یا حداکثر نرخ بارگیری ($r_i^{pr-\max}$) محدود می گردد (رابطه 3). در نتیجه، حداکثر ظرفیت مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس را می توان بوسیله رابطه 4 بیان نمود. شکل 2، محدوده مجاز بهره‌برداری و بخشی از آن را که برای مشارکت واحد در کنترل فرکانس در نظر گرفته می‌شود، نشان می‌دهد.

$$u_{it}.v_{it}.g_i^{pr-\min} \le g_{it} \le u_{it}.v_{it}.g_i^{pr-\max}, \forall i,t \qquad (2)$$

$$\left.\begin{aligned} 0 \le r_{it}^{pr} &\le u_{it}.v_{it}.g_{it}^{pr-\max} - g_{it} \\ r_{it}^{pr} &\le u_{it}.v_{it}.r_{it}^{pr-\max} \end{aligned}\right\}, \forall i,t \qquad (3)$$

$$\overline{g_{it}} = \min(u_{it}.v_{it}.g_i^{pr-\max}, g_{it} + u_{it}.v_{it}.r_i^{pr-\max}) \qquad (4)$$



شکل(2): محدوده مجاز بهره‌برداری و ظرفیت در نظر گرفته‌شده برای مشارکت در کنترل فرکانس

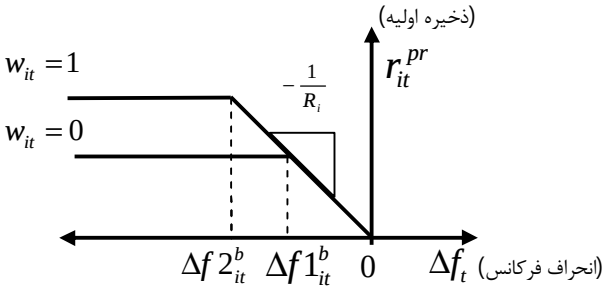
[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

2-3- نرخ بارگیری و نقش آن در کنترل فرکانس

توسعه نرم‌افزاری سیستم کنترل واحدهای نیروگاهی جدید، این اختیار را به بهره‌بردارنیروگاه می‌دهد که در هر لحظه بتواند نرخ بارگیری از قبل تعریف شده‌ای را انتخاب نماید. در اینگونه واحدها معمولاً دو نرخ بارگیری سریع و عادی پیش‌بینی می‌شود و بهره‌بردار نیروگاه بسته به نیاز می‌تواند از هر کدام آنها استفاده نماید [9، 14].

نرخ‌های بارگیری عادی و سریع به ترتیب توسط $r_i^{normal-pr}$ و $r_i^{fast-pr}$ نشان داده می‌شوند. انتخاب هر کدام از این دو نرخ بارگیری با کمک متغیر باینری w_{it} تعریف می‌شود. در صورتی که w_{it} برابر با صفر باشد، نرخ بارگیری عادی و اگر w_{it} برابر یک باشد، نرخ بارگیری سریع انتخاب شده است. می‌توان رابطه 4 را با در نظر گرفتن انتخاب نرخ بارگیری به صورت رابطه 5 توسعه داد. بدیهی است در صورت انتخاب نرخ بارگیری سریع ($w_{it}=1$)، حداکثر ذخیره اولیه بکارگرفته شده واحد برای کنترل فرکانس افزایش خواهد یافت (شکل 3). در اینصورت، انحراف فرکانس شکست از $\Delta f1_{it}^b$ به $\Delta f2_{it}^b$ تغییر می‌کند. به عبارت دیگر، در صورتیکه واحد در نرخ بارگیری سریع بهره برداری شود، در بازه بیشتری به صورت خطی عمل خواهد کرد. باید توجه داشته باشیم که مشارکت در کنترل فرکانس با نرخ بارگیری سریع به طور طبیعی استهلاک بیشتری را برای واحد به دنبال خواهد داشت.

$$\overline{g_{it}} = \min(u_{it}.v_{it}.g_i^{pr-\max}, g_{it} + u_{it}.v_{it}((1-w_{it}).r_i^{normal-pr} + w_{it}.r_i^{fast-pr}) \quad (5)$$



شکل (3): ذخیره اولیه بکار گرفته شده با نرخ بارگیری سریع و عادی متناسب با انحراف فرکانس

3- فرمول‌بندی مسئله

در این بخش، فرمول‌بندی مسئله برنامه‌ریزی ساعتی همزمان انرژی و ذخیره اولیه در یک شبکه جزیره‌ای با در نظر گرفتن قابلیت‌ها و محدودیت‌های واقعی واحدهای نیروگاهی ارائه می‌گردد. وضعیت درمدار قرار گرفتن واحدها، میزان تولید تخصیص یافته، مد مشارکت در کنترل فرکانس، ظرفیت تخصیص یافته ذخیره اولیه و نهایتاً نرخ بارگیری برای واحدهای مشارکت‌کننده در کنترل فرکانس از طریق حل این مسئله بهینه‌سازی مشخص می‌گردند. در این مقاله، مدل بازار انتخابی، بصورت حوضچه[13] توان می‌باشد و نحوه بسته شدن بازار خرید انرژی و ذخیره‌ی اولیه بر اساس مکانیزم پرداخت به ازای پیشنهاد[14] صورت می‌گیرد (علت انتخاب این سیستم، بازار ایران می‌باشد.). فروشنده ظرفیت آماده و همچنین مشخصات واحد خود را برای مشارکت در کنترل فرکانس به همراه قیمت انرژی و ذخیره اولیه متناسب با هر نرخ بارگیری به مدیر بازار پیشنهاد می‌کند. شبکه در حالت عادی و در فرکانس نامی بهره‌برداری شده و انرژی و ذخیره اولیه به صورت همزمان توسط بهره‌بردار بازار[15] خریداری می‌گردد. همچنین، عدم عملکرد رله‌های فرکانس پائین جهت بازرزدائی بعنوان معیار کفایت تخصیص ذخیره اولیه در هر ساعت، در صورت وقوع هر حادثه، در نظر گرفته شده است. به عبارت دیگر، ظرفیت ذخیره اولیه پذیرفته شده واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس در هر ساعت بایستی به اندازه‌ای باشد که در صورت وقوع یک حادثه، تغییرات فرکانس در محدوده مجاز باقی بماند و به بارزدائی منجر نشود. میزان افت فرکانس مجاز 1 درصد فرکانس نامی در نظر گرفته شده است.

در این برنامه‌ریزی از اثر گذراهای سیستم در حین افت فرکانس پس از رخداد حادثه صرف نظر شده و فرض بر آن است که میزان انحراف فرکانس پس از 5 تا 10 ثانیه اول به حالت دائمی رسیده است. این فرض از فرضیات اساسی مسئله است. علاوه بر این، فرض می‌گردد که AGC در شبکه مورد مطالعه پیاده سازی نشده و ذخیره ثالثیه نیز در سایر حراج ها معامله شده است. در نتیجه, ذخیره ثانویه و ثالثیه در فرمول بندی لحاظ نمی‌شوند.

تابع هدف مسئله، هزینه کل تأمین انرژی و ذخیره اولیه در افق برنامه‌ریزی می باشد که توسط رابطه 6 معرفی شده است. در این رابطه، بخش اول هزینه‌های راه‌اندازی، توقف و بهره‌برداری را شامل شده و بخش دوم آن، هزینه تأمین ذخیره اولیه را در بر می‌گیرد (رابطه 7). هزینه بهره‌برداری به صورت تابعی درجه دوم از میزان تولید g_{it} و با ضرائب ثابت a_i ، b_i و c_i در نظر گرفته شده است (رابطه 8).

$$Min \sum_t \sum_i \{y_{it}.C_{it}^{su}. + z_{it}.C_{it}^{sd} + C_{it}(g_{it},u_{it})\} + \sum_i \sum_t \{C_{it}^{pr}(r_{it}^{pr})\}] \quad (6)$$

$$C_{it}^{pr}(r_{it}^{pr}) = ((1-w_{it})q0_{it}^{pr} + w_{it}.q1_{it}^{pr}).r_{it}^{pr}.v_{it}, \forall i,t \quad (7)$$

$$C_{it}(g_{it},u_{it}) = u_{it}C_i + a_i.g_{it} + \frac{1}{2}b_i(g_{it})^2, \forall i,t. \quad (8)$$

بطوریکه داریم:

C_{it}^{su} هزینه‌ی راه‌اندازی واحد i ام در ساعت t

C_{it}^{sd} هزینه‌ی توقف واحد i ام در ساعت t

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.6- No.2- Fall & Winter 2009

هزینه‌ی بهره برداری واحد i ام در ساعت t	C_{it}
متغیر باینری نشان‌دهنده راه‌اندازی واحد i ام در ساعت t	y_{it}
متغیر باینری نشان‌دهنده توقف واحد i ام در ساعت t	z_{it}
متغیر باینری نشان دهنده وضعیت واحد i ام در ساعت t	u_{it}
هزینه‌ی ذخیره اولیه واحد i ام در ساعت t	C_{it}^{pr}
میزان ذخیره اولیه واحد i ام در ساعت t	r_{it}^{pr}
قیمت ذخیره اولیه با نرخ بارگیری عادی	$q0_{it}^{pr}$
قیمت ذخیره اولیه با نرخ بارگیری سریع	$q1_{it}^{pr}$

و قیود مسئله بهینه سازی عبارتند از :

الف) تعادل مصرف شبکه (d_t)و مجموع تولید (شبکه بدون تلفات):

$$\sum_i g_{it} = d_t, \forall t. \qquad (9)$$

ب) محدودیت تولید مجاز هر واحد در مدار که در صورت مشارکت در کنترل فرکانس بصورت رابطه10 و در صورت عدم مشارکت بوسیله رابطه 11 نشان داده می‌شوند:

$$u_{it}.v_{it}.g_i^{pr-\min} \le g_{it} \le u_{it}.v_{it}.g_i^{pr-\max}, \forall i,t \qquad (10)$$

$$u_{it} g_i^{\min} \le g_{it} \le u_{it}.g_i^{\max}, \forall i,t \qquad (11)$$

ج) محدودیت حداکثر ذخیره‌ی اولیه آماده:

$$\left.\begin{array}{l} 0 \le r_{it}^{pr} \le u_{it}.v_{it}.g_{it}^{pr-\max} - g_{it} \\ r_{it}^{pr} \le u_{it}.v_{it}.r_{it}^{pr-\max} \end{array}\right\}, \forall i,t \qquad (12)$$

د) محدودیت حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس:

$$\overline{g_{it}} = \min(u_{it}.v_{it}.g_i^{pr-\max}, g_{it} + u_{it}.v_{it}((1-w_{it}) .r_i^{normal-pr} + w_{it}.r_i^{fast-pr}) \qquad (13)$$

ذ) محدودیت حداقل مجموع ذخیره‌های اولیه واحدهای مشارکت‌کننده در کنترل فرکانس بصورت رابطه 14 می‌باشد که در آن مجموعه s^k شامل k حادثه است. در این مسئله، خروج هر واحد, یک حادثه در نظر گرفته شده‌است.

$$\sum_{i \notin s^k} r_{it}^{pr} \ge \sum_{i \in s^k} g_{it}, \forall k,t \qquad (14)$$

ر) محدودیت حداقل میزان افت مجاز فرکانس:

$$f \ge f_{\min} \qquad (15)$$

سایر محدودیت‌های متداول مسئله برنامه‌ریزی کوتاه مدت نظیر محدودیت‌های حداقل زمان توقف و روشن بودن واحدهای نیروگاهی و همچنین نرخ بارگیری نیز لحاظ می‌شوند.

۴- روش پیشنهادی برای حل مسئله

همانگونه که در بخش 3 نشان داده شد, برنامه‌ریزی بهینه همزمان انرژی و ذخیره اولیه با توجه به تابع هدف و محدودیت‌های ذکر شده بوسیله یک مسئله بهینه‌سازی مدل می‌گردد. این مسئله شامل متغیرهای باینری (صفر ویک) و متغیرهای پیوسته است. متغیرهای باینری شامل وضعیت در مدار قرار گرفتن هر واحد (u_{it})، انتخاب مد کنترل فرکانس (v_{it})، انتخاب نرخ بارگیری (w_{it})، راه‌اندازی (y_{it}) و توقف (z_{it}) در طی دوره t ام می‌باشد. در این مسئله، متغیرهای پیوسته شامل میزان تولید g_{it} و ذخیره‌ی اولیه r_{it}^{pr} برای هر واحد نیروگاهی است.

با توجه به آنکه رابطه ذخیره اولیه نسبت به انحراف فرکانس خطی نبوده و به اشباع میرود و همچنین شکل تابع هدف، مسئله برنامه ریزی انرژی و ذخیره اولیه یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی مخلوط عدد صحیح[16] (MINLP) می‌باشد. از اینرو نمی‌توان این مسئله را بوسیله روش‌های استاندارد برنامه‌ریزی خطی مخلوط عدد صحیح[17] (MILP)حل نمود.

در این مقاله برای حل مسئله، یک روش ابتکاری تکراری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک پیشنهاد شده است. علت این انتخاب اینست که الگوریتم ژنتیک یکی از روشهای بهینه سازی که، برخلاف روشهای کلاسیک که نیازمند محدب بودن و مشتق پذیر بودن مسئله می‌باشند، برای حل هر مسئله غیرخطی دارای متغیر عدد صحیح کاربرد داشته و قابلیت رسیدن به پاسخ بهینه را دارد [15، 16]. با اینحال، مشکل عمده در استفاده از روش الگوریتم ژنتیک برای حل مسئله، به خصوص مسائل با ابعاد زیاد، افزایش تعداد بیت‌های کروموزم است که منجر به افزایش زمان حل برای رسیدن به بهینه سراسری می‌گردد. به عبارت دیگر، فضای جستجوی الگوریتم ژنتیک با افزایش طول کروموزم به طور نمائی افزوده می‌شود. اگرچه استفاده مناسب از عملگرهای برش و جهش و تعداد مناسب افراد جمعیت می‌تواند سرعت رسیدن به پاسخ بهینه سراسری را بهبود دهد، با اینحال بکارگیری مدل‌های ترکیبی کارایی بیشتری در جهت افزایش سرعت همگرایی دارند[16، 17]. از اینرو، روش پیشنهادی ارائه شده برای حل مسئله در این مقاله، استفاده از یک مدل ترکیبی است که در آن بخشی از مسئله به صورت الگوریتم ژنتیک و بخشی دیگر به صورت مسئله بهینه سازی غیرخطی مدل می‌شوند. به علاوه، در این مدل سعی شده است که با کاهش طول کروموزم و همچنین کاهش فضای جستجو که در ابتدای الگوریتم صورت می‌پذیرد، سرعت همگرایی برای رسیدن به پاسخ بهینه سراسری بهبود یابد. لازم به تأکید است که در روشهای متداول، معمولاً از خطی سازی مسئله استفاده می‌شود که این خود ممکن است منجر به عدم دقت پاسخ و دور شدن از نقطه بهینه گردد [5].

کدبندی دودوئی فقط برای متغیرهای باینری و با توجه به حالتهای مختلفی که یک واحد ممکن است برای در مدار قرار گرفتن و مشارکت در کنترل فرکانس داشته باشد، صورت گرفته است. کلیه حالت‌ها برای متغیرهای باینری u_{it}، v_{it} و w_{it} در جدول 1 آمده‌اند. حالت‌هایی که امکان وقوع ندارند، با متغیرX مشخص شده و حالت‌های ممکن به ترتیب شماره گذاری شده‌اند. با توجه به این جدول، چهار

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

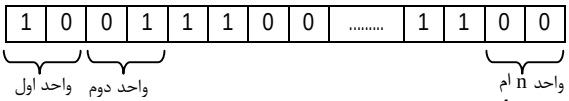
حالت ممکن وجود دارد که در جدول 2 نشان داده شده اند و با دو بیت قابل توصیف می‌باشند. برای کدبندی مسئله، از دوبیت برای هر واحد، که کلیه حالتهای مختلف برای آن را پوشش می‌دهند، استفاده شده است (شکل 4). حالتهای مختلف شامل؛ "خارج از مدار بودن واحد"، "درمدار بودن و عدم مشارکت در کنترل فرکانس"، "درمدار بودن و مشارکت در کنترل فرکانس با نرخ بارگیری عادی" و "درمدار بودن و مشارکت در کنترل فرکانس با نرخ بارگیری سریع" می‌باشند.

جدول (1): کلیه حالتهای ممکن متغیرهای باینری

ردیف	u_{it}	v_{it}	w_{it}	وضعیت حالت
0	0	0	0	1
1	0	0	1	X
2	0	1	0	X
3	0	1	1	X
4	1	0	0	2
5	1	0	1	X
6	1	1	0	3
7	1	1	1	4

جدول (2): کدبندی حالتهای امکان پذیر

حالت ممکن	bit_1	bit_2	وضعیت واحد
1	0	0	خارج از مدار
2	0	1	درمدار و عدم مشارکت در کنترل فرکانس
3	1	0	درمدار و مشارکت در کنترل فرکانس و نرخ بارگیری عادی
4	1	1	درمدار و مشارکت در کنترل فرکانس و نرخ بارگیری سریع



شکل 4- شکل شماتیک کروموزم در شیوه کدبندی پیشنهادی

از تکنیک‌های مؤثر برای افزایش سرعت همگرایی که در حل این مسئله از آن استفاده شده است، حذف کروموزم های ناشدنی از جمعیت اولیه است. بدین منظور کروموزمهایی که دارای شرایط زیر باشند، از فضای جستجو حذف می شوند:

1- مجموع تولید واحدهای در مدار با حداکثر تولید مجاز پاسخگوی میزان مصرف نباشد (نقض رابطه 16).

2- مجموع تولید واحدهای در مدار با حداقل تولید مجاز از میزان مصرف بیشتر باشد (نقض رابطه 16).

3- پر واضح است که حداقل میزان تولید هر واحد نیروگاهی که در مدار قرار گرفته باشد، برابر $g_{\min}$ است. از طرفی، با توجه به محدوده مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس و همچنین حداکثر انحراف فرکانس مجاز ($df_{\min}^{allow}$) و نرخ بارگیری واحد، حداکثر ذخیره اولیه ($r_i^{\max-pr}$) هر واحد نیروگاهی مطابق با رابطه 17 قابل محاسبه است. حال، چنانچه حداقل تولید مجاز هر واحد در مدار از مجموع ذخیره اولیه بقیه واحدهای درمدار و مشارکت کننده در کنترل فرکانس بیشتر باشد، هر میزان تولید دیگری را نیز پاسخگو نبوده و بایستی از فضای جستجو حذف گردد (نقض رابطه18).

در صورتیکه کروموزم سه شرط فوق را داشته باشد، بدون آنکه مسئله غیرخطی تخصیص هزینه ها حل شود، از فضای جستجو حذف می گردد. در غیر اینصورت، بر اساس وضعیت متغیرهای باینری مسئله غیرخطی باید در حوزه جستجوی باقیمانده حل گردد.

$$\sum_i u_{it} g_i^{\min} \le d_t \le \sum_i u_{it}.g_i^{\max}, \forall t \qquad (16)$$

$$r_i^{\max-pr}(w_{it}) = \min((-\frac{1}{R_i} * df_{\min}^{allow}), (g_i^{pr-\max} - g_i^{pr-\min}), (w_{it}.r_i^{normal-pr} + (1-w_{it}).r_i^{fast-pr})) \qquad (17)$$

$$\sum_{i \notin s^k} u_{it} v_{it} r_i^{\max-pr}(w_{it}) \ge u_{it}.g_i^{\min}, \forall t, i \in s^k \qquad (18)$$

با توجه به آنکه قیود سه گانه فوق همه حالت‌های غیر ممکن را پوشش نمی‌دهند، در صورتیکه مسئله غیرخطی پاسخ نداشته باشد، به هزینه تخصیص انرژی و ذخیره‌ی اولیه به میزان زیادی جریمه افزوده می‌شود. در غیر اینصورت، مسئله حل شده و میزان تولید، ذخیره‌ی اولیه و همچنین هزینه تخصیص محاسبه خواهند شد. این فرآیند برای کلیه کروموزم‌ها تکرار شده و کروموزم‌های با کمترین هزینه تخصیص میزان تولید و ذخیره‌ی اولیه ذخیره می‌گردند. شکل 5 فلوچارت روش حل مسئله را برای جمعیت اولیه نشان می‌دهد. ضرائب *K1*، *K2* و *K3* ثوابت جریمه می‌باشند. در ادامه، با اعمال عملگرهای الگوریتم ژنتیک (جهش و برش) به کروموزم‌های انتخاب شده، نسل بعدی تولید شده و تا شرط توقف الگوریتم ژنتیک روند فوق ادامه می‌یابد. در نهایت، آرایش با کمترین هزینه انتخاب شده و متناظراً پاسخ بهینه (میزان تولید و ذخیره اولیه هر واحد) چاپ می‌گردد.

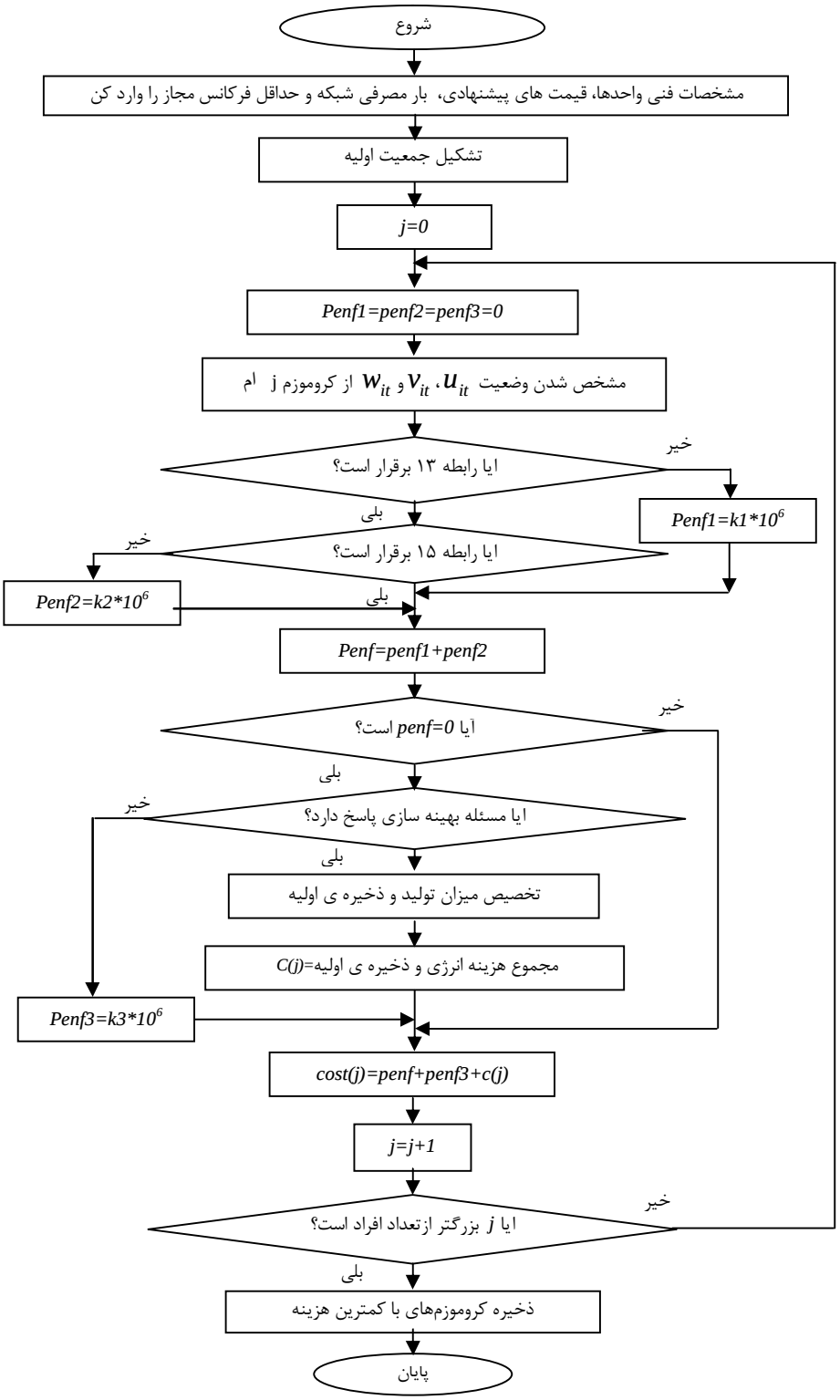
5- نتایج شبیه‌سازی

هدف از این بخش، ارائه نتایج بدست آمده با اعمال نمودن قابلیت‌ها و محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی در برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه است. این مسئله با روش ابتکاری تکراری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک، که در بخش 4 ارائه گردید، حل شده است.

شبیه‌سازی بوسیله نرم افزار Matlab_2006a انجام گرفته است. به منظور بررسی و تحلیل نوآوری ارائه شده در این مقاله، مسئله برای یک شبکه جزیره‌ای با 4 واحد نیروگاهی و برای یک ساعت حل گردیده است. مشخصات و داده‌های واحد نیروگاهی مشابه اطلاعات استفاده شده در مرجع [5]، با لحاظ نمودن نرخ‌های بارگیری سریع و عادی و محدودیت حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت واحدها

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.6- No.2- Fall & Winter 2009
[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

در کنترل فرکانس می‌باشد. این اطلاعات در جدول 3 نشان داده شده‌اند. فرکانس شبکه 60 هرتز و حداکثر افت مجاز فرکانس 0/6 هرتز در نظر گرفته شده است. ذخیره اولیه مورد نیاز برای آرایش تولید در هر ساعت، بر مبنای معیار قابلیت اطمینان N-1 در نظر گرفته شده است بطوریکه، در صورت خروج هر واحد، ذخیره مورد نیاز پاسخگوی میزان تولید از دست رفته بوده و علاوه بر آن فرکانس از 59/4 هرتز کمتر نمی‌گردد. مشخصه افتی یا دروپ کلیه واحدها 4 درصد در نظر گرفته شده و فرض می شود که کلیه واحدهای مورد نظر قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس و همچنین انتخاب نرخ بارگیری عادی و سریع را دارند.



شکل (5): فلوچارت روش حل مسئله برای جمعیت اولیه

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

جدول (3): مشخصات واحدهای تولیدی

	محدودیت حداقل و حداکثر تولید (MW)				نرخ بارگیری (MW)		ضرائب هزینه تولید	
NO.	g^{max}	g^{min}	$g^{pr\text{-}max}$	$g^{pr\text{-}min}$	$r^{normal\text{-}pr}$	$r^{fast\text{-}pr}$	a($/MWh)	c($/h)
1	155	10	140	65	22	45	9.8	10
2	200	40	200	40	26	52	10.7	10
3	250	10	235	80	25	50	15.6	10
4	100	0	100	20	20	40	40	10

پاسخ‌های بدست آمده از شبیه‌سازی، بدون در نظر گرفتن قابلیت‌های اشاره شده در این مقاله، مطابق نتایج مرجع [5] خواهند بود.

5-1- در نظر گرفتن قابلیت نرخ بارگیری عادی و سریع

در این حالت از قید محدودیت حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس صرف نظر شده و فرض بر آنست که واحدها می توانند در محدوده مجاز بهره برداری در کنترل فرکانس مشارکت داشته باشند. به علاوه، فروشندگان قیمت ذخیره اولیه خود را برای بارگیری با نرخ عادی و سریع به بهره‌بردارمستقل پیشنهاد می کنند (مطابق جدول 4). بار مصرفی شبکه 170 مگاوات در نظر گرفته شده است.

جدول (4): پیشنهاد قیمت ذخیره اولیه فروشندگان در حالتهای مختلف

State	q0($/MWh)				q1($/MWh)			
1	0.1	0.1	0.1	0.1	1	1	1	1
2	0.1	0.1	0.1	0.1	5	5	5	5
3	0.1	0.1	0.1	0.1	1	1	5	1

نتایج حاصل از شبیه سازی مطابق حالت یک از جدول 5 خواهد بود که نشان می دهد واحد شماره یک در مد غیرفعال کنترل فرکانس بوده و علاوه بر آن واحد شماره 3 با نرخ بارگیری سریع در آرایش تولید قرار گرفته است. این در حالی است که در روشهای قبلی [5]، فرض بر آن است که کلیه واحدها با یک نرخ بارگیری در کنترل فرکانس مشارکت داشته باشند. از اینرو می‌توان ادعا نمود که پاسخ حاصل در روش پیشنهادی که در آن، قابلیت‌های واحدهای نیروگاهی بصورت کامل لحاظ شده اند، از نظر بهره‌برداری شدنی بوده و بالطبع در اجرای آرایش بازار نیاز به تغییر و دور شدن از نقطه بهینه نخواهد بود. در صورتیکه فروشندگان، برای بکارگیری نرخ بارگیری سریع، قیمت ذخیره اولیه خود را افزایش دهند (نظیر حالت 2 در مقایسه با حالت اول) یا اینکه امکان بارگیری با نرخ سریع را نداشته باشند، تنها از مد بارگیری عادی واحدها در بکارگیری ذخیره اولیه استفاده خواهد شد. در این حالت، هزینه آرایش تولید و ذخیره اولیه افزایش خواهد یافت. از طرفی، در صورتیکه فروشنده ای با افزایش قیمت ذخیره‌ی با نرخ بارگیری سریع بخواهد سوداگری نماید (نظیر واحد 3 در حالت سوم جدول 4)، روش پیشنهادی، ذخیره‌ی اولیه با نرخ بارگیری سریع ارزانتر (نظیر واحد 2) را در اولویت قرار خواهد داد که در حالت 3 از جدول 5 آمده است.

در برخی شرایط، چنانچه قابلیت بارگیری با نرخ سریع را برای برخی واحدها در نظر نگیریم, ممکن است مسئله پاسخ نداشته باشد و یا اینکه، هزینه انرژی و ذخیره اولیه افزایش یابد. چنانچه برای حالت اول (جدول 4)، بار مصرفی شبکه 250 مگاوات در نظر گرفته شود، نتایج حاصل از شبیه سازی به ترتیب با و بدون در نظر گرفتن نرخ بارگیری سریع توسط حالتهای 4 و5 در جدول 5 نشان داده شده‌اند. همانطور که دیده می شود، هزینه‌ی خرید انرژی و هزینه‌ی ذخیره اولیه در این حالت حدود 50 درصد نسبت به حالت 4 بیشتر می‌باشد. همچنین، با افزایش بار شبکه به میزان 350 مگاوات، مسئله بدون در نظر گرفتن نرخ بارگیری سریع پاسخ نداشته و با در نظرگرفتن این قابلیت، نتایج مطابق حالت 6 جدول 5 خواهد بود.

5-2- در نظر گرفتن محدودیت حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس

پاسخ مسئله با در نظرگرفتن محدودیت حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس توسط حالت 7 جدول 5 نشان داده شده است. در این حالت، قیمت ذخیره‌ی اولیه با نرخ بارگیری سریع و عادی مطابق حالت 1 جدول 4 در نظر گرفته شده است. در این حالت، واحد 3 که در حالت اول با نرخ بارگیری سریع در مد کنترل فرکانس مشارکت کرده بود، به دلیل محدودیت حداقل تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس، در مد کنترل فرکانس قرار نگرفته و سایر واحدها با نرخ بارگیری سریع در کنترل فرکانس مشارکت دارند. با مقایسه حالت اول و حالت هفتم از جدول 5 می توان ادعا کرد که عدم در نظر گرفتن محدوده مجاز بهره‌برداری واحدها برای مشارکت در کنترل فرکانس، انحراف جدی را در برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره اولیه واحدها ایجاد می‌کند.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

جدول(۵): آرایش تولید و ذخیره‌ی اولیه فروشندگان درحالت‌های مختلف

state	u				v				w				g(MW)				r(MW)				Cost($)
1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	93	67	10	0	0	26	47	20	1875.9
2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	71	67	32	0	22	26	25	20	1961.2
3	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	93	67	10	0	22	48	25	20	1879
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	125	105	20	0	30	50	50	25	2855.5
5	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	71	67	68	44	22	26	25	20	4282.8
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	116	114	114	6.2	39	50	50	25	4584.625
7	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	75	64	11	20	39	50	0	25	2546.375

6- نتیجه‌گیری

در این مقاله، ابتدا قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی پیشرفته برای مشارکت در کنترل فرکانس اولیه از جمله انتخاب مد فعال و یا غیر فعال برای مشارکت در کنترل فرکانس و همچنین نرخ بارگیری واحدهای نیروگاهی که تاکنون در برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه در نظر گرفته نشده بود، معرفی گردید. همچنین، محدودیت واحدها برای مشارکت در کنترل فرکانس در بازه مجاز بهره برداری در نظر گرفته شد. برای این منظور، ضمن تعریف حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس، قیود این محدودیت‌ها به مسئله افزوده شدند تا امکان مشارکت واحد در کنترل فرکانس واحد، منوط به قرار گرفتن در محدوده مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس باشد. در نظر گرفتن این قابلیت‌ها و محدودیت‌ها سبب می‌شود تا روش ارائه شده در این مقاله برخلاف کارهای قبلی به جواب نشدنی و غیر قابل اجرا منجر نگردد.

مسئله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه یک مسئله غیرخطی مخلوط عدد صحیح است. برای حل این مسئله، یک روش ابتکاری تکراری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک ارائه گردید. در این روش حالتهای مختلفی که برای هر واحد نیروگاهی برای در مدار قرار گرفتن، مشارکت در کنترل فرکانس و انتخاب نرخ بارگیری عادی و سریع با متغیرهای باینری تعریف شده است. سپس از الگوریتم ژنتیک برای تخصیص متغیرهای باینری برای رسیدن به حداقل تابع برازندگی که خود تابع هزینه انرژی و ذخیره اولیه است، استفاده شده است. برای افزایش کارائی و کوتاه کردن زمان رسیدن به پاسخ، از کل حالتهای ممکن که برای یک واحد نیروگاهی متصور است، تنها از حالتهای شدنی برای کدبندی هر کرموزم در جمعیت اولیه استفاده گردید، علاوه بر آن کروموزم‌هایی که برخی قیود را ارضاء نمی کنند، از جمعیت اولیه حذف شده اند.

نتایج شبیه‌سازی برای شبکه جزیره‌ای نمونه نشان می‌دهند که با لحاظ نمودن قابلیت‌های واحدهای نیروگای جدید و نیز محدودیت‌های مشارکت در کنترل فرکانس، انحراف کم‌تری در اجرای آرایش تولید و ذخیره‌ی اولیه حاصله خواهد شد. نتایج حاصل با لحاظ نمودن و عدم لحاظ نمودن قابلیت‌های اعمال شده با هم مقایسه شده‌اند. این مقایسه نشان می دهد که در برخی شرایط چنانچه قابلیت‌ها و یا محدودیت‌ها فوق در نظر گرفته نشود، مسئله ممکن است پاسخ نداشته باشد و یا اینکه هزینه انرژی و ذخیره اولیه به صورت چشم‌گیری افزایش یابد. ازطرفی، فروشندگان می‌توانند با بکارگیری قابلیت‌های واحدهای خود و نحوه قیمت دهی انرژی و ذخیره‌ی اولیه در نرخ‌های بارگیری عادی و سریع، حضور مؤثرتری در بازار داشته باشند. علاوه بر موارد فوق، بهره‌بردارسیستم می‌تواند، با استفاده از نرخ بارگیری سریع، ظرفیت ذخیره اولیه آماده بیشتری را برای توسعه رقابت و مشارکت در کنترل فرکانس در اختیار داشته باشد.

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*, 2nd 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 Comparison", Energy Policy 34, pp. 1540–1555, 2006.

[5] José 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, Franccois Bouffard, Jose M. Arroyo, José 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] 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.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]

[8] K. A. Papadogiannis and N. D. Hatziargyriou, "Optimal Allocation of Primary Reserve Services in Energy Markets", IEEE Trans. Power Syst., vol.19, no.1, pp. 519–523, Feb. 2004.
[9] Howard F. Illian, "Expanding the Requirements for Load Frequency Control", Power Engineering Society General Meeting, pp.1-7, 2006.
[10] Bruce A. Grey, "Determination of spinning reserve deployment using an extended economic dispatch to include line flow limits and primary frequency regulation", IEEE march 4-6, pp. 37-41, 2007
[11] G.Kelefenz, *Automatic control of steam power plants*. transl. Vladimir F. Tomek-3, ed. Mannheim, Wien, Zurich, 1986
[۱۲] دستورالعمل قرار گرفتن واحدهای گازی GE-F9 بر روی مد کنترل فرکانس، نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجائی، خرداد 1386
[۱۳] گزارشات مشارکت واحدهای نیروگاهی در کنترل فرکانس، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، 1387
[14] R. Pearmine , Y.H. Song, A. Chebbo," Experiences in Modeling the Performance of Generating Plant for Frequency Response Studies on the British Transmission Grid", Electric Power Systems Research 77,pp. 1575–1584, 2007.
[15] G. Rudolph," Convergence Analysis of Canonical Genetic Algorithms", IEEE Trans on Neural Networks, vol.5, No.1, pp.96–101, 1994.
[16] Mohamed A. El-Sharkawi, Kwang Y. Lee, *Modern Heuristic Optimization Techniques*, John Wiley & Sons Inc, 2005.
[17] 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.

زیرنویس‌ها

[1] Primary frequency control reserve
[2] Simultaneous schedule
[3] Sequential schedule
[4] Decision trees
[5] Tertiary reserve
[6] Secondary reserve
[7] Active mode
[8] Passive mode
[9] Fast load ramp rate
[10] Fixed Mode
[11] Break frequency deviation
[12] Inlet guide van
[13] Pool
[14] Pay as bid
[15] Market operator
[16] Mixed integer nonlinear programming
[17] Mixed integer linear programming

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-10-15]