

هماهنگی کوتاهمدت نیروگاه‌های آبی پشت سرهم و گازی در برنامه‌ریزی امنیت مقید مشارکت واحدها

اسماعیل احدی‌نیا^۱

مجید معظمی*^۲

چکیده

با توجه به وسعت ذخایر گاز در ایران و سهولت احداث نیروگاه‌های گازی، تعداد این نیروگاه‌ها در سال‌های اخیر افزایش یافته است. از مشکلات نیروگاه‌های گازی می‌توان به ایجاد آلودگی، هزینه زیاد بهره‌برداری و محدودیت‌های شبکه گاز طبیعی و مهم‌تر از همه قطعی گاز در فصل زمستان اشاره کرد. منابع آب در زمستان که قطعی گاز اتفاق می‌افتد می‌تواند این نقایص را پوشش دهد ولی در تابستان ممکن است به دلیل تابستان خشک در دسترس نباشند؛ بنابراین مخزن‌های آب باید به‌صورت بهینه در طول سال استفاده شوند. برای رفع این مشکلات، در این مقاله یک روش جدید هماهنگی کوتاهمدت برنامه‌ریزی امنیت مقید مشارکت واحدها پیشنهاد شده است. این برنامه‌ریزی با هماهنگی نیروگاه‌های برق آبی پشت سرهم و گازی و با در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه انتقال گاز طبیعی بار موردنیاز شبکه را تأمین می‌کند. مدل پیشنهادی مدلی غیرخطی است که به یک مدل خطی آمیخته با اعداد صحیح تبدیل و به‌وسیله تئوری بازی‌ها و نرم‌افزار GAMS حل شده است. مدل پیشنهادی روی شبکه آزمون استاندارد ۶ باس IEEE پیاده‌سازی شده است. نتایج شبیه‌سازی بیانگر توانایی روش پیشنهادی در کاهش هزینه و هماهنگی بهره‌برداری واحدهای گازی و آبی پشت سرهم با کلیه محدودیت‌های موجود است.

واژه‌های کلیدی

برنامه‌ریزی امنیت مقید مشارکت واحدها، نیروگاه‌های آبی پشت سرهم، نیروگاه گازی، تئوری بازی

۱. دانش‌آموخته کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران، emailahadi@yahoo.com

۲. استادیار، مرکز تحقیقات ریزش‌بکه‌های هوشمند، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران، m_moazzami@pel.iaun.ac.ir

مقدمه

در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها یک مسئله برنامه‌ریزی واحدهای تولید توان با در نظر گرفتن قیدهای پایه و چشم‌پوشی از قیدهای امنیت سیستم قدرت است. برای اینکه امنیت سیستم قدرت در مسئله در مدار قرار گرفتن واحدها ارزیابی شود، قیدهای امنیت سیستم لحاظ می‌شود. این نوع در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها، برنامه‌ریزی امنیت مقید مشارکت واحدها (SCUC)^۱ گفته می‌شود.

مسئله SCUC در حضور نیروگاه‌های برق آبی پشت سرهم و گازی یک مسئله مهم در سیستم قدرت است. امروزه نیروگاه‌های برق آبی یکی از منابع انرژی در دنیا است که تأثیر زیادی در تأمین انرژی الکتریکی دارد. یکی از ویژگی‌های مهم تولید انرژی برق آبی پاک بودن آن است که به جای مصرف گاز که منجر به تولید آلودگی و تخریب محیط‌زیست می‌شود، از آب به عنوان محرک توربین استفاده می‌نماید. از دیگر ویژگی‌های مهم و حیاتی نیروگاه‌های آبی، سرعت بسیار بالای آن‌ها در ورود و خروج به مدار و همچنین امکان تنظیم تولید آن‌ها در یک بازه وسیع با پاسخ سریع است. به دلیل سرعت پاسخ بالای نیروگاه‌های آبی، همواره در سیستم‌های قدرت این واحدها به عنوان مرجع کنترل فرکانس استفاده می‌شوند. میزان آب ذخیره‌شده در پشت سدها محدود بوده و استفاده نادرست و غیراصولی از آن‌ها می‌تواند خسارت غیرقابل جبرانی وارد نماید. در نیروگاه‌های آبی پشت سرهم که خروجی یک سد به عنوان ورودی سد پایین دست محسوب می‌گردد، این مشکل شدیدتر خواهد شد، زیرا حجم مخزن هر یک از سدها دارای یک محدودیت از نظر حجم آب ذخیره‌شده است. واحدهای گازی نیز مانند واحدهای آبی از سرعت بالایی برای وارد شدن به مدار برخوردار هستند. از مزایای این واحدها می‌توان به نصب آسان و سریع و عدم نیاز به آب در سیکل اصلی تولید اشاره کرد. معایب نیروگاه‌های گازی، آلودگی، هزینه زیاد ناشی از بهره‌برداری از این نیروگاه‌ها، هزینه قیدهای شبکه انتقال گاز طبیعی و مهم‌تر از همه قطعی گاز در فصل زمستان است.

مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها در یک دوره زمانی، یک مسئله برنامه‌ریزی خطی آمیخته با متغیرهای عدد صحیح (MILP)^۲ است (اوملس^۳ و همکاران (۲۰۰۷) و جیانگ و همکاران (۲۰۱۲)). روش‌های متفاوتی برای حل بهینه مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها ارائه شده است. این روش‌ها را می‌توان به سه دسته‌ی روش‌های حل قطعی ریاضیاتی مانند برنامه‌ریزی خطی، برنامه‌ریزی دینامیکی و روش لاگرانژ، روش‌های هوشمند مانند الگوریتم ژنتیک، الگوریتم PSO و غیره و روش‌های ترکیبی حل قطعی ریاضیاتی- هوشمند تقسیم‌بندی کرد.

کونجو^۴ و همکاران (۲۰۰۲) برنامه‌ریزی یک نیروگاه آبی در یک بازار برق حوضچه‌ای را انجام داده‌اند. این نیروگاه شامل چند واحد در طول یک رودخانه است. مدل پیشنهادی در این مرجع یک مدل MILP است. بانرجی^۵ و همکاران (۲۰۱۶) برنامه‌ریزی هماهنگی کوتاه‌مدت نیروگاه‌های آبی، بادی و حرارتی را با استفاده از الگوریتم اجتماع ذرات (PSO)^۶ در شبکه قدرت بررسی نموده‌اند. هدف این برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت، تأمین بار موردنظر سیستم با در نظر گرفتن قیدهای هیدرولیکی آبی، قیدهای بادی و بهره‌برداری سیستم قدرت است.

لیو^۷ و همکاران (۲۰۰۹) برنامه‌ریزی امنیت مقید مشارکت واحدها را با در نظر گرفتن قیدهای شبکه انتقال گاز طبیعی بررسی کرده‌اند. روش پیشنهادی در این مقاله وابستگی متقابل برق و گاز طبیعی در یک سیستم انتقال بسیار پیچیده را مورد بحث قرار داده است. مدل ارائه‌شده در این مقاله دارای مجموعه‌ای از معادلات غیرخطی است. راه‌حل پیشنهادی روش تجزیه بندرز^۸ می‌باشد که برای جدا کردن زیر مسئله انتقال قدرت و انتقال گاز از مسئله اصلی برنامه‌ریزی مشارکت استفاده شده است.

کمالی‌نیا^۹ و همکاران (۲۰۱۴) یک مدل MILP تصادفی برای حل SCUC در دوره زمانی میان‌مدت برای تأثیر سیستم‌های

^۲ Mixed integer linier programing

^۳ Ummels

^۴ Conejo

^۵ Banerjee

^۶ Particle Swarm Optimization

^۷ Liu

^۸ Benders Dicomposition

^۹ Kamalinia

^۱ Security Constrained Unit Commitment

و آلودگی در سیستم قدرت در شرایط بهره‌برداری هماهنگ امنیت مقید با واحدهای گازی ایفا می‌کنند.

با توجه به غیرخطی بودن معادلات نیروگاه‌های آبی پشت سرهم، در روش پیشنهادی این مقاله، تمامی معادلات خطی شده‌اند. جهت بررسی کارایی روش پیشنهادی، مدل ارائه‌شده بر روی شبکه آزمون استاندارد ۶ باس IEEE اجرا شده و صحت روش پیشنهادی با مدل برنامه‌ریزی آمیخته غیرخطی با استفاده از تئوری بازی‌ها و نرم‌افزار GAMS مقایسه شده است.

فرمول‌بندی روش پیشنهادی

هدف از حل این مسئله حداقل شدن هزینه مشارکت واحدها با هماهنگی نیروگاه‌های آبی و گازی با در نظر گرفتن قیدهای شبکه انتقال گاز طبیعی در یک دوره ۲۴ ساعته است به‌صورتی که توان موردنیاز شبکه تأمین و قیدهای امنیت شبکه قدرت نیز رعایت شود. یک سیستم آبی-گازی از NG واحد گازی و NH واحد آبی پشت سرهم تشکیل شده است.

تابع هدف

هدف روش پیشنهادی حداقل کردن هزینه بهره‌برداری مطابق با رابطه (۱) است:

$$\min \left[\sum_{i=1}^{NG} \sum_{t=1}^{NG} (C_{fi}(P_{i,t})\lambda_i + SU_i + SD_i) + \sum_{t=1}^{NT} \sum_{hy=1}^{NHY} SU_{hy} y_{hy} + \sum_{i=1}^{NT} \sum_{t=1}^{NG} C_i^r(\Delta_{i,t}^{max}) \right] \quad (1)$$

از هزینه خاموشی واحدهای آبی به دلیل ناچیز بودن صرف‌نظر می‌شود.

تابع میزان سوخت واحدهای گازی به‌صورت یک تابع درجه دوم برحسب توان تولیدی ژنراتورها در رابطه شماره (۲) بیان شده است:

$$c_{fi}(P_{i,t}) = a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2 \quad (2)$$

مدل‌سازی نیروگاه‌های آبی پشت سرهم

برای هر نیروگاه آبی منحنی هیل‌چارت^۶، رابطه هیدرولیکی بین مخزن بالادست، تخلیه آب و توان خروجی هر مخزن را

آبی در جبران عدم قطعیت انرژی بادی را ارائه داده‌اند. در این مقاله خطاهای تصادفی باد و بار با استفاده از شبیه‌سازی مونت-کارلو (MC)^۱ مدل‌سازی شده است.

در تحقیق سالاما^۲ و همکاران (۲۰۱۳) از دو روش کلاسیک الگوریتم ژنتیک و PSO برای حل مسئله بهینه‌سازی در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌های آبی و حرارتی در کنار یک واحد تلمبه ذخیره‌ای برای حل مسئله ۲۴ ساعته تولید استفاده شده است. سرعت حل روش‌های ارائه‌شده در این مقاله نسبت به روش MILP پایین‌تر می‌باشد. در مقاله حاجی نصیری^۳ و همکاران (۲۰۱۴) از یک روش برنامه‌ریزی دوسطحی با استفاده از الگوریتم ذوب فلزات برای مسئله هماهنگی کوتاه‌مدت تولید بین نیروگاه‌های آبی و حرارتی با توجه به قیدهای AC شبکه و پایداری ولتاژ استفاده شده است. در تحقیق کرمی^۴ و همکاران (۲۰۱۳) یک روش برنامه‌ریزی امنیت مقید آبی-حرارتی سناریو محور با در نظر گرفتن بی‌ثباتی‌های توان تولیدی بادی ارائه شده است. هدف این مسئله تعیین برنامه‌ریزی بهینه روزانه واحدها به‌منظور حداقل کردن هزینه بهره‌برداری جهت تأمین انرژی و خدمات جانبی با در نظر گرفتن امنیت شبکه است. درخشنده^۵ و همکاران (۱۳۹۴) مسئله برنامه‌ریزی روزانه تولید نیروگاه‌های آبی و حرارتی را با استفاده از الگوریتم PSO با ضریب اینرسی هوشمند موردبررسی قرار داده‌اند.

لازم به ذکر است که تاکنون در مراجع موجود مسئله هماهنگی نیروگاه‌های آبی پشت سرهم و گازی با در نظر گرفتن قیدهای شبکه انتقال گاز طبیعی بررسی نشده است.

با توجه به ایرادهای گفته‌شده واحدهای گازی و مزیت‌های نیروگاه‌های آبی پشت سرهم در جبران هزینه‌ها و آلودگی محیط زیستی موجود در بهره‌برداری از واحدهای گازی و قیدهای متفاوت شبکه انتقال گاز طبیعی، این مقاله یک مدل جدید امنیت مقید مشارکت نیروگاه‌های آبی پشت سرهم و گازی با در نظر گرفتن قیدهای شبکه انتقال گاز طبیعی را ارائه می‌دهد. با مطالعات انجام‌گرفته در این مقاله مشخص می‌شود که نیروگاه‌های آبی تأثیر بسزایی در کاهش هزینه بهره‌برداری

^۱ Monte-Carlo

^۲ Salama

^۳ Haji Nasiri

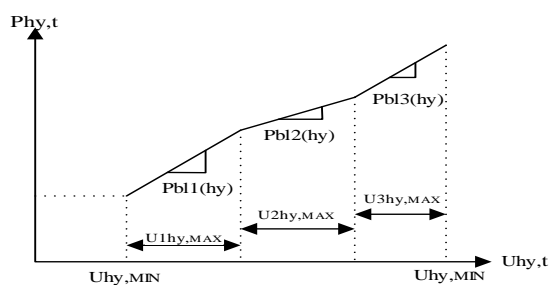
^۴ Krami

^۵ Derakhshandeh

^۶ Hill chart

در سطح متوسط قرار دارد و از منحنی ۲ استفاده شده است. در نهایت اگر $d_{1,hy,t}$ و $d_{2,hy,t}$ برابر با ۱ باشند محتوای مخزن در سطح بالا قرار دارد و در نتیجه منحنی مورد استفاده در این حالت منحنی ۳ می‌باشد.

ب) خطی‌سازی منحنی عملکرد بهره‌برداری: منحنی‌های عملکرد بهره‌برداری نیروگاه‌های آبی پشت سر هم نیز مانند منحنی‌های هیدرولیکی غیرخطی و غیر محدب هستند. این منحنی‌ها نیز مانند منحنی‌های هیدرولیکی خطی‌سازی شده‌اند. شکل (۲) منحنی عملکرد بهره‌برداری تکه‌ای خطی مورد استفاده برای حجم کم مخزن را نشان می‌دهد.

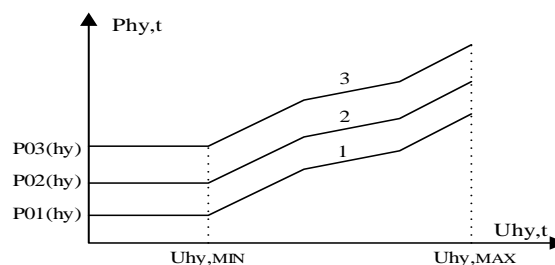


شکل (۲) منحنی عملکرد تکه‌ای خطی برای سطح کم حجم مخزن

رابطه‌های (۷) تا (۱۸) این خطی‌سازی را بیان می‌کند. محدودیت‌های (۷) و (۸) منحنی عملکرد بهره‌برداری نشان داده شده در شکل (۲) را برای مخزن نیروگاه آبی با حجم آب پایین نشان می‌دهد. برای این منحنی $d_{1,hy,t}$ و $d_{2,hy,t}$ برابر با صفر است. بنابراین، این دو محدودیت (۳) و (۵) طوری تعیین می‌شود که توان تولیدی برابر با حداقل توان خروجی سطح پایین منحنی عملکرد بهره‌برداری تکه‌ای خطی شود. به صورت مشابه محدودیت‌های (۹) و (۱۰) و (۱۱) و (۱۲) به ترتیب رابطه‌های منحنی (۲) و (۳) شکل (۱) را برای عملکرد بهره‌برداری نیروگاه آبی نشان می‌دهد. محدودیت (۱۴) میزان آب تخلیه شده از واحد hy در زمان t که برابر است با مجموع آب تخلیه شده از هر تکه و حداقل تخلیه آب هر واحد را بیان می‌کند. قیدهای (۱۵) تا (۱۸) محدودیت‌های تخلیه آب هر تکه را بیان می‌کند. این تخلیه آب باید بیشتر از صفر و کوچک‌تر از حداکثر تخلیه هر تکه باشد. این موضوع از طریق یک متغیر باینری $w_{bl,hy,t}$ مدل می‌شود که اگر تخلیه آب واحد hy در زمان t از تکه bl بیشتر شد این متغیر برابر با ۱ می‌شود.

مدل‌سازی می‌کند. منحنی هیل چارت یک منحنی غیرخطی، غیر هموار، غیر محدب و به‌طور کلی مشتق ناپذیر است. برای حل این مشکل لازم است از منحنی‌های تکه‌ای خطی مطابق شکل (۱) استفاده شود. منحنی‌های عملکرد بهره‌برداری سیستم نیز یک منحنی غیرخطی، غیر هموار و غیر محدب است که در موارد لازم خطی می‌شوند. در نهایت، تعادل و وضعیت منطقی تعهد آب به محدودیت‌ها اضافه می‌شود.

الف) خطی‌سازی منحنی عملکرد هیدرولیکی (هیل چارت): شکل (۱) ساختار خطی شده منحنی هیل چارت ناهموار و غیر محدب را نشان می‌دهد. اگر حجم مخزن hy در زمان t در سطح پایین، متوسط یا بالا قرار داشته باشد به ترتیب از منحنی‌های ۱، ۲ و ۳ استفاده می‌شود. روابط (۳) تا (۶) معادلات خطی شده منحنی عملکرد هیدرولیکی را نشان می‌دهند.



شکل (۱) ساده‌سازی منحنی هیل چارت (آنتونیو و همکاران (۲۰۰۲))

$$x_{hy} \geq XL_{hy} [d_{1,hy,t} - d_{2,hy,t}] + XU_{hy} d_{2,hy,t} \quad (3)$$

$$x_{hy} \leq \bar{x}_{hy} d_{2,hy,t} + XL_{hy} [1 - d_{1,hy,t}] + XU_{hy} [d_{1,hy,t} - d_{2,hy,t}] \quad (4)$$

$$d_{1,hy,t} \geq d_{2,hy,t} \quad (5)$$

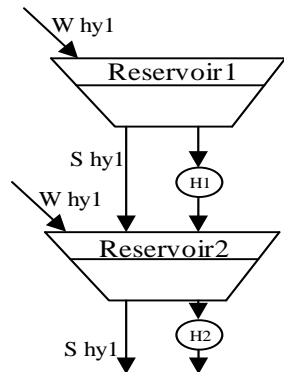
$$x_{hy,t} \geq \underline{X}_{hy} \quad (6)$$

در این روابط متغیرهای باینری^۱ با توجه به سطح محتوا، منحنی را به درستی انتخاب و مورد استفاده قرار می‌دهند. اگر $d_{1,hy,t}$ و $d_{2,hy,t}$ هر دو صفر باشد نشان‌دهنده این است که سطح محتوای مخزن در پایین‌ترین مقدار قرار دارد و در نتیجه از منحنی ۱ استفاده شده است. در صورتی که $d_{1,hy,t}$ برابر با یک و $d_{2,hy,t}$ برابر با صفر باشد یعنی محتوای مخزن

$$y_{hy,t} - z_{hy,t} = v_{hy,t} - v_{hy,t-1} \quad (۲۰)$$

محدودیت ذکر شده برای مدل کردن وضعیت راه اندازی و خاموشی واحدها مورد نیاز است. متغیر $z_{hy,t}$ در رابطه (۲۰) در شبیه سازی های گسترده توانایی خود را در کاهش قابل توجه زمان محاسبات نشان می دهد.

مقصود از تعادل و وضعیت تعهد آب طبق روابط (۱۹) و (۲۰) این است که اولاً میزان آب موجود در هر مخزن در هر ساعت باید بین حداقل و حداکثر میزان تعیین شده باشد و ثانیاً تعهد هر مخزن به مخزن پایین دست و سایر موارد مصرف به صورت رابطه (۱۹) بیان می کند که میزان آب هر مخزن در هر ساعت با میزان آب مخزن در ساعت قبل به علاوه پیش بینی ورود آب از جریان طبیعی رودخانه به علاوه تخلیه و سرریز آب از مخزن بالادست منهای تخلیه و سرریز مخزن در هر ساعت باید برابر باشد. این رابطه وضعیت تعهد آب هر مخزن نسبت به دیگر مخزن های پایین دست و موارد دیگر مصرف را بیان می کند.



شکل (۳) ساختار نیروگاه های آبی پشت سرهم

ساختار نیروگاه های آبی پشت سرهم مطابق با شکل (۳) به صورت دو مخزن بر روی یک رودخانه در نظر گرفته شده است که بر روی هر مخزن یک توربین تولید توان وجود دارد.

مدل سازی نیروگاه گازی و سیستم انتقال گاز طبیعی

نیروگاه گازی بر اساس استفاده از گاز طبیعی و بر مبنای سیکل برایتون^۱ بهره برداری می شود. از مزایای نیروگاه گازی سادگی، نصب آسان، عدم نیاز به آب در سیکل اصلی تولید و راه اندازی سریع می باشد. معایب آن نیز استهلاک زیاد، راندمان پایین، آلودگی محیط زیستی و هزینه زیاد و قطع گاز در فصل

^۱ Brayton Cycle

$$P_{hy,t} - P_{1,hy} v_{hy,t} - \sum_{bl} u_{bl,hy,t} \rho I_{bl,hy} - \overline{P}_{hy} [d_{1,hy,t} + d_{2,hy,t}] \leq 0 \quad (۷)$$

$$P_{hy,t} - P_{1,hy} v_{hy,t} - \sum_{bl} u_{bl,hy,t} \rho I_{bl,hy} + \overline{P}_{hy} [d_{1,hy,t} + d_{2,hy,t}] \geq 0 \quad (۸)$$

$$P_{hy,t} - P_{2,hy} v_{hy,t} - \sum_{bl} u_{bl,hy,t} \rho 2_{bl,hy} - \overline{P}_{hy} [1 - d_{1,hy,t} + d_{2,hy,t}] \leq 0 \quad (۹)$$

$$P_{hy,t} - P_{2,hy} v_{hy,t} - \sum_{bl} u_{bl,hy,t} \rho 2_{bl,hy} + \overline{P}_{hy} [1 - d_{1,hy,t} + d_{2,hy,t}] \geq 0 \quad (۱۰)$$

$$P_{hy,t} - P_{3,hy} v_{hy,t} - \sum_{bl} u_{bl,hy,t} \rho 3_{bl,hy} - \overline{P}_{hy} [2 - d_{1,hy,t} + d_{2,hy,t}] \leq 0 \quad (۱۱)$$

$$P_{hy,t} - P_{3,hy} v_{hy,t} - \sum_{bl} u_{bl,hy,t} \rho 3_{bl,hy} + \overline{P}_{hy} [2 - d_{1,hy,t} + d_{2,hy,t}] \geq 0 \quad (۱۲)$$

$$P_{hy,t} \leq \overline{P}_{hy} \quad (۱۳)$$

$$u_{hy,t} = \sum_{bl} u_{bl,hy,t} + \overline{U}_{hy} v_{hy,t} \quad (۱۴)$$

$$u_{1,hy,t} \leq \overline{U}_{1,hy} v_{hy,t} \quad (۱۵)$$

$$u_{1,hy,t} \geq \overline{U}_{1,hy} w_{1,hy,t} \quad (۱۶)$$

$$u_{bl,hy,t} \leq \overline{U}_{bl,hy} w_{(bl-1),hy,t} \quad (۱۷)$$

$$u_{bl,hy,t} \geq \overline{U}_{bl,hy} w_{bl,hy,t} \quad (۱۸)$$

ج) معادله پیوستگی آب

معادله پیوستگی مخازن آبی به صورت زیر بیان می شود:

$$x_{hy,t} = x_{hy,t-1} + W_{hy,t} + M \sum_{j \in hy} [u_{j,(t-jhy)} + s_{j,(t-jhy)}] - M u_{hy,t} - M s_{hy,t} \quad (۱۹)$$

برای ثبات واحد باید در نظر داشت که بازه های زمانی از ساعت ۱ در نظر گرفته شده است.

چ) وضعیت منطقی مشارکت نیروگاه های آبی پشت سرهم

محدودیت بهره‌برداری حدود توان در رابطه (۲۵) بیان شده است.

$$P_{i,min} I_{i,t} \leq P_{i,t} \leq P_{i,max} I_{i,t} \quad (25)$$

ب) قید رزرو چرخان: برای حفظ پایداری شبکه، مقدار تعیین شده رزرو چرخان در هر زمان موردنیاز است که در رابطه (۲۶) بیان شده است:

$$\sum_i (P_{i,t}^{max} I_{i,t} - D_t) \geq \Delta_{i,t}^{max} \quad (26)$$

پ) قیدهای حداقل زمان روشنی و خاموشی واحدهای گازی: چنانچه واحدی در یک برنامه‌ریزی روشن گردد، حداقل بایستی به میزان T^{on} روشن باشد و پس از آن خاموش گردد. برای خاموش شدن یک واحد نیز شرط مشابهی خواهیم داشت، یعنی آنکه چنانچه واحدی خاموش گردد، بایستی حداقل به مدت T^{off} خاموش باشد. این شرطها با نام حداقل زمان روشن و خاموش بودن واحد به صورت روابط (۲۷) و (۲۸) مدل می‌شود:

$$\left[X_{i,t}^{on} - T_{i,t}^{on} \right] \left[I_{i,(t-1)} - I_{i,t} \right] \geq 0 \quad (27)$$

$$\left[X_{i,(t-1)}^{off} - T_{i,t}^{off} \right] \left[I_{i,(t-1)} - I_{i,t} \right] \geq 0 \quad (28)$$

ت) قیدهای شیب واحدهای گازی: به دلایل فنی واحدهای گازی نمی‌توانند در ساعات متوالی به میزان دلخواه توان تولیدی خود را افزایش و یا کاهش دهند. از این رو پارامترهایی تحت عنوان شیب افزایشی توان (UR_i) و شیب کاهش‌ی توان (DR_i) در قالب قیدهای (۲۹) و (۳۰) آورده شده است:

$$P_{i,t} - P_{i,(t-1)} \leq UR_i \quad (29)$$

$$P_{i,(t-1)} - P_{i,t} \leq DR_i \quad (30)$$

ج) قید آلودگی: واحدهای گازی به دلیل اینکه آلودگی زیادی دارند برای شرکت در برنامه‌ریزی فوق مقید می‌گردند که میزان آلودگی آن‌ها از یک حد بیشتر نشود. این آلودگی برای گاز CO2 بیان شده است. قید (۳۱) این موضوع را بیان کرده است. تابع (۳۲) میزان آلودگی تولیدی را محاسبه می‌کند.

زمستان است. این معایب با استفاده از نیروگاه آبی پشت سرهم تا حدود مطلوبی جبران می‌شود.

قیدهای هماهنگی نیروگاه آبی و گازی

الف) قید بالانس توان: مهم‌ترین قید در برنامه‌ریزی امنیت مقید مشارکت واحدها همان‌طور که در رابطه (۲۱) نشان داده شده است تأمین بار شبکه می‌باشد. قید تعادل باید در هر باس نیز برقرار باشد. رابطه (۲۲) بیان می‌کند که تفاضل توان تولیدی و توان مصرفی در هر باس باید برابر با توان‌های ورودی و خروجی هر باس باشد.

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{i,t} + \sum_{hy=1}^{NHY} P_{hy,t} = P_{D,t} \quad (21)$$

$$\sum_{i \in B_b^i} P_{i,t} + \sum_{hy \in B_b^{hy}} P_{hy,t} = \sum_{d \in B_b^d} P_{D,t} + \sum_{l \in L_{f,b}} PL_{l,t} - \sum_{l \in L_{t,b}} PL_{l,t} \quad (22)$$

ب) قیدهای پخش بار DC: در پخش بار AC معادلات به شدت غیرخطی بوده و سرعت حل مسئله را خیلی پایین می‌آورد. در پخش بار DC معادلات خطی است که سرعت کار را بالا می‌برد. از آنجاکه در مسئله SCUC نیاز به پاسخ سریع یک مقوله بسیار مهم است، در این مقاله از پخش بار DC استفاده شده است. روابط (۲۳) و (۲۴) معادلات پخش بار DC را بیان می‌کند (شاهیده‌پور^۱ و همکاران (۲۰۰۲)).

$$PL_{l,t} = \frac{\theta_{j,t} - \theta_{o,t}}{x_{j,o}} \quad (23)$$

$$\left| PL_{l,t} \right| \leq PL_l^{max} \quad (24)$$

قیدهای نیروگاه گازی

الف) قید حدود توان تولیدی هر واحد گازی: هر واحد گازی وقتی روشن می‌شود باید یک حداقل توانی را تولید کند و تولید این واحد نباید از یک حداکثر نیز بیشتر شود. قید

$$H_g^{min} \leq H_g \leq H_g^{max} \quad (39)$$

ح) قید حداقل و حداکثر نسبت فشار کمپرسور

قید حداقل و حداکثر فشار کمپرسور در رابطه (۴۰) بیان شده است:

$$R^{min} \leq \frac{\max(\pi_m, \pi_n)}{\min(\pi_m, \pi_n)} \leq R^{max} \quad (40)$$

خ) میزان مصرف گاز کمپرسور

بخشی از گاز طبیعی مصرف شده توسط کمپرسورها نشان دهنده تلفات انتقال شبکه گاز طبیعی است. میزان گاز طبیعی مصرف شده توسط کمپرسور به صورت رابطه (۴۱) بیان شده است:

$$F_{fg}(H_g) = a_g + b_g H_g + c_g H_g^2 \quad (41)$$

د) فرمول بندی بالانس پخش بار سیستم انتقال گاز

با جایگذاری روابط مدل خط لوله، مدل سازی کمپرسور و میزان گاز طبیعی مصرف شده در رابطه (۴۲)، گروهی از معادلات غیرخطی به دست خواهد آمد که به تعداد هر کمپرسور، تأمین گاز طبیعی و بار گاز طبیعی وجود خواهد داشت که با استفاده از روش حل معادلات غیرخطی در نرم افزار GAMS به دست می آید.

$$\sum_{sa=1}^{NGS} A_{msa} V_{sa} - \sum_{lo=1}^{NGL} B_{ml} L_{lo} - \sum_{n \in GC(m)} f_{mn} - \sum_{g=1}^{NC} G_{mg} F_{fg}(H_g) = 0 \quad (42)$$

نتایج شبیه سازی

به منظور ارزیابی توانایی روش پیشنهادی در کاهش هزینه بهره برداری ناشی از مشارکت بهینه نیروگاه های آبی پشت سرهم و گازی، از شبکه آزمون استاندارد ۶ باس IEEE استفاده شده است. روش پیشنهادی (MILP) با روش فرمول بندی غیرخطی (MINLP) مسئله مقایسه و نتایج حاصل مورد بحث و تحلیل قرار گرفته است. همان گونه که در شکل (۴) نشان داده شده است، شبکه قدرت ۶ باس از سه

$$\sum_{t=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} (C_{ei}^{ET}(P_{i,t}) + SU_{e,i,t}^{ET} + SD_{e,i,t}^{ET}) \leq EMS_{max}^{ET} \quad (31)$$

$$\forall i, ET = \{CO^2\}$$

$$C_{ei}(P_{i,t}) = a_{ei} + b_{ei} P_{i,t} + C_{ei} P_{i,t}^2 \quad (32)$$

قیدهای سیستم انتقال گاز طبیعی

الف) تابع میزان مصرف گاز طبیعی

$$L_{lo} = C_{fi}(P_{i,t}) \quad (33)$$

ب) قید حداقل و حداکثر میزان تولید گاز طبیعی

$$V_{sa}^{min} \leq V_{sa} \leq V_{sa}^{max} \quad (34)$$

پ) قید حداقل و حداکثر میزان بار سیستم انتقال گاز

$$L_{lo}^{min} \leq L_{lo} \leq L_{lo}^{max} \quad (35)$$

ت) قید مدل خط انتقال گاز طبیعی

انتقال توان به شرایط ولتاژ شین و پارامترهای خط انتقال بستگی دارد. به طور مشابه، انتقال گاز طبیعی که با فشار کار می کند به عواملی چون طول و قطر خطوط لوله، دما و فشارهای کاری، انواع گاز طبیعی، تغییر ارتفاع در طول مسیر انتقال و به سفت بودن خطوط لوله ها وابسته است. در اینجا، ما برخی مشخصات خاص خط لوله که عمدتاً برای طراحی یا بهینه سازی سیستم های خطوط لوله گاز طبیعی به کار می روند را ارائه می کنیم. گردش در یک خط لوله گاز طبیعی که از گره گاز m به گره n گازی است به صورت ذیل مدل می شود:

$$f_{mn} = \text{sgn}(\pi_m, \pi_n) C_{mn} \sqrt{|\pi_m^2 - \pi_n^2|} \quad (36)$$

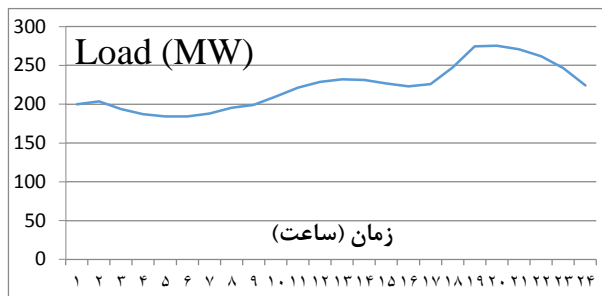
$$\text{sgn}(\pi_m, \pi_n) = \begin{cases} 1 \rightarrow \pi_m \geq \pi_n \\ -1 \rightarrow \pi_m < \pi_n \end{cases} \quad (37)$$

ج) قید مدل کمپرسور

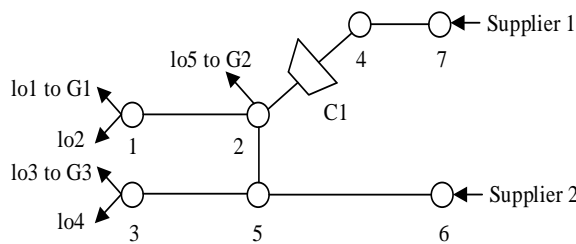
رابطه (۳۸) مدل کمپرسور را بیان می کند:

$$f_{mn} = \text{sgn}(\pi_m, \pi_n) \frac{H_g}{k_{g2} - k_{g1} \left[\frac{\max(\pi_m, \pi_n)}{\min(\pi_m, \pi_n)} \right]^a} \quad (38)$$

چ) قید حداقل و حداکثر توان کمپرسور



شکل (۵) نمودار بار ساعتی سیستم مورد مطالعه



شکل (۶) سیستم انتقال گاز طبیعی مورد مطالعه

جهت شبیه‌سازی مسئله ۳ سناریو مورد بررسی قرار گرفته است:

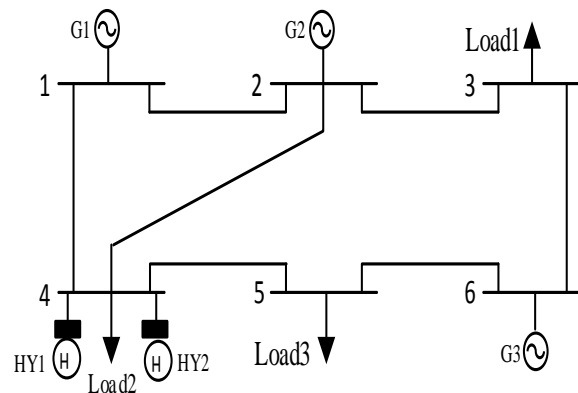
سناریو اول: برنامه‌ریزی امنیت مقید مشارکت واحدهای گازی بدون در نظر گرفتن قیدهای شبکه انتقال گاز طبیعی. حل مسئله بهینه‌سازی در این سناریو با در نظر گرفتن نیروگاه‌های گازی و بدون در نظر گرفتن قیدهای شبکه انتقال گاز طبیعی است. وضعیت مشارکت واحدها در جدول (۱) و میزان توان تولیدی و گاز مصرفی شبکه گاز طبیعی در شکل‌های (۷) و (۸) برای یک برنامه‌ریزی روز پیش‌نمایش داده شده است. با توجه به نمودار تولید واحدهای گازی در این سناریو مشاهده می‌شود که واحد ۱ به دلیل ارزان بودن همیشه در مدار بوده و تولید توان را انجام می‌دهد. واحد ۲ فقط در چهار ساعت ابتدایی دوره برنامه‌ریزی، در تولید مشارکت ندارد. در نهایت واحد ۳ در ساعات ۵ تا ۸ که بار شبکه در پایین‌ترین حد خود قرار دارد تولیدی انجام نمی‌دهد.

جدول (۱) وضعیت مشارکت واحدهای گازی در سناریو اول

واحد	۱	ساعت (۱-۱۲)											۱۲	
G1	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۱	۱
واحد	۱۳	ساعت (۱۳-۲۴)											۲۴	
G1	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱

واحدی گازی بر روی باس‌های ۱ و ۲ و ۶ و دو نیروگاه آبی پشت سرهم بر روی باس ۴ و هفت خط انتقال تشکیل شده است. اطلاعات ژنراتورهای گازی، آلودگی زیست‌محیطی و خطوط انتقال در مرجع لیو و همکاران (۲۰۰۹) آورده شده است. اطلاعات مخزن‌ها و نیروگاه آبی و فرمول‌بندی مدل نیروگاه آبی پشت سرهم در مقاله آنتونیو و همکاران (۲۰۰۲) آمده است. نمودار تغییرات روزانه بار به صورت شکل (۵) است. از کل بار موجود در شبکه ۳۵ درصد بر روی باس ۳، ۳۵ درصد بر روی باس ۴ و ۳۰ درصد بر روی باس ۵ قرار گرفته است.

شبکه گازی که برای سیستم شش باس به کاررفته است متشکل از ۷ گره است که در شکل (۶) نشان داده شده است. این سیستم دو تأمین‌کننده گاز طبیعی، یک کمپرسور و پنج بار گاز طبیعی را شامل می‌شود. منظور از پنج بار گاز طبیعی سه ژنراتور گازی و دو مصرف‌کننده دیگر است که از گاز طبیعی تغذیه می‌کنند و برای شبکه انتقال گاز بار محسوب می‌شوند. اطلاعات مربوط به شبکه گاز در مرجع لیو و همکاران (۲۰۰۹) بیان شده است. برای شبیه‌سازی این مقاله از تئوری بازی‌ها و نرم‌افزار GAMS استفاده شده است. برای حل روش پیشنهادی از حل‌کننده CPLEX و مدل فرمول‌بندی MINLP از حل‌کننده BARON استفاده شده است.



شکل (۴) سیستم ۶ باس مورد مطالعه

می‌دهد. شکل‌های (۱۳) تا (۱۵) میزان تولید واحدها در هر سه سناریوی مورد بررسی با مدل MINLP را نشان می‌دهد. جدول (۴) بیان می‌کند که در سناریو اول در مدل MINLP تمامی واحدها در تمامی دوره برنامه‌ریزی روشن بوده و واحدها نسبت به روش پیشنهادی ساعات بیشتری در مدار قرار دارند. به این دلیل هزینه بهره‌برداری نسبت به سناریو اول در روش پیشنهادی بیشتر است. در سناریو دوم و سوم وضعیت مشارکت واحدها در مدل MINLP نسبت به روش پیشنهادی تقریباً یکسان است.

ولی با توجه به شکل (۱۴) و (۱۵) میزان بیشتر سطح تولید واحدهای با قیمت بیشتر باعث افزایش هزینه بهره‌برداری و آلودگی زیست‌محیطی در مدل MINLP نسبت به روش پیشنهادی شده است. با توجه به جدول (۵) و مقایسه سه سناریو این نتیجه به دست می‌آید که هزینه بهره‌برداری واحدهای گازی در هر دو روش پیشنهادی و MINLP بسیار زیاد است و زمانی که قیدهای شبکه انتقال گاز طبیعی وارد مسئله می‌شود این هزینه افزایش پیدا می‌کند. در نتایج جدول (۵) ملاحظه می‌شود که هزینه در تمامی سناریوها در مدل MINLP نسبت به مدل پیشنهادی بیشتر است.

زمان حل مسئله نیز که یک مقوله بسیار مهم در مسائل برنامه‌ریزی می‌باشد در مدل MINLP بسیار زیادتر است.

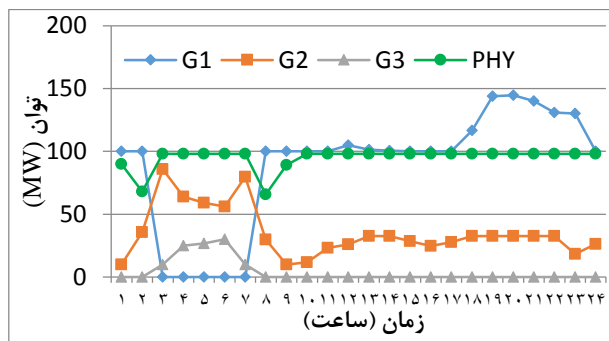
جدول (۴) وضعیت مشارکت واحدها در سه سناریو در مدل

MINLP													
وضعیت مشارکت واحدها در سناریو اول در مدل MINLP													
واحد	۱	ساعت (۱-۱۲)										۱۲	
G1	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
واحد	۱۳	ساعت (۱۳-۲۴)										۲۴	
G1	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
وضعیت مشارکت واحدها در سناریو دوم در مدل MINLP													
واحد	۱	ساعت (۱-۱۲)										۱۲	
G1	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
واحد	۱۳	ساعت (۱۳-۲۴)										۲۴	
G1	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
وضعیت مشارکت واحدها در سناریو سوم در مدل MINLP													

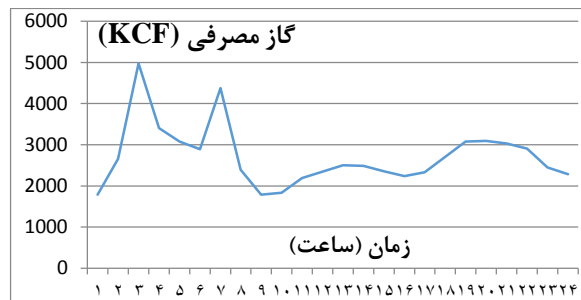
ورودی آب این واحدها با توجه به مرجع آنتونیو و همکاران (۲۰۰۲) به اندازه‌های است که می‌توانند در ۲۴ ساعت دوره برنامه‌ریزی تولید داشته باشند. نیروگاه آبی ۱ در ساعت ۴ تا ۷ به دلیل کم بودن بار شبکه توان کمتری را تولید می‌کند ولی نیروگاه آبی ۲ با حداکثر ظرفیت خود تولید می‌کند.

جدول (۳) وضعیت مشارکت واحدهای گازی در سناریو سوم

واحد	۱	ساعت (۱-۱۲)										۱۲	
G1	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰
واحد	۱۳	ساعت (۱۳-۲۴)										۲۴	
G1	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰



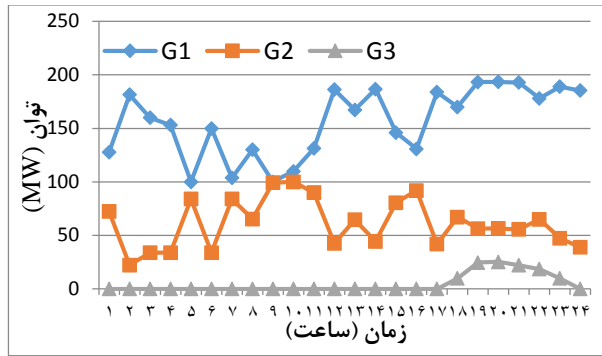
شکل (۱۱) میزان تولید واحدهای گازی و آبی پشت سرهم در سناریو سوم



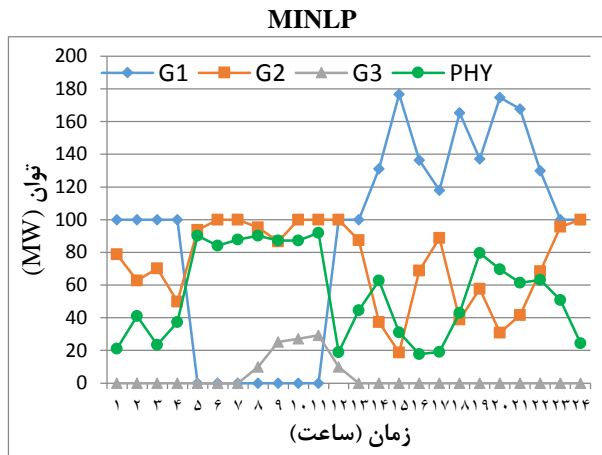
شکل (۱۲) میزان مصرف گاز شبکه گاز طبیعی در سناریو سوم

مقایسه روش پیشنهادی و مدل برنامه‌ریزی MINLP

برای بررسی صحت نتایج روش پیشنهادی (MILP)، روش پیشنهادی با روش فرمول‌بندی غیرخطی (MINLP) مسئله برای هر سه سناریوی مورد مطالعه مقایسه شده و نتایج آن در جداول (۴) و (۵) ارائه شده است. جدول (۴) وضعیت مشارکت واحدها در هر سه سناریو را با استفاده از مدل MINLP نشان



شکل (۱۴) میزان تولید واحدهای گازی در سناریو دوم در مدل



شکل (۱۵) میزان تولید واحدهای گازی در سناریو سوم در مدل

MINLP

نتیجه گیری

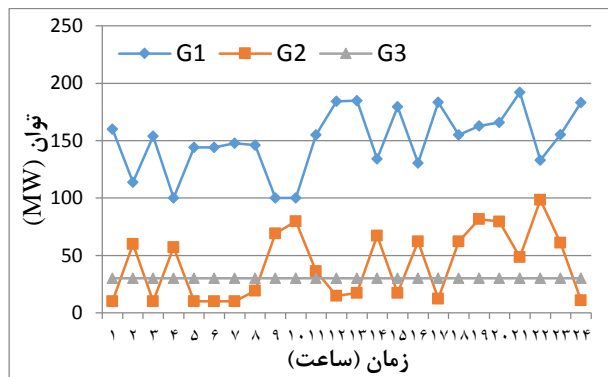
مدل ارائه شده نشان می دهد که نیروگاه های آبی پشت سرهم چون بر روی یک رودخانه قرار گرفته اند و همیشه آب در جریان است و محدودیت آبی ندارند و به طور دائم می توانند تولید توان انجام دهند، اثرگذاری مطلوبی بر روی تولید شبکه قدرت دارند. نتایج به دست آمده از حل مدل پیشنهادی این مقاله نشان می دهد که نیروگاه های آبی به دلیل هزینه بسیار اندک به خوبی هزینه بهره برداری، هزینه ناشی از قیدهای شبکه انتقال گاز طبیعی و آلودگی زیست محیطی را پوشش داده اند. نتایج حاصل از روش پیشنهادی نسبت به مدل MINLP در سناریوهای مختلف نشان می دهد که روش پیشنهادی دقیق تر، با هزینه بهره برداری کمتر و دارای زمان حل بسیار کمتری نسبت به مدل MINLP است. در نتیجه روش پیشنهادی این مقاله با توجه به اینکه تمام رابطه های آن خطی شده اند، به جواب های بهینه دقیقی می رسد و خطای آن نسبت به روش های حل غیرخطی کمتر است.

واحد	ساعت (۱-۱۲)											۱۲	
	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰		۰
G1	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰
واحد	ساعت (۱۳-۲۴)											۲۴	
	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱		۱
G1	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G2	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
G3	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰

جدول (۵) میزان آلودگی، زمان حل و هزینه بهره برداری سناریوها

سناریو	هزینه بهره برداری در روش پیشنهادی (\$)	هزینه بهره برداری در مدل MINLP (\$)
سناریو ۱	۳۳۳۸۹۳/۷۶	۳۳۴۱۳۶/۴
سناریو ۲	۳۵۸۳۷۹/۲۴	۳۵۹۰۴۰/۰۰
سناریو ۳	۲۴۴۱۷۶/۲۶	۲۴۴۷۹۴/۰۰
سناریو	زمان حل در روش پیشنهادی (ثانیه)	زمان حل در مدل MINLP (ثانیه)
سناریو ۱	۱۰	۱۴۰
سناریو ۲	۱۰	۱۸۰
سناریو ۳	۲۰	۳۰۰
سناریو	میزان آلودگی در روش پیشنهادی (Kg CO2)	میزان آلودگی در مدل MINLP (Kg CO2)
سناریو ۱	۵۳۷۹۷/۰۴	۸۰۱۰۴
سناریو ۲	۵۳۷۹۷/۰۴	۸۰۱۰۴
سناریو ۳	۳۰۷۷۲/۷۹	۶۰۲۳۱/۱۲

آلودگی تولیدی واحدهای گازی در دو سناریو اول و دوم به دلیل یکسان بودن تابع آلودگی در تمام واحدها، برابر است. ولی در سناریو سوم (مدل پیشنهادی) مشاهده می شود که به دلیل بی هزینه بودن تولید نیروگاه های آبی و توانایی تولید مداوم در ۲۴ ساعت نیروگاه های آبی پشت سرهم باعث کاهش قابل توجه آلودگی تولیدی شده است. همان گونه که مشاهده می شود مقدار کل آلودگی در مدل پیشنهادی به طور زیادی نسبت به مدل MINLP کمتر است.



شکل (۱۳) میزان تولید واحدهای گازی در سناریو اول در مدل

MINLP

flexibilities for wind energy integration. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 5(4), 1070-1079.

6- Karami, M. Shayanfar, H. A. Aghaei, J. &Ahmadi, A. (2013). Scenario-based security-constrained hydrothermal coordination with volatile wind power generation. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 28, 726-737.

7- Liu, C. Shahidehpour, M. Fu, Y. & Li, Z. (2009). Security-constrained unit commitment with natural gas transmission constraints. IEEE Transactions on Power Systems, 24(3), 1523-1536.

8- Salama, M. M. Elgazar, M. M. Abdelmaksoud, S. M. & Henry, H. A. (2014). Short term pumped storage scheduling using two proposed techniques. Journal homepage: www. IJEE. IEEEFoundation. org, 5(2), 219-238.

9- Shahidehpour, M. Hatim, Y. & Li, Z. (2002). Market Operations in Electric Power Systems.

10- Ummels, B. C. Gibescu, M. Pelgrum, E. Kling, W. L. & Brand, A. J. (2007). Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch. IEEE Transactions on energy conversion, 22(1), 44-51.

مراجع

۱-درخشنده، ی. نصری، م. قربانی، ن. (۱۳۹۴). "برنامه‌ریزی روزانه تولید واحدهای آبی و حرارتی با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی اجتماع ذرات با ضریب اینرسی هوشمند"، نشریه علمی پژوهشی سد و نیروگاه برق‌آبی.

2- Banerjee, S. Dasgupta, K. &Chanda, C. K. (2016). Short term hydro-wind-thermal scheduling based on particle swarm optimization technique. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 81, 275-288.

3- Conejo, A. J. Arroyo, J. M. Contreras, J. &Villamor, F. A. (2002). Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market. IEEE Transactions on power systems, 17(4), 1265-1272.

4- Hajinassiry, M. Amjady, N. & Sharifzadeh, H. (2014). Hydrothermal coordination by bi-level optimization and composite constraint handling method. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 62, 476-489.

5- Kamalinia, S. Wu, L. &Shahidehpour, M. (2014). Stochastic midterm coordination of hydro and natural gas

شاخص‌ها	تعداد پاس‌ها
b, j, o شاخص شمارشگر باس	NB تعداد پاس‌ها
L شاخص شمارشگر خط انتقال	NG تعداد واحدهای گازی
t شاخص شمارشگر زمان	NHY تعداد واحدهای آبی پشت سرهم
i شاخص شمارشگر یک واحد گازی	NL تعداد خطوط انتقال
m, n شاخص شمارشگر گره‌های سیستم انتقال گاز طبیعی	NT تعداد ساعات مورد مطالعه
sa شاخص شمارشگر تأمین‌کننده‌های گاز طبیعی	NGS تعداد تأمین‌کننده‌های گاز طبیعی
lo شاخص شمارشگر بارهای گاز طبیعی	NGL تعداد بارهای گاز طبیعی
g شاخص شمارشگر کمپرسور	NC تعداد کمپرسورها
hy شاخص شمارشگر واحد آبی	GC تعداد گره‌های متصل به گره m
j شاخص شمارشگر تعداد واحدهای آبی بالادست	NN تعداد سطر و ستون ماتریس متغیرهای شبکه گاز طبیعی
bl شاخص شمارشگر تکه‌های منحنی گسسته شده	A_{msa} ماتریس موقعیت گره و تأمین‌کننده‌ها
متغیرها	
C_{fi} تابع مصرف واحدگازی i ام	B_b مجموعه واحدهایی که به باس b متصل شده‌اند
C_{ei} تابع آلودگی واحد گازی i ام	D_t مجموع بار کل سیستم در زمان t برحسب MW
$\Delta_{i,t}^{max}$ توان عرضه‌شده در بازار رزرو چرخان واحد گازی i ام	$L_{f,b}$ مجموعه خطوط انتقال خروجی از باس b
C_i^r هزینه عمل اصلاحی واحد گازگازی i	$L_{t,b}$ مجموعه خطوط انتقال ورودی به باس b
$P_{i,t}$ توان تولیدی واحد گازی i ام در زمان t	a_i, b_i, c_i ضرایب تابع هزینه واحد گازی i
$PL_{i,t}$ پخش بار توان اکتیو بر روی خط L در زمان t	a_{ei}, b_{ei}, c_{ei} ضرایب تابع آلودگی واحد گازی i
$P_{D,t}$ تقاضای بار سیستم برحسب MW	a_g, b_g, c_g ضرایب تابع مصرف سوخت کمپرسور
$I_{i,t}$ متغیر باینری نشان‌دهنده وضعیت مشارکت واحد i در زمان t	α, k_{g2}, k_{g1} پارامترهای تجربی متناظر با طراحی کمپرسور
$d_{1,hy,t}$ و $d_{2,hy,t}$ متغیرهای باینری برای انتخاب منحنی عملکرد گسسته	H_g^{min}, H_g^{max} حداقل و حداکثر توان کمپرسور برحسب MW
$p_{hy,t}$ توان خروجی واحد hy در زمان t برحسب MW	R^{min}, R^{max} حداقل و حداکثر نسبت فشار کمپرسور
$S_{hy,t}$ نشست مخزن hy در زمان t برحسب m^3/s	$V_{sa}^{min}, V_{sa}^{max}$ حداقل و حداکثر میزان تأمین گاز طبیعی برحسب kcf/h
$u_{hy,t}$ تخلیه آب واحد hy در زمان t برحسب m^3/s	$L_{lo}^{min}, L_{lo}^{max}$ حداقل و حداکثر میزان بار گاز طبیعی برحسب kcf/h
$u_{bl,hy,t}$ تخلیه آب تکه bl از واحد hy در زمان t برحسب m^3/s	C_{mn} ثابت خط لوله برحسب $kcf/psig$
$v_{hy,t}$ متغیر باینری تعیین وضعیت در مدار بودن واحد hy در زمان t	SU_i, SD_i هزینه روشن/خاموش بودن واحد گازی i ام برحسب $\$$
$w_{bl,hy,t}$ متغیر باینری تخلیه آب بیش از حداکثر مقدار مجاز مخزن واحد hy در تکه bl در زمان t	RD_i, RU_i شیب افزایشی/کاهشی واحد گازی i ام برحسب MW
$P_{hy,t}$ توان تولیدشده واحد hy در زمان t برحسب MW	T^{off} و T^{on} حداقل زمان روشن و خاموش بودن واحد گازی i ام
$x_{hy,t}$ میزان آب مخزن واحد hy در زمان t برحسب Hm^3	X^{off} و X^{on} مدت‌زمان روشن و خاموش بودن واحد گازی i ام
$z_{hy,t}$ و $y_{hy,t}$ متغیرهای باینری روشن/خاموش شدن واحد hy در زمان t	$P_{i,max}$ و $P_{i,min}$ حداقل و حداکثر توان اکتیو واحد گازی i ام برحسب MW
L_{lo} میزان مصرف گاز برحسب kcf/h	$PL_{i,t}^{max}$ ماکزیمم ظرفیت خط L برحسب MW
V_{sa} میزان گاز تأمین‌شده kcf/h	EMS_{max}^{ET} حداکثر میزان آلودگی کل واحدهای گازی
f_{mn} جریان گاز طبیعی از گره m به n	λ_i قیمت گاز مصرفی واحد i ام برحسب $\$$
π فشار گره برحسب $psig$	M ضریب تبدیل آب ورودی به مخزن سد از m^3/s به Hm^3/h برابر 3×10^{-3}
H_g توان کمپرسور g برحسب MW	\bar{P}_{hy} حداکثر ظرفیت واحد hy برحسب W
$F_{fg}(H_g)$ میزان مصرف گاز کمپرسور برحسب KCF	$PO_{1,hy}$ و $PO_{2,hy}$ و $PO_{3,hy}$ حداقل توان خروجی واحد hy از منحنی‌های عملکرد ۱ و ۲ و ۳ برحسب MW
θ زاویه ولتاژ باس	SU_{hy} هزینه راه‌اندازی واحد hy برحسب $\$$
$SR_{i,t}^{max}$ ظرفیت رزرو گردشی واحد i ام در زمان t برحسب MW	\bar{U}_{hy} و \underline{U}_{hy} حداقل و حداکثر تخلیه آب از واحد hy برحسب m^3/s
ثابت‌ها	

هماهنگی کوتاهمدت نیروگاه‌های آبی پشت سرهم و گازی در برنامه‌ریزی امنیت مفید مشارکت واحدها.....۷۷

$\rho_{1bl,hy}$ و $\rho_{2bl,hy}$ و $\rho_{3bl,hy}$ شیب تکه s از منحنی‌های عملکرد ۱ و ۲ و ۳ واحد hy برحسب MW/m^3s
 τ_jhy تأخیر زمانی بین مخزن واحد j و مخزن واحد hy
 $X_{j,0}$ اندوکتانس خط بین باس‌های j و o

$\bar{U}_{bl,hy}$ حداکثر تخلیه آب از تکه bl از واحد hy برحسب m^3/s
 $W_{hy,t}$ پیش‌بینی ورودی آب به مخزن واحد hy در زمان t برحسب Hm^3
 \bar{X}_{hy} و \underline{X}_{hy} حداقل و حداکثر حجم مخزن واحد hy برحسب Hm^3
 XU_{hy} و XL_{hy} حداقل و حداکثر حجم مخزن واحد hy در گسسته‌سازی منحنی برحسب Hm^3

Short term coordination approach for cascade hydro and gas power plants in security constrained unit commitment problem

Esmail Ahadinia¹

Majid Moazzami*²

Abstract

With regard to the vast amounts of gas resources in Iran and ease of constructing gas plants, these plants have been widespread in the recent years. The problems of gas plants include air pollutions, high operation costs, limitation of natural gas grid, and more importantly gas outages during the winters. In winter season when gas outages occur, water resources can cover the mentioned drawbacks, however in summer they might not be accessible due to sultry weather conditions. Therefore, water reservoirs should be optimally consumed over the year. To solve these problems, a novel short-term coordination security-constrained unit commitment scheduling is proposed in this paper. The scheduling by coordinating sequential hydro-power and gas power plants, and considering the constraints of natural gas transmission system supplies the required system load. The proposed model is a nonlinear model that is converted to a linear mixed integer model and solved by game theory and GAMS software. The presented model is implemented on a standard IEEE 6-bus test system. Simulation results show the proposed method ability to reduce the cost and operation coordination of cascade hydro and gas units with all available constraints.

Keywords

Security Constrained Unit Commitment, Cascade hydro power plant, Gas power plant, Game theory.

1. MS. SC, Department of Electrical Engineering, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran. esmailahadi@yahoo.com

*2. Assistant Professor, Smart Microgrid Research Center, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran. m_moazzami@pel.iaun.ac.ir