Archive of SID

تحقیقات منابع آب ایران
Iran-Water Resources Research

سال چهاردهم، شماره ۴، زمستان ۱۳۹۷
Volume 14, No. 4, Winter 2019 (IR-WRR)
۲۱۹-۲۳۴

ارزیابی تأثیر هزینه‌های راه‌اندازی و خروج واحدهای برقآبی بر برنامه‌ریزی تولید انرژی الکتریکی در سیستم آبی- حرارتی

محمدصادق جوادی[۱*]

چکیده

یکی از مهمترین مؤلفه‌های تأثیرگذار بر هزینه بهره‌برداری، هزینه‌های راه‌اندازی و خروج واحدهای نیروگاهی است. در مورد واحدهای سوخت فسیلی، این هزینه متناسب با میزان سوختی که در زمان روشن شدن واحد از لحظه راه‌اندازی تا لحظه سنکرون شدن واحد مصرف می‌شود، به عنوان ملاک عمل قرار می‌گیرد. در مورد واحدهای آبی، به دلیل عدم وابستگی ورود و یا خروج واحد به سوخت فسیلی، این هزینه‌ها در نظر گرفته نمی‌شود. با این حال، افزایش تعداد دفعات راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی منجر به افزایش استهلاک تجهیزات نیروگاه، به طور خاص استاتور واحد، شده و در نتیجه لازم است هزینه‌های مرتبط با آن محاسبه شده و در برنامه‌ریزی تولید مورد توجه قرار گیرد. در این مقاله، موضوع ارزیابی هزینه‌های راه‌اندازی و خروج مکرر واحدهای آبی، در مسأله برنامه‌ریزی تولید کوتاه مدت مورد توجه قرار گرفته است. برای این منظور، مسأله بهره‌برداری از واحدهای برقآبی در قالب یک مسئله بهینه‌سازی مختلط با عدد صحیح غیرخطی توصیف شده است. متغیرهای تصمیم این مسأله، تعیین نقطه کار بهینه واحدهای تولید آبی و حرارتی در افق برنامه‌ریزی است. تعیین وضعیت ورود و خروج واحدهای تولیدی در این مسأله به عنوان یکی از متغیرهای کنترلی مسئله در نظر گرفته شده است. به منظور ارزیابی مدل پیشنهادی، از یک شبکه آزمون استاندارد شامل ۹ واحد حرارتی و یک واحد آبی از نوع سد مخزنی استفاده شده است. سناریوهای مختلفی به منظور ارزیابی نقش هزینه راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی، متناسب با میزان استهلاک تجهیزات نیروگاه، در نظر گرفته شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد، که در نظر گرفتن هزینه‌های یاد شده، می‌تواند الگوی بهره‌برداری را تغییر داده و تعداد دفعات راه‌اندازی واحد را به نصف نیز کاهش دهد.

کلمات کلیدی: برنامه‌ریزی تولید، بهینه‌سازی غیرخطی مختلط با عدد صحیح، راه‌اندازی و خروج واحدهای نیروگاهی، واحدهای برقآبی.

تاریخ دریافت مقاله: ۹۶/۸/۲۹
تاریخ پذیرش مقاله: ۹۷/۳/۲۶

۱- استادیار، گروه مهندسی برق و الکترونیک، واحد شیراز، دانشگاه آزاد اسلامی، شیراز، ایران.
*- نویسنده مسئول
بحث و مناظره (Discussion) در مورد این مقاله تا پایان بهار ۱۳۹۸ امکانپذیر است.

Evaluation the Effects of Start-Up and Shut-Down Costs of Hydroelectric Generation Units on Hydro-Thermal Generation Scheduling Problem

*M.S. Javadi [1] **

Abstract

One of the most important issues which affects the power generation scheduling is the start-up and shut-down costs of generation units. The amount of fuel consumed by a thermal unit from starting up until synchronization with the power grid has been considered as the start-up cost. While the fuel consumed for maintaining the thermodynamic requirements have been categorized as shut-down costs. These start-up and shut-down costs are however for a hydroelectric generating unit due to independency in fossil fuels. Yet the degradation of equipment of such units is considerable due to the frequent start-ups and shut-downs. In this paper, a fair methodology is provided for estimation of these costs and by implementing a mixed-integer non-linear programming framework the effects of implementing these costs in the generation scheduling are studied. The decision variables in this framework were the optimum operating points of all generation units in the planning horizon. Also, start-up and shut-down states for such generating units are considered as one control variable in the optimization problem. In order to evaluate the effectiveness of the proposed model, a typical hydro-thermal test system is accepted including 9 thermal and one hydroelectric unit. Different scenarios are evaluated in this paper to assess the effects of start-up and shut-down costs in the short term planning. The simulation results confirmed that including these costs in the generation scheduling can dramatically reduce the total start and stop actions.

Keywords: Generation Scheduling Problem, Mixed-Integer Non-Linear Optimization, Start-Up and Shut-Down Cost, Hydroelectric Units.

Received: November 20, 2017
Accepted: June 16, 2018

1- Assistant Professor, Department of Electrical Engineering, Shiraz Branch, Islamic Azad University, Shiraz, Iran. Email: Javadi@iaushiraz.ac.ir and msjavadi@gmail.com
*- Corresponding Author

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

در بهره‌برداری از واحدهای نیروگاهی در افق کوتاه مدت، که معمولاً برای یک روز یا نهایتاً یک هفته صورت می‌گیرد، هدف اصلی تأمین بار مشترکین با کمترین هزینه بهره‌برداری و بالاترین سطح قابلیت اطمینان است. در چنین مطالعاتی، بهره‌بردار شبکه، با استفاده از اطلاعات مربوط به آمادگی واحدهای نیروگاهی در مدار، میزان تقاضای ساعتی بار، نرخ سوخت فسیلی و میزان انرژی قابل استحصال از واحدهای انرژی محدود، نظیر واحدهای برقآبی، اقدام به توزیع بهینه بار بین هر یک از واحدهای نیروگاهی می‌نماید (Yuan et al., 2008). با توجه به تغییرات ساعتی در تقاضای بار، لازم است تا یک برنامه‌ریزی به منظور تعیین واحدهایی که از نظر اقتصادی تولید انرژی کم‌هزینه‌تری دارند، صورت پذیرد (Yuan et al., 2017). در بهره‌برداری از واحدهای آبی، اهداف مشخصی مورد توجه نهاد بهره‌بردار نیروگاه قرار دارد. اگر چه بازدهی واحدهای آبی رقم قابل توجهی است، اما با این حال، تأمین نیاز آبی پایین‌دست، مدیریت سیلاب و ملاحظات زیست محیطی، نسبت به تولید انرژی الکتریکی از اولویت بالاتری برخوردار هستند (Nourali et al., 2018). از این‌رو، مدیریت منابع آبی در چنین واحدهایی با درجه اولویت بالا شناخته می‌شوند. واحدهای بخاری و سیکل ترکیبی به دلیل راندمان بالا و همچنین، نیازمندی‌های مربوط بـــه سیکل‌های ترمودینامیکی به شکل مداوم در مدار هستند و در طول روز از مدار خارج نمی‌گردند (Nilsson and Sjelvgren, 1997). از سوی دیگر، واحدهای گازی که عمدتاً راندمان پایین و مصرف سوخت بالا دارند و محدودیت‌های ترمودینامیکی برای در مدار بودن به مدت طولانی ندارند، می‌توانند در ساعات اوج مصرف وارد مدار شده و در ساعات کم‌باری، از سرویس خارج گردند (Nezhad and Rahimi, 2014). با این حال، در یک سیستم قدرت با تعداد بالا و متنوع از واحدهای نیروگاهی، ممکن است در طول یک شبانه‌روز، چندین واحد از سرویس خارج شده و چندین واحد دیگر وارد مدار گردند (Reza Norouzi et al., 2014). هر بار راه‌اندازی و خروج برنامه‌ریزی شده واحدهای نیروگاهی هزینه‌هایی را به مالک نیروگاه تحمیل می‌نماید.

از میان واحدهای نیروگاهی موجود در سیستم‌های قدرت کنونی، واحدهای برقآبی، مناسب‌ترین گزینه برای جبران عدم تعادل لحظه‌ای تولید و مصرف و در نتیجه تثبیت فرکانس سیستم قدرت به شمار می‌روند (Wood and Wollenberg, 1996). سرویس‌های خدمات جانبی که شامل پاسخگویی فرکانس، سرویس تنظیم، کنترل توان راکتیو، کنترل ولتاژ و رزرو عملیاتی هستند، همگی توسط واحدهای آبی قابل تأمین می‌باشند. رزرو عملیاتی شامل رزرو چرخان، رزرو غیرچرخان و رزرو تکمیلی می‌باشد (Palo, 2001b). بر اساس استانداردهای رایج در زمینه بهره‌برداری از واحدهای نیروگاهی، رزرو چرخان، ظرفیت قابل دستیابی یک واحد نیروگاهی است که به شکل سنکرون با شبکه و در حال تولید انرژی است. در حالی که رزرو غیرچرخان، در ظرف بازه زمانی ۱۰ دقیقه‌ای قابل حصول است. رزرو تکمیلی، که خود در زمره رزروهای غیرچرخان سیستم به شمار می‌رود، باید در کمتر از یک ساعت در دسترس بهره‌بردار قرار گیرد. در اینجا منظور از ظرفیت، حداکثر قابلیت تولید توان یک واحد تولیدی است (Martin et al., 1999). با این توصیف، تأمین رزرو غیرچرخان و تکمیلی نیازمند این موضوع خواهد بود که واحد نیروگاهی وارد مدار شده و پس از مدتی نیز از سرویس خارج گردد.

زمانی که یک واحد نیروگاهی به منظور تأمین سرویس برای به مدار آمدن فراخوان می‌گردد، اثراتی بر شرایط بهره‌برداری، تیم بهره‌برداری، تجهیزات نیروگاه و همچنین منابع آب خواهد داشت. همه این موارد بر کیفیت تعمیر و نگهداری از واحد و از آن مهمتر، هزینه‌های کل واحد تولیدی اثرگذار خواهد بود. با این توصیف، در چنین شرایطی با توجه به افزایش تعدد دفعات راه‌اندازی و خروج واحد، هزینه‌های مرتبط که ذکر آن رفت نیز افزایش خواهد یافت. از این‌رو، لازم است که این هزینه‌ها محاسبه شده و مورد توجه قرار گیرند. همچنین، لازم است تا این موارد به نوعی در تعرفه برقی که قرار است از مشتریان دریافت گردد، لحاظ شود و یا از سوی نهاد تنظیم‌کننده مقررات بازار برق راهکاری برای جبران این هزینه‌ها اندیشیده شود. بر اساس رویه بازار برق ایران، هزینه راه‌اندازی واحدهای حرارتی با توجه به وضعیت واحد و مدت زمان‌هایی که واحد خارج از مدار بوده باشد، تعیین می‌گردد. بر این اساس، راه‌اندازی‌ها به ترتیب زمان‌هایی که واحد خارج از مدار بوده باشد، به راه‌اندازی داغ، گرم و سرد دسته‌بندی شده است. ضمن آنکه، هزینه راه‌اندازی به عنوان ملاک تسویه حساب در نظر گرفته شده است و این هزینه بیان‌کننده هزینه راه‌اندازی و خروج واحد می‌باشد. در مورد واحدهای آبی، هزینه‌های راه‌اندازی واحدهای آبی، معادل با راه‌اندازی گرم در نظر گرفته می‌شود و پرداخت به واحدها متناسب با نوع راه‌اندازی واحد خواهد بود (IGMC, 2017).

در این مقاله، موضوع ارزیابی تأثیر هزینه‌های هر بار راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی بر اساس مؤلفه‌های مبتنی بر هزینه خرید و نصب مجدد تجهیزات به تناسب میزان استهلاک ناشی از هر عملیات ورود و خروج واحد نیروگاهی بر مسئله برنامه‌ریزی تولید انرژی مورد توجه قرار گرفته است. برای این منظور، سناریوهای مختلفی برای تخمین هزینه استهلاک مرتبط با ورود و خروج واحدهای آبی در نظر گرفته شده است. بر اساس مدل ارائه شده توسط انجمن تحقیقات برق قدرت در

www.SID.ir

Archive of SID

ایالات متحده[1]، EPRI، شاخص‌های تأثیرپذیر از هر بار راه‌اندازی و خروج واحدهای برقآبی برای تعیین هزینه‌های مورد نظر معرفی شده و بر اساس این شاخص‌ها، هزینه هر بار راه‌اندازی و خروج برنامه‌ریزی شده واحدهای آبی تخمین زده شده است.

در بخش دوم مقاله، به مروری بر ادبیات موضوعی بهره‌برداری از واحدهای نیروگاهی و تعیین هزینه‌های راه‌اندازی و خروج برنامه‌ریزی شده واحدها از سرویس پرداخته شده است. در بخش سوم این مقاله، نحوه تخمین هزینه‌های مرتبط با راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی بر اساس مدل EPRI برای یک واحد نیروگاهی نمونه ارائه شده است. بر این اساس، با توجه به میزان استهلاک مهمترین بخش اثرپذیر از هر بار راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی، یعنی استاتور نیروگاه، سه سناریو برای تخمین هزینه‌های مورد نظر ارائه شده است. در بخش چهارم، به معرفی مدل ریاضی مسأله بهره‌برداری از واحدهای نیروگاهی آبی-حرارتی پرداخته شده است. مسأله برنامه‌ریزی تولید انرژی در افق کوتاه مدت به شکل یک مسأله بهینه‌سازی غیرخطی مختلط با عدد صحیح توصیف و مدل‌سازی شده است. قیود فنی و اقتصادی مرتبط با واحدهای آبی و حرارتی و بهره‌برداری از آن‌ها در مدل پیشنهادی به شکل مبسوط توصیف شده‌اند. بخش پنجم به ارائه اطلاعات یک مورد مطالعاتی متشکل از یک واحد آبی و چندین واحد حرارتی اختصاص یافته و تأثیر لحاظ نمودن هزینه راه‌اندازی و خروج واحد آبی بر هزینه کل بهره‌برداری و ارزش متوسط هر مگاوات ساعت انرژی تولیدی مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادات در بخش ششم ارائه شده است.

۲- مروری بر مطالعات مرتبط با تخمین هزینه راه‌اندازی و خروج واحدهای نیروگاهی

در مورد واحدهای حرارتی، موضوع تخمین هزینه‌های هر بار راه‌اندازی و خروج از سرویس برای واحدهای تحت اختیار از دیرباز و به شکل جدی مورد مطالعه قرار گرفته است (Helseth et al., 2013). در این نوع واحدها، اولاً تعداد دفعات راه‌اندازی و خروج واحد رقمی قابل توجه است (Kang et al., 2017). ثانیاً، میزان استهلاک و تنش‌های وارده به واحدهای حرارتی به مراتب بیشتر از سایر واحدهای نیروگاهی است (Palo, 2001a). اما در مورد واحدهای برقآبی، اطلاعات بسیار کمی در مورد نحوه تخمین هزینه‌های مرتبط با راه‌اندازی و خروج واحد در اختیار است (Bureau, 2012). مطالعات صورت گرفته در این زمینه بسیار محدود بوده و روش‌های مطرح شده نیز آن اندازه کلی هستند که عملاً قابلیت استناد به عنوان یک استاندارد را ندارند (Delarue et al., 2013). به عبارت دیگر، در روش‌های مطرح شده ضریب هر یک از عوامل تأثیرگذار و نقش آن‌ها در هزینه متناظر با راه‌اندازی و خروج واحد قابل تفکیک نیست (DeHaan, 2009). البته، چنین رویکردی از این بابت که روش تخصیص هزینه در آن متناسب با ظرفیت واحد آبی است می‌تواند آن اندازه مفید باشد که به عنوان یک دستورالعمل ثابت برای ارزش‌گذاری این خدمت مورد قبول واقع شود. استراتژی‌های متفاوت و متعددی در این زمینه ارائه شده‌اند که هر یک بخش‌هایی از هزینه‌های راه‌اندازی و خاموش شدن واحدهای نیروگاهی برقآبی را دربر می‌گیرند (Gorgizadeh et al., 2012). این مجموعه از روش‌های مختلف پیشنهاد شده را می‌توان در قالب دو دسته کلی "ارزش‌گذاری از بالا به پایین" و "ارزش‌گذاری از پایین به بالا" دسته‌بندی نمود (Milano, 2016).

استراتژی ارزش‌گذاری از بالا به پایین بر اساس مقایسه‌ای میان هزینه‌های کل بهره‌برداری و هزینه متوسط نرمالایز شده برای هزینه‌های ورود و خروج واحدهای نیروگاهی استوار است و بر اساس یک نتیجه‌گیری کلی و با تفریق هزینه بهره‌برداری قادر است که هزینه‌های هر بار راه‌اندازی و خروج واحد را تخمین بزند (Palo, 2001b).

از آن‌جا که این رویکرد هزینه‌های کل را در بالاترین سطح خود در محاسبات لحاظ می‌نماید، ممکن است شامل هزینه‌های سربار واحد نیز باشد که هیچ ارتباط مستقیمی با هزینه‌های مورد نظر ندارند ولی عملاً در محاسبات لحاظ شده‌اند. به علاوه، ممکن است در این روش هزینه‌هایی که به طور مستقیم با هزینه‌های تعمیر و نگهداری مرتبط نیستند را نیز نادیده بگیرد و در محاسبات منظور ننماید. به عنوان مثال می‌توان به موضوع بازدهی و ارزش آب به عنوان یک کالای تجاری در تولید انرژی اشاره نمود که در هزینه‌ها اثرگذار هستند اما به طور مستقیم نمی‌توان آن‌ها را ارزش‌گذاری نمود. از این‌رو، با چنین رویکردی، یعنی ارزش‌گذاری از بالا به پایین که بسیار کلی‌نگر است نمی‌توان آن‌ها را استخراج نمود (McCalman, 2009).

این رویکرد اگرچه موفقیت‌هایی در تعیین هزینه واحدهای سوخت فسیلی داشته است، اما با عین حال نیازمند یک پایگاه داده قابل اتکا بر اساس تعداد زیادی واحد نیروگاهی مشابه است تا بتواند به اندازه کافی معتبر باشد. هرچند که چنین سازوکاری می‌تواند به عنوان یک هدف در درازمدت برای واحدهای برقآبی مطرح باشد اما قطعاً برای شرایط کنونی که اطلاعات مورد نیاز پایگاه داده یاد شده در دسترس نیست، قابل استفاده نمی‌باشد. همچنین، با توجه به مطالعات صورت گرفته در مورد واحدهای سوخت فسیلی سازوکار ارزش‌گذاری از بالا به پایین زمانی معتبر خواهد بود که محدودیت‌های ذاتی، نظیر

www.SID.ir

Archive of SID

"هزینه‌های تجمعی مربوط به آسیب‌های وارده به نیروگاه" را در نظر بگیرد. به بیان دیگر، چنین آنالیزی به شدت نیازمند تکمیل شدن اطلاعات بر اساس هزینه خرابی تجهیزات به واسطه هر بار راه‌اندازی و خروج واحد خواهد بود (Palo, 2001a).

استراتژی ارزش‌گذاری از پایین به بالا به دنبال تعیین شاخص‌های هزینه‌ای بالقوه در یک واحد نیروگاهی است. رویکرد مهندسی در این حالت بر کمّی‌سازی هزینه بخش‌های مختلفی استوار است که به نوعی متأثر از هر بار راه‌اندازی و خروج واحد آبی هستند. یکی از مزایای استراتژی یاد شده این است که در این روش، عوامل مؤثر بر هزینه راه‌اندازی و خروج واحد به شکل تفکیک شده مشخص می‌شوند. از این‌رو، می‌توان از این روش برای تخمین هزینه دیگر واحدهای برقآبی و حتی واحدهای تلمبه–ذخیره‌ای استفاده نمود (Milano, 2016).

با این حال، در این رویکرد لازم است تا اطلاعات هزینه‌ای مربوط به کلیه هزینه‌های تعمیر و نگهداری که برای واحد هزینه شده است در دسترس باشد. مضاف بر آن، اطلاعات عملکردی کلیه تجهیزات نیز باید در اختیار باشد. میزان دقت این روش به میزان دقت و در دسترس بودن این اطلاعات وابسته است. این روش به یک تخمین دقیق و مهندسی نیازمند است تا در مورد میزان کاهش عمر تجهیزات به واسطه هر بار راه‌اندازی و خروج واحد بتوان تصمیم‌گیری نمود.

لازم به ذکر است که در واحدهای سوخت فسیلی از هر دو رویکرد فوق، یعنی رویکرد ارزش‌گذاری بالا به پایین و پایین به بالا به شکل همزمان بهره گرفته می‌شود. با توجه به تعدد ورود و خروج واحدهای حرارتی، جمع‌آوری و آنالیز داده‌ها بر اساس سابقه تاریخی هر واحد نیروگاهی و مقایسه هزینه‌های آن با هزینه‌های حالت پایه آن واحد، می‌تواند دید مناسبی برای طرح‌ریزی و پیاده‌سازی رویکردهای ذکر شده ارائه نماید. با این حال، همانگونه که ذکر آن رفت، تشخیص میزان فرسودگی واحد به ازای هر بار راه‌اندازی و خروج واحد، یک موضوع کاملاً تجربی است و باید توسط افراد خبره در هر نیروگاه این موضوع بررسی و واکاوی گردد. در این مقاله، از استراتژی ارزش‌گذاری از پایین به بالا به منظور تخمین هزینه‌های هر بار راه‌اندازی و خروج واحد استفاده شده است. به علاوه، سناریوهای مختلفی با تکیه بر ارزیابی شدت آسیب‌های وارده بر استاتور نیروگاه در نظر گرفته شده است. بر همین اساس، تخمین‌های متفاوتی برای هزینه‌های مورد نظر بدست آمده است.

۳- تخمین هزینه‌های راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی

در یک سیستم واقعی، هزینه متناظر با راه‌اندازی و خروج واحدها، متأثر از مؤلفه‌های متعددی است. با این حال، متأسفانه، در حال حاضر هیچ اجماع علمی و صنعتی بر روی این موضوع که کدام یک از مؤلفه‌ها باید در مدل لحاظ گردد و چگونه هر یک از آن‌ها محاسبه می‌شوند و اینکه مهمترین شاخص و اثرگذارترین مورد کدام یک از این موارد است، وجود ندارد. در این مطالعه، مهمترین شاخص‌های معرفی شده در مراجع مورد مطالعه، تعیین شده است. نتایج این تحلیل می‌تواند برای دیگر واحدهای آبی و حتی واحدهای تلمبه–ذخیره‌ای نیز مـــورد استفاده قرار گیرد. به طور کلی، عوامل اقتصادی مربوط به ورود و خروج واحدهای نیروگاهی به دو دسته تقسیم می‌شوند (Chang et al., 2001):

– مجموعه عواملی که به افزایش هزینه‌های واحد منتهی می‌شوند.

– مجموعه عواملی که باعث کاهش درآمدهای واحد نیروگاهی می‌شوند.

هزینه‌هایی که به واسطه ورود و خروج مکرر به واحدهای برقآبی تحمیل می‌شود و یا درآمدهای آن را کاهش می‌دهد، طبق گزارش EPRI، به شرح زیرند:

– هزینه افزایشی تعمیرات به دلیل افزایش نرخ راه‌اندازی و خروج واحد، که با C_M نشان داده می‌شود.

– هزینه افزایشی تعویض قطعات و نوسازی به دلیل افزایش نرخ راه‌اندازی و خروج واحد، که با C_R نشان داده می‌شود.

– کاهش درآمدهای تولید به دلیل توقف واحد، C_G که شامل هزینه انرژی آبی، C_{WE}، هزینه دسترس‌پذیری واحد، C_A و هزینه فرصت، C_O می‌باشد.

– هزینه آب به عنوان یک کالای تجاری، که با C_{WC} نشان داده می‌شود.

فرسودگی تجهیزات هم بر نرخ تعمیرات و هم بر نرخ نوسازی آن‌ها اثرگذار است. نظریه‌های متعدد و مختلفی در این زمینه وجود دارند و بر این موضوع صحه می‌گذارند که چه تجهیزاتی به شدت تحت تأثیر ورود و خروج‌های مکرر دچار فرسودگی می‌شوند. در کلیه موارد یاد شده، نگرانی اساسی این است که تنش‌های حرارتی در زمان ورود و خروج واحد، می‌تواند بر کیفیت عایق‌بندی سیم‌پیچ‌های استاتور اثرگذار باشد. نیروهای مکانیکی و الکترومغناطیسی در فضای استاتور نیز عامل دیگری است که می‌تواند بر سیم‌پیچ استاتور اثرات مخربی داشته باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

ورود و خروج مکرر واحدها در کنار شرایط بهره‌برداری پیوسته از نیروگاه، همگی باعث فرسودگی تجهیزات و ادوات نیروگاه می‌شوند. تنش‌های الکتریکی و مکانیکی در واحد مهمترین عامل برای فرسودگی و تحمیل هزینه‌ها به واحد به شمار می‌روند. اگر چه تعویض قطعات و جایگزینی آن‌ها در طول عمر مفید یک واحد نیروگاهی امری بدیهی و غیرقابل انکار است، اما با این حال راه‌اندازی و خروج متعدد یک واحد، در تحمیل این هزینه‌ها که معمولاً ارقام قابل توجهی نیز هستند، بی‌تأثیر نیست. تعیین هزینه افزایشی متناظر با تعویض قطعات نیروگاهی، در گام نخست، نیازمند در اختیار داشتن عمر مفید هر یک از تجهیزات نیروگاهی با فرض شرایط عادی بهره‌برداری و تعداد دفعات راه‌اندازی و خروج نرمال هر واحد نیروگاهی است. اطلاعات مربوط به عمر مفید تجهزات به شکل کلی توسط سازنده ارائه می‌شود. با این حال لازم است تا شرکت‌های متولی بهره‌برداری از تجهیزات، با در نظر گرفتن محل نصب و تأثیر ساختگاه، عمر مفید تقریبی هر یک از تجهیزات نیروگاه را تخمین بزنند. معمولاً در چنین مواردی از آنالیزهای آماری و سوابق تاریخی مربوط به تعویض قطعات بخش‌های مختلف و بر اساس اطلاعات موجود در آرشیو تعمیر و نگهداری واحد، برای تخمین هزینه‌های متناظر با راه‌اندازی و خروج واحد، استفاده می‌شود. در جدول ۱ نمونه‌ای از عمر تجهیزات مربوط به کتابچه تعویض قطعات نیروگاه‌های آبی در ایالات متحده که با کمک مهندسین نروژی تکمیل شده، ارائه شده است (Bureau, 2006). افزایش تعداد دفعات راه‌اندازی و خروج یک واحد نیروگاهی، تبعات هزینه‌ای دیگری را نیز به دنبال خواهد داشت. یکی از این موارد، کاهش میزان تولید انرژی توسط واحد تولیدی است که در نهایت باعث کاهش درآمدهای واحد از مشارکت در بازار برق می‌گردد. در تعیین هزینه راه‌اندازی و خروج واحد، از یک سری فرضیات و تخمین‌های کلی برای تعیین ارزش هر شاخص، استفاده شده است که هر یک در جای خود قابل بحث و استنتاج است. بنابراین، لازم است تا یک آنالیز حساسیت به منظور تعیین میزان نقش و اثرگذاری هر یک از شاخص‌ها بر روی هزینه نهایی راه‌اندازی و خروج واحدهای نیروگاهی صورت پذیرد. با استفاده از آنالیز حساسیت می‌توان تعیین کرد که کدام یک از شاخص‌ها سهم بیشتری در تعیین هزینه مورد نظر در یک واحد دارند.

در جدول ۱، مؤلفه‌های ثابت تأثیرگذار بر هر بار راه‌اندازی و خروج واحد بر اساس عمر مفید (ستون دوم)، هزینه کل تعویض قطعات (ستون سوم)، هزینه سالانه تعویض قطعات (ستون چهارم)، درصد تعویض بر اساس استاندارد EPRI (ستون پنجم) و سهم هزینه هر بار راه‌اندازی و خروج واحد بر اساس تعداد دفعات عادی راه‌اندازی و خروج هر واحد (ستون ششم) ارائه شده است. اطلاعات مربوط به ستون‌های اول تا سوم این جدول، توسط (Bureau, 2006) گزارش شده است. این مؤلفه‌ها به صورت ثابت به ازای هر بار راه‌اندازی و خروج واحد محاسبه شده است. مجموع هزینه‌های یاد شده به ازای هر بار راه‌اندازی و خروج واحد آبی مورد نظر، معادل با ۳۰۱/۸۶ دلار بدست آمده است.

در جدول ۲، هزینه‌های افزایشی تعمیر و نگهداری، C_M، هزینه افزایشی تعویض قطعات و نوسازی، C_R، هزینه آب به عنوان یک کالای تجاری، C_{WC}، کاهش درآمدهای تولید به دلیل توقف واحد، C_G، که شامل هزینه انرژی آبی، C_{WE}، هزینه دسترس‌پذیری واحد، C_A و هزینه فرصت، C_O می‌باشد، ارائه شده است. مجموع هزینه‌های یاد شده برابر با ۱۲۹ دلار می‌باشد.

Table 1- Fixed-cost terms corresponding to each start-up and shut-down action based on EPRI model (Bureau, 2006)

جدول ۱- تعیین مؤلفه‌های ثابت در هر بار راه‌اندازی و خروج واحد بر اساس مدل EPRI (Bureau, 2006)

Component	Service Life (Year)	Total Replacement Cost ($)	Annual Replacement Cost ($)	Replacement (%)	Replacement Cost ($)
Field Winding	50	350000	7000	13	26.00
Circuit Breaker	35	200000	5714.29	13	21.22
Exciter	45	700000	15555.56	13	57.78
Governor	50	500000	10000	13	37.14
Turbine Runner	50	1500000	30000	13	111.43
Thrust & Guide	50	275000	5500	13	20.43
Seal Rings	20	150000	7500	13	27.86

Table 2- Average start-up and shut-down costs based on EPRI model (Bureau, 2006)

جدول ۲- هزینه‌های متوسط راه‌اندازی و خروج واحد بر اساس گزارش EPRI (Bureau, 2006)

Terms	C_M	C_{WE}	C_A	C_O	C_E	C_{WC}
Cost ($)	8	10	36	0	3	72

www.SID.ir

Archive of SID

همچنین، سه سناریو برای ارزیابی اثرات مخرب راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی بر روی استاتور در نظر گرفته شده است. در سناریو نخست، هزینه‌های مربوط به خرابی و استهلاک استاتور نادیده گرفته شده است. از این‌رو، هزینه هر بار راه‌اندازی و خروج واحد، برابر با ۴۳۰/۸۶ دلار بدست می‌آید. در سناریو دوم، با فرض آنکه پس از ۲۰ سال، نیاز به انجام تعمیرات اساسی برای استاتور با صرف هزینه ۱۵۰ هزار دلار باشد، هزینه هر بار راه‌اندازی و خروج نرمال واحد، ۲۷/۸۶ دلار بدست می‌آید که منجر به افزایش هزینه‌ها به رقم ۴۵۸/۷۲ دلار به ازای هر بار راه‌اندازی و خروج واحد از مدار می‌گردد. در سناریو سوم، فرض بر این است که بعد از گذشت ۲۰ سال، استاتور نیاز به سیم‌پیچی مجدد با صرف هزینه سه میلیون دلار داشته باشد. اثر این هزینه هنگفت که دور از انتظار نیز نمی‌باشد، برای هر بار راه‌اندازی و خروج واحد رقمی معادل ۴۴۵/۷۱ دلار به هزینه‌های قبل اضافه خواهد کرد و در نتیجه، هزینه هر بار راه‌اندازی و یا خروج واحد آبی از مدار را به رقم ۸۷۶/۵۷ دلار افزایش خواهد داد.

در بخش بعدی مدل ریاضی مسئله برنامه‌ریزی تولید در سیستم آبی–حرارتی ارائه شده که در آن هزینه‌های راه‌اندازی و خروج واحد از مدار در مدل در نظر گرفته شده است. در بخش شبیه‌سازی، اثر این هزینه‌ها بر آرایش تولید واحدها مورد بحث و بررسی قرار گرفته است.

۴- مدل ریاضی مسأله بهره‌برداری کوتاه مدت از واحدهای آبی–حرارتی

مسأله بهره‌برداری از واحدهای آبی و حرارتی، در افق کوتاه مدت را می‌توان در قالب یک مسأله بهینه‌سازی مختلط با عدد صحیح غیرخطی مدل‌سازی نمود (Yuan et al., 2017). تابع هدف مسئله، کمینه‌سازی هزینه مربوط به بهره‌برداری از مجموعه واحدهای نیروگاهی، با در نظر گرفتن هزینه راه‌اندازی و خروج کلیه واحدها، اعم از آبی و حرارتی، در افق مطالعه است. هر یک از واحدها، دارای محدودیت‌ها و قیود فنی و اقتصادی خاصی هستند که باید در مطالعات مورد توجه قرار گیرند. در ادامه، مدل ریاضی تابع هدف و قیود مسأله بهره‌برداری کوتاه مدت، ارائه شده است.

۴-۱- تابع هدف مسأله

در بهره‌برداری کوتاه مدت از تجهیزات شبکه قدرت، از دیدگاه بهره‌بردار بازار برق، کمینه‌سازی مجموع هزینه‌های مرتبط با تولید انرژی الکتریکی مورد نظر است. در فضای رقابتی بازار برق، هر یک از تولیدکنندگان انرژی الکتریکی، پیشنهادات قیمتی خود را به مدیر بازار برق ارسال می‌کنند. بهره‌بردار سیستم قدرت، بر اساس هزینه‌های بهره‌برداری، قیود امنیت شبکه و مباحث مربوط به پایداری شبکه قدرت، آرایش بهینه تولید را تعیین می‌نماید و این آرایش تولید مبنای بهره‌برداری برای افق مورد نظر خواهد بود. با توجه به این موضوع که هدف اصلی از حل مسأله برنامه‌ریزی تولید کوتاه مدت واحدهای نیروگاهی، تأمین بار با کمترین هزینه ممکن از میان کلیه واحدهای شرکت‌کننده در بازار برق می‌باشد، تابع هدف مسأله به شکل یک مسأله بهینه‌سازی به صورت رابطه (۱) قابل توصیف است:

(۱)

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{NG}\sum_{t=1}^{NT}\left(\left[a_i + b_i PG_{it} + c_i PG_{it}^2\right]\times I_{it} + SU_{it} + SD_{it}\right) + \sum_{j=1}^{NH}\sum_{t=1}^{NT}\left(PH_{jt}\times\lambda_t + SU_{jt} + SD_{jt}\right) + \sum_{j=1}^{NH}\sum_{t=1}^{NT}$$

در این رابطه، تابع هدف شامل سه بخش اصلی است. بخش اول، مربوط به هزینه‌های بهره‌برداری و راه‌اندازی و خروج واحدهای نیروگاهی با سوخت فسیلی است. بخش دوم، مربوط به هزینه‌های خرید انرژی الکتریکی از واحدهای برقآبی و هزینه‌های مربوط به ورود و خروج این واحدها از مدار می‌باشد. بخش سوم در تابع هدف مربوط به جریمه تخلیه آب از سدهای مخزنی است و برای این منظور در نظر گرفته شده است تا حداکثر بهره‌وری از آب ذخیره پشت سد صورت پذیرد و تا آنجا که ممکن است تخلیه آب پشت سد با تولید انرژی از طریق عبور آب از طریق توربین واحد صورت پذیرد. در بخش اول، که مربوط به هزینه تولید انرژی در واحدهای سوخت فسیلی است، از یک تابع درجه دو برای مدل‌سازی میزان سوخت مصرفی واحدهای حرارتی برای تولید انرژی الکتریکی استفاده شده است. ضرایب ثابت (a,b,c) برای هر واحد از طریق برازش منحنی‌های میزان تولید بر حسب سوخت مصرفی بدست می‌آید که با در نظر گرفتن قیمت سوخت، هزینه بهره‌برداری به ازای هر مگاوات ساعت انرژی تولید شده در هر یک از واحدهای حرارتی بدست خواهد آمد. هزینه‌های مربوط به ورود و خروج هر یک از واحدهای سوخت فسیلی که عمدتاً شامل میزان سوخت مصرفی برای سنکرون شدن واحد در مرحله راه‌اندازی و همچنین، مصرف سوخت برای نگه‌داشتن واحد در شرایط ترمودینامیکی تعیین شده توسط سازنده واحدها است، به شکل مشخص توسط شرکت سازنده نیروگاه مشخص شده و در اختیار بهره‌بردار بازار قرار داده می‌شود. در مورد واحدهای آبی، قیمت انرژی الکتریکی برای خرید از این واحدها می‌تواند به شکل از پیش تعیین شده و نرخ‌گذاری شده باشد و یا اینکه هر یک از واحدهای تولیدی، قیمت پیشنهادی خود را برای مشارکت در بازار به بهره‌بردار بازار اعلام کنند. در هر حال، قیمت انرژی خریداری شده بر حسب دلار به ازای

www.SID.ir

Archive of SID

هر مگاوات ساعت، به شکل خطی در نظر گرفته شده است. بخش سوم، در تابع هدف، مربوط به مدیریت منابع آب جهت کنترل میزان آب تخلیه شده از طریق سدهای مخزنی است. در این مدل فرض بر این است که تخلیه آب از مخزن سد از طریق توربین و دریچه‌های تخلیه و سرریز سد امکان‌پذیر است. لازم به ذکر است که میزان آب تخلیه شده از مخزن در صورتی که از آن انرژی الکتریکی استحصال نگردد به عنوان یک جریمه در این مدل در نظر گرفته شده است. بدیهی است در ساعاتی که واحد آبی تولید انرژی داشته باشد، حجم مشخصی از آب از مخزن تخلیه خواهد شد که با توجه به تولید انرژی الکتریکی، بهره‌وری واحد برقآبی افزایش خواهد یافت. در غیر این‌صورت، میزان آب تخلیه شده فقط برای تأمین حقآبه پایین‌دست سد توجیه‌پذیر خواهد بود. لازم به ذکر است، پنجره‌های زمانی معادل با یک ساعت در نظر گرفته شده است. از این‌رو، میزان توان تولیدی واحدها که برای یک ساعت ثابت در نظر گرفته شده است، معادل با میزان انرژی در همان ساعت خواهد بود.

۴-۲- قید تعادل تولید و مصرف

مهمترین قید بهره‌برداری از مجموعه واحدهای نیروگاهی، تأمین بار الکتریکی و برقراری تعادل تولید و مصرف است. میزان تقاضای بار الکتریکی برای افق روزانه، یک روز قبل از اجرای برنامه‌ریزی و بر اساس اطلاعات تجربی، میزان تقاضای روزهای قبل و دیگر شاخص‌های تأثیرگذار بر آن، پیش‌بینی شده و در اختیار نهاد بهره‌بردار بازار برق قرار داده می‌شود. قید تعادل تولید و مصرف در هر ساعت به شکل رابطه (۲) قابل توصیف است:

$$\sum_{i=1}^{NG} PG_{it} + \sum_{j=1}^{NH} PH_{jt} = P_{D,t} + P_{L,t} \qquad (۲)$$

در این رابطه، میزان تولید انرژی الکتریکی در کلیه واحدهای حرارتی و آبی باید با میزان تقاضا برای انرژی الکتریکی و تلفات شبکه انتقال، برابر باشد. همانگونه که در بالا نیز اشاره گردید، پنجره‌های زمانی معادل با یک ساعت در نظر گرفته شده است. از این‌رو، میزان توان تولیدی در یک ساعت، معادل با میزان انرژی در بازه زمانی خواهد بود. میزان تقاضای بار به عنوان ورودی مسأله برنامه‌ریزی شناخته می‌شود و تلفات با حل مسأله پخش بار بهینه[۲] (OPF) در شبکه محاسبه می‌گردد.

۴-۳- قید رزرو بهره‌برداری

از آنجا که پیش‌بینی دقیق برای تقاضای انرژی الکتریکی امکان‌پذیر نبوده و از سوی دیگر، تقاضای انرژی الکتریکی در هر لحظه با نوساناتی همراه است، از این‌رو، به منظور تأمین مطلوب تقاضای بار الکتریکی، لازم است بخشی از ظرفیت نیروگاه‌های در حال تولید آزاد باشد تا بتواند نوسانات بار که منجر به نوسانات فرکانس در شبکه می‌گردند، را پوشش دهد. با این توصیف، رابطه رزرو مورد نیاز برای بهره‌برداری ایمن از سیستم قدرت، به شکل رابطه (۳) قابل مدل‌سازی است:

$$\sum_{i=1}^{NG} PG_{it}^{max} \times I_{it} + \sum_{j=1}^{NH} PH_{jt}^{max} \times I_{jt} \geq (1+\alpha) P_{D,t} \qquad (۳)$$

در این رابطه α ضریب رزرو مورد نیاز برای تأمین مطمئن بار است که توسط بهره‌بردار تعیین می‌گردد. مقدار مرسوم برای تخصیص رزرو رقمی بین ۵ تا ۱۰ درصد تقاضای ساعتی بار است (Simab et al., 2018).

۴-۴- قید محدودیت تولید واحدها

هر یک از واحدهای نیروگاهی، اعم از آبی و حرارتی، دارای یک سری محدودیت‌ها برای تولید انرژی می‌باشند. حداکثر مقدار مجاز تولید در هر واحد نیروگاهی را ظرفیت نامی آن تجهیز تعیین می‌کند. با این حال، حداقل مقدار مجاز واحدهای نیروگاهی، بنا به دلایل الکتریکی، مکانیکی، هیدرولیکی و غیره نمی‌تواند از یک مقدار مجاز، کمتر باشد. در صورتی که واحد نیروگاهی روشن باشد، باید حتماً میزان تولید انرژی در محدوده مجاز واحد قرار داشته باشد. این قیود برای واحدهای حرارتی و آبی به ترتیب، در روابط (۴) و (۵) ارائه شده است.

$$PG_{it}^{min} \times I_{it} \leq PG_{it} \leq PG_{it}^{max} \times I_{it} \qquad (۴)$$

$$PH_{jt}^{min} \times I_{jt} \leq PH_{jt} \leq PH_{jt}^{max} \times I_{jt} \qquad (۵)$$

در این روابط، بالانویس‌های max و min به ترتیب، مقدار بیشینه و کمینه تولید مجاز واحدها می‌باشند. متغیر باینری I_{it} و I_{jt} متغیرهای باینری متناظر با وضعیت روشن یا خاموش بودن واحدهای حرارتی و آبی هستند. بدیهی است در صورتی که مقدار این متغیر باینری در هر ساعت "صفر" باشد، واحد مورد نظر در آن ساعت از مدار خارج بوده و در نتیجه هیچ تولیدی نخواهد داشت.

۴-۵- قید محدودیت خاموش یا روشن بودن واحدهای حرارتی

واحدهای نیروگاهی از نوع حرارتی، به دلیل محدودیت‌های ترمودینامیکی مجاز به خروج و یا ورود مجدد پس از خاموشی نخواهد بود. از این‌رو، لازم است پس از ورود واحدهای حرارتی به مدار، حداقل یک زمان مشخص باید در مدار باقی بماند و همچنین، پس از خروج از مدار، نمی‌تواند بدون سپری شدن زمان مجاز مجدداً به مدار باز گردد. حداقل زمان در مدار ماندن بعد از روشن شدن واحد حرارتی i با T_i^{on} و حداقل زمان لازم برای خاموش ماندن واحد مورد نظر پس از خروج از مدار، با T_i^{off} توسط شرکت سازنده واحد نیروگاهی مشخص

www.SID.ir

Archive of SID

می‌گردد. کل زمان‌های در مدار بودن واحد تا قبل از خاموشی واحد با MUT و برای زمان‌های خارج از مدار بودن واحد تا قبل از راه‌اندازی مجدد با MDT مشخص می‌گردد. روابط (۶) و (۷) به ترتیب، مدل ریاضی قیود رعایت حداقل زمان در مدار ماندن واحد پس از راه‌اندازی و خارج از مدار ماندن واحد پس از خروج از مدار را نشان می‌دهند:

$$\left[MUT_{i(t-1)} - T_i^{on}\right]\times\left[I_{i(t-1)} - I_{it}\right]\geq 0 \qquad (۶)$$

$$[MDT_{i(t-1)} - T_i^{off}]\times[I_{it} - I_{i(t-1)}]\geq 0 \qquad (۷)$$

لازم به ذکر است که این محدودیت، برای واحدهای حرارتی در نظر گرفته شده است و واحدهای آبی، می‌توانند در زمان بسیار کوتاهی وارد مدار شده و در صورت عدم نیاز به آن‌ها، سریعاً از مدار خارج گردند. در این مقاله، پنجره زمانی ارزیابی مسأله بهره‌برداری معادل یک ساعت در نظر گرفته شده است. از این‌رو، ورود و خروج واحدهای آبی در هر یک از ساعات برنامه‌ریزی بدون بروز مشکل قابل انجام است.

۴-۶- قیود متناظر با هزینه راه‌اندازی و خروج واحدها از مدار

برای لحاظ نمودن هزینه راه‌اندازی و خروج واحدهای نیروگاهی از یک سری متغیرهای باینری که با متغیر نظیر با وضعیت در مدار بودن واحدها، یعنی I_{it} و I_{jt} در ارتباط هستند، استفاده شده است. متغیر باینری St_{it} و Sd_{it} متناظر با راه‌اندازی و خروج واحدهای حرارتی و متغیرهای باینری St_{jt} و Sd_{jt} برای تعیین وضعیت راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی در نظر گرفته شده‌اند. ارتباط این متغیرها با متغیر باینری وضعیت روشن و یا خاموش بودن واحدهای حرارتی به شرح زیر است:

$$I_{it} - I_{i(t-1)} = St_{it} - Sd_{it} \qquad (۸)$$

این متغیرهای کمکی از نوع باینری هستند و تضمین می‌کنند که در صورت خروج واحد از مدار در ساعت t، سمت چپ معادله برابر با "۱-" شده، در نتیجه به منظور برقراری تساوی، متغیر باینری St_{it} باید برابر با "صفر" و متغیر باینری Sd_{it} باید برابر با "یک" باشد. به همین ترتیب، برای ورود یک واحد به مدار، سمت چپ تساوی برابر با "۱+" خواهد بود و شرط برقراری تساوی این است که متغیر باینری St_{it} برابر با "یک" و متغیر باینری Sd_{it} برابر با "صفر" باشد. با ضرب کردن این متغیرهای باینری در هزینه راه‌اندازی و خاموش شدن واحد، مقدار واقعی هزینه‌های یاد شده در تابع هدف بدست می‌آید. از این‌رو، هزینه راه‌اندازی و خاموش‌سازی واحدهای حرارتی از روابط زیر بدست می‌آیند:

$$SU_{it} = St_{it}\times Start_Up_i \qquad (۹)$$

$$SD_{it} = Sd_{it}\times Shut_Down_i \qquad (۱۰)$$

برای اطمینان از این موضوع که در یک ساعت، واحد نیروگاهی حداکثر یک‌بار وضعیت خاموش یا روشن بودن را تجربه نماید، از یک معادله کمکی نیز برای این منظور استفاده شده است که رابطه ریاضی آن به شرح زیر است:

$$0\leq St_{it} + Sd_{it}\leq 1 \qquad (۱۱)$$

مشابه با روابط (۹-۱۱) برای واحدهای آبی نیز چنین قیودی در نظر گرفته شده است که معادلات مربوط به آن‌ها عبارتند از:

$$I_{jt} - I_{j(t-1)} = St_{jt} - Sd_{jt} \qquad (۱۲)$$

$$SU_{jt} = St_{jt}\times Start_Up_j \qquad (۱۳)$$

$$SD_{jt} = Sd_{jt}\times Shut_Down_j \qquad (۱۴)$$

$$0\leq St_{jt} + Sd_{jt}\leq 1 \qquad (۱۵)$$

۴-۷- قید مربوط به مشخصه تولید واحدهای آبی

واحد نیروگاهی برقآبی مورد نظر در این مطالعه، از نوع مخزنی است. در واحدهای مخزنی، می‌توان از مدل تولید انرژی بر اساس منحنی‌های تولید موسوم به Hill Chart استفاده نمود. شکل ۱ یک نمونه از منحنی‌های تولید در واحدهای برقآبی را نشان می‌دهد. همانگونه که از شکل نیز مشخص است، میزان بازدهی و میزان تولید توان الکتریکی، تابعی غیرخطی از میزان هد مؤثر واحد و همچنین میزان دبی خروجی از طریق توربین‌های واحد می‌باشد (Finardi et al., 2005). بر اساس منحنی‌های تولید، محدودیت‌های مربوط به میزان تولید، ناحیه ممنوعه تولید و همچنین بازه عملکرد واحد در تولید انرژی مشخص می‌گردد. به عنوان نمونه، در منحنی یاد شده، میزان تولید انرژی الکتریکی در بازه ۷۰ الی ۹۰ مگاوات، به دلیل پدیده کاویتاسیون و ایجاد لرزش‌های مکانیکی ممنوع می‌باشد. تعیین معادله توان به صورتی که بتواند توصیف کننده دقیق رفتار این واحد تولیدی باشد، بسیار مشکل بوده و از سوی دیگر، برای تخمین مناسب ضرایب عددی مربوط به معادله توصیف کننده، به داده‌های زیادی از سابقه واحد نیروگاهی نیاز است (Finardi et al., 2005). بسته به نوع توربین و ساختگاه آن، هر یک از توربین‌های رایج مورد استفاده در نیروگاه‌های برقآبی، محدودیت‌های تولید، دبی خروجی، توان قابل استحصال و بازدهی خاص به خود را دارند. مشخصات بهره‌برداری و محدودیت‌های تولید هر واحد شدیداً به شرایط بارگیری، هد مؤثر و میزان دبی خروجی از واحد مورد نظر وابسته است.

طبق معادله توان تولیدی در واحدهای برقآبی، میزان تولید توان متناسب با هد مؤثر، وزن ویژه آب، دبی تخلیه آب و بازدهی واحد است. با این حال، میزان بازدهی واحد نیز در عمل، ثابت نبوده و خود تابعی از میزان هد مؤثر خواهد بود. از سوی دیگر، در معادلات تعادل مخزن، میزان آب ورودی و خروجی از سد، به شکل مستقیم بر هد مؤثر سد اثرگذار خواهد بود.

www.SID.ir

Archive of SID

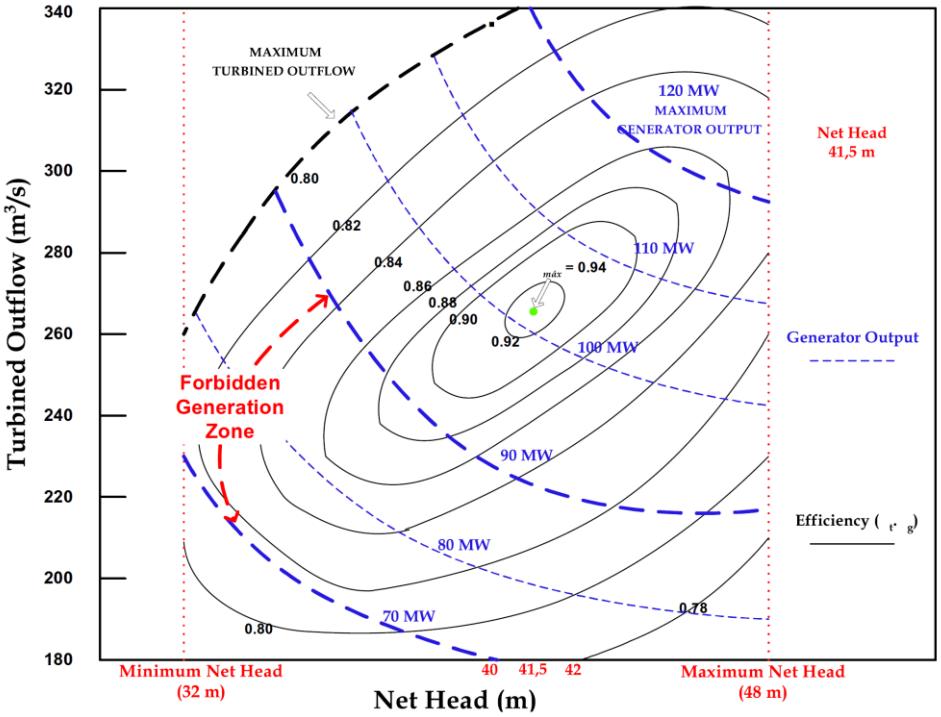

Fig. 1- A typical Hill Chart for hydro generation unit (Finardi et al., 2005)

شکل ۱- منحنی Hill Chart یک واحد برقآبی نمونه (Finardi et al., 2005)

در سال‌های گذشته، برای مطالعات میان مدت بهره‌برداری، از مدل تولید انرژی الکتریکی مبتنی بر حجم مخزن و دبی خروجی استفاده شده است (Basu, 2010). در این مدل اثر بازدهی به ازای سطوح مختلف بارگیری از واحدهای آبی در معادله تولید توان لحاظ شده است. ضمن آنکه، پارامترهای دیگری نظیر مثل میزان رسوب آب در پشت مخزن، اثر تبخیر سطحی آب و کاهش بازدهی به دلیل فرسودگی واحد نیز به طور مشخص در این مدل قابل اعمال است. به طور مشخص، از این مدل غیرخطی که ضرایب مربوط به آن از برازش منحنی‌های مختلف تولید به ازای شرایط مختلف بهره‌برداری از واحد قابل دستیابی است، می‌توان در مطالعات کوتاه مدت و میان مدت بهره گرفت (Javadi et al., 2011). در این مقاله، معادله تولید انرژی الکتریکی در واحدهای برقآبی از نوع مخزنی بر اساس رابطه غیرخطی که ضرایب عددی آن توسط (Javadi et al., 2011) ارائه شده، برای تعیین میزان توان تولیدی واحد برقآبی استفاده شده است:

(۱۶)

$$PH_{jt} = \left[C_1 V_{jt}^2 + C_2 Q_{jt}^2 + C_3 V_{jt} Q_{jt} + C_4 V_{jt} + C_5 Q_{jt} + C_6\right] \times I_{jt}$$

این رابطه نشان می‌دهد که در صورت روشن بودن واحد، میزان تولید در هر ساعت تابعی از منحنی غیرخطی واحد بوده و در صورت خاموش بودن واحد، میزان تولید برابر با صفر خواهد بود.

۴-۸- قیود مربوط به حجم ذخیره مخزن واحد آبی

یکی از قیود مهم در برنامه‌ریزی از واحدهای برقآبی، معادله دینامیکی حجم آب مخزن است. میزان حجم آب درون مخزن در هر ساعت، تابعی از حجم آن در ساعت قبل، میزان ورودی آب به درون مخزن، میزان دبی خارج شده از طریق توربین و سرریز از سد خواهد بود. این معادله، به دلیل وابستگی به زمان‌های قبل، دارای ماهیت دینامیکی بوده و منجر به پیچیده‌تر شدن مسئله بهینه‌سازی مورد نظر خواهد شد. بیان ریاضی این قید به شرح رابطه (۱۷) می‌باشد:

$$V_{jt} = V_{j(t-1)} + Inflow_{jt} - Q_{jt} - Spillage_{jt} \qquad (۱۷)$$

در این رابطه که کلیه متغیرها از نوع متغیرهای تصمیم مثبت در نظر گرفته شده‌اند، میزان ورودی به حجم مخزن، Inflow، با علامت مثبت و میزان دبی خروجی از طریق توربین، Q، و سرریز از سد، Spillage، با علامت منفی لحاظ شده‌اند. با توجه به این نکته که مطالعات در بازه‌های زمانی یک ساعته پیاده‌سازی شده است، از نظر دیمانسیون، در معادله تعادل حجم مخزن، متغیرهای مورد استفاده دارای ابعاد مشابه می‌باشند.

میزان حجم آب مخزن در ابتدای افق برنامه‌ریزی مشخص است و بهره‌بردار با محدودیت میزان تخلیه حجم مخزن در طول افق بهره‌برداری مواجه می‌باشد. بر اساس برآورد میزان آب ورودی به

www.SID.ir

Archive of SID

مخزن و مطالعات مربوط به مدیریت منابع آب، حداقل حجم مجاز مخزن در انتهای افق برنامه‌ریزی به عنوان یک قید در نظر گرفته می‌شود. همچنین، در طول افق برنامه‌ریزی، حجم مخزن نباید از محدوده مجاز ذخیره سد تخطی کند. روابط ریاضی متناظر با این قیود در روابط (۱۸) الی (۲۰) ارائه شده است:

$$V_{j(t=1)} = V_j^{Initial} \quad (۱۸)$$

$$V_{j(t=24)} \geq V_j^{End} \quad (۱۹)$$

$$V_j^{min} \leq V_{jt} \leq V_j^{max} \quad (۲۰)$$

۴-۹- قیود مربوط به میزان خروجی آب از سد

بنا به مسائل زیست محیطی، مقدار حداقل آبی که باید از طریق مخزن سد آزاد گردد تا اکوسیستم رودخانه‌ای که سد بر روی آن احداث شده است به هم نخورد، از قبل مشخص شده و به بهره‌بردار بازار برق اعلام می‌گردد. بر این اساس، باید برنامه‌ریزی تولید به‌گونه‌ای صورت پذیرد که ضمن برقراری حقآبه پایین دست، از آب خارج شده از مخزن سد، حداکثر بهره‌برداری صورت پذیرد. به این معنی که آزادسازی آب اگر همراه با تولید انرژی الکتریکی باشد، بهره‌وری از منابع آب بیشتر از حالتی خواهد بود که دریچه‌های سرریز سد برای تأمین قیود زیست محیطی باز گردند. به علاوه، میزان دبی خروجی از مجرای توربین نیز دارای یک محدودیت به صورت رابطه (۲۱) می‌باشد که باید مورد توجه قرار گیرد:

$$Q_j^{min} \times I_{jt} \leq Q_{jt} \leq Q_j^{max} \times I_{jt} \quad (۲۱)$$

$$Spillage_{jt} \leq Discharge_{jt}^{max} \quad (۲۲)$$

رابطه (۲۲) اشاره به حداکثر مقدار مجاز تخلیه از طریق دریچه‌های اطمینان سد برای برآورده کردن قیود زیست‌محیطی را نشان می‌دهد. حد بالایی این قید، حداکثر مقدار آبی است که برای تأمین قید زیست محیطی باید از طریق سد آزاد گردد. لازم به ذکر است که این قید، برای شرایط حالت ماندگار در نظر گرفته شده و آزادسازی آب در شرایط وقوع سیلاب در این حالت مورد توجه نیست. بدیهی است، حداقل مقدار مجاز تخلیه آب، برابر باید به شکل رابطه (۲۳) بیان گردد:

$$Discharge_{jt}^{min} \leq Spillage_{jt} + Q_{jt} \quad (۲۳)$$

بدیهی است، در صورتی که میزان تقاضا برای تأمین آب پایین‌دست سد ثابت باشد، مقدار حداکثر مقدار مجاز تخلیه آب در رابطه (۲۲) با مقدار حداقل مجاز تخلیه در رابطه (۲۳) با یکدیگر برابر خواهند بود. از این‌رو، مقدار تقاضای آب برای تأمین قید زیست محیطی، برابر با میزان دبی خروجی از طریق توربین و تخلیه از طریق دریچه‌های اطمینان سد خواهد بود.

۴-۱۰- قیود حداکثر مقدار انرژی مجاز تولیدی

واحدهای آبی علاوه بر محدودیت‌های تولید توان، دارای یک محدودیت در تولید انرژی نیز می‌باشند. به این معنی که چنین واحدهایی به دلیل محدودیت منابع آب، مجاز به تولید انرژی به شکل مستمر نیستند. از این‌رو، این واحدها به عنوان واحدهای "انرژی محدود" شناخته می‌شوند. حداکثر میزان مجاز تولید انرژی، در هر فصل متفاوت بوده و بستگی به حجم ذخیره مخزن، میزان دبی ورودی به سد و ... دارد. این محدودیت، به صورت رابطه (۲۴) مدل شده است:

$$\sum_{t=1}^{NT} PH_{jt} \leq Energy_j \quad (۲۴)$$

در این رابطه، حداکثر مقدار مجاز انرژی قابل استحصال از هر واحد آبی، با $Energy_j$ نشان داده شده است.

۵- شبیه‌سازی مورد مطالعاتی

به منظور ارزیابی هزینه‌های ورود و خروج واحدهای آبی بر مسأله برنامه‌ریزی تولید، یک مورد مطالعاتی شامل ۹ شین در نظر گرفته شده است. این سیستم، دارای ۹ واحد حرارتی با ظرفیت‌های متفاوت و یک واحد آبی از نوع سد مخزنی است. دیاگرام تک‌خطی شبکه مورد نظر در شکل ۲ ارائه شده است.

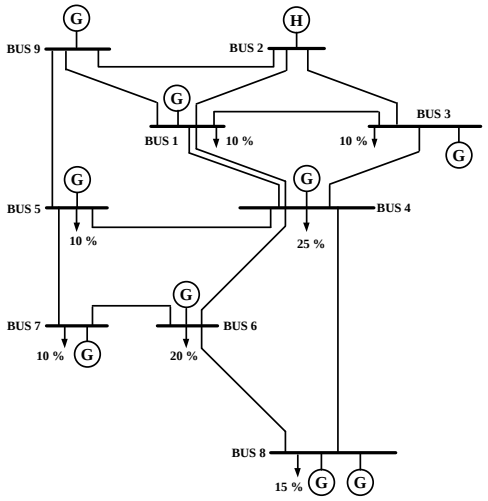

Fig. 2- Single line diagram of the case study
شکل ۲- دیاگرام تک‌خطی سیستم مورد مطالعه

سهم هر یک از بارهای الکتریکی که در شین‌های شبکه وجود دارند، بر حسب درصد از کل تقاضای بار نشان داده شده است. اطلاعات مربوط به واحدهای تولید انرژی حرارتی و آبی به ترتیب در جداول ۳ و ۴ و اطلاعات مربوط به ضریب بار و جریان آب ورودی به مخزن سد، در هر ساعت در جدول ۵ ارائه شده است. برای محاسبه مقدار بار در هر یک از شین‌های شبکه، کافی است سهم درصد بار هر یک از

www.SID.ir

Archive of SID

شین‌ها در ضریب بار ساعتی مورد نظر ضرب شده و نهایتاً این عدد در مقدار تقاضای پیک بار شبکه ضرب گردد. برای حل مسأله بهینه‌سازی مورد نظر در هر یک از سناریوهای پیشنهادی، از نرم‌افزار GAMS و حل کننده مختلط با عدد صحیح غیر خطی DICOPT استفاده شده است.

در تحلیل مسأله برنامه‌ریزی بهینه واحدهای تولید، فرضیاتی به منظور ساده‌سازی حل مسأله، کاهش متغیرهای تصمیم و کاهش بار محاسباتی مسأله بهینه‌سازی برای افق مورد مطالعه در نظر گرفته شده است. به عنوان اولین فرض، محدودیت‌های شبکه انتقال نادیده گرفته شده است. از این‌رو، موقعیت مکانی واحدهای نیروگاهی و مراکز بار، در حل مسأله پخش بار بهینه اثر محدودکننده نخواهد داشت. به منظور کنترل منابع آب، جریمه سرریز سد معادل با ۱۰۰ دلار به ازای هر میلیون مترمکعب در نظر گرفته شده است. به منظور ارزیابی مسأله بهینه‌سازی، سناریوهای مختلفی در نظر گرفته شده که در ادامه به آنها اشاره شده است. میزان رزرو مورد نیاز برای بهره‌برداری ایمن شبکه برابر با ۱/۰۵ برابر میزان تقاضا در هر ساعت در نظر گرفته شده است.

۵-۱- ارزیابی بهره‌برداری در ساعت پیک

در این سناریو، ارزیابی وضعیت بهره‌برداری از شبکه در ساعت پیک بهره‌برداری، که بار شبکه معادل با ۱۴۰۰ مگاوات می‌باشد، مورد توجه قرار گرفته است. در این سناریو، هم برای حالتی که فقط واحدهای حرارتی در مدار هستند و هم برای حالتی که واحدهای حرارتی و واحد آبی در مدار باشند، برنامه‌ریزی تولید بهینه بدست آمده است. میزان آب ورودی به مخزن در این حالت معادل ۸ میلیون مترمکعب در ساعت، حجم آب ذخیره سد معادل ۱۰۰ میلیون مترمکعب و رزرو، در دو حالت مختلف، (معادل ۵٪ و ۱۰٪ بار پیک) در نظر است.

Table 3- Techno-economical data for thermal generation units

جدول ۳- اطلاعات فنی و اقتصادی واحدهای حرارتی

Unit	a_i	b_i	c_i	P^{max}	P^{min}	MUT_i	MDT_i	SU_i	SD_i
G_1	100	2.45	0.12	175	20	5	5	1000	1000
G_2	120	2.32	0.10	300	40	8	8	900	900
G_3	150	2.10	0.15	500	50	10	10	1000	1000
G_4	150	3.45	0.11	50	10	2	2	200	200
G_5	240	2.84	0.12	75	25	3	3	150	100
G_6	150	2.15	0.12	500	50	10	10	1000	1000
G_7	100	2.45	0.12	175	20	5	5	1000	1000
G_8	120	2.32	0.10	300	40	8	8	1000	1000
G_9	150	2.10	0.15	500	50	10	10	1000	1000

Table 4- Techno-economical data for hydro generation units

جدول ۴- اطلاعات فنی-اقتصادی واحد آبی

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	V^{min}	V^{max}
-0.0042	-0.42	0.03	0.90	10.0	-50	80	150
$V^{Initial}$	V^{End}	Q^{min}	Q^{max}	PH^{min}	PH^{max}	λ	Energy
100	120	5	15	40	500	2.5	500

Table 5- Hourly load factor coefficients and inflow to the reservoir

جدول ۵- ضریب بار الکتریکی روزانه و میزان ورودی آب به مخزن سد

Time (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Load Factor (%)	67	63	60	59	59	60	74	86	90	92	96	95
Inflow (Mcm/h)	10	9	8	7	6	7	8	9	10	11	12	10
Time (h)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Load Factor (%)	95	95	93	94	99	100	100	96	91	83	73	63
Inflow (Mcm/h)	11	12	11	10	9	8	7	6	7	8	9	10

www.SID.ir

Archive of SID

با توجه به این موضوع که بهره‌برداری فقط در ساعت پیک مطرح است، قیود راه‌اندازی و خروج واحد و قیود حداقل زمان در مدار ماندن واحد بعد از روشن شدن واحدها یا خاموش ماندن پس از خروج واحدها نادیده گرفته شده است. آرایش بهینه تولید در این حالت در جدول ۶ ارائه شده است.

همانگونه که از نتایج جدول نیز مشخص است، برای حالتی که رزرو مورد نیاز معادل ۵٪ کل تقاضای بار باشد، بدون حضور واحد آبی، رزرو باید توسط واحدهای حرارتی تأمین گردد. از این‌رو، واحد G_3 به اندازه ۷۵ مگاوات رزرو در اختیار بهره‌بردار قرار خواهد داد که با توجه به نیاز ۷۰ مگاواتی رزرو (معادل ۵ درصد بار ۱۴۰۰ مگاوات) این شرط به خوبی برآورده شده است. هزینه بهره‌برداری در این ساعت معادل با ۶۹۴۹۴/۲۵ دلار به دست آمده است. در حالتی که واحد آبی به واحدهای تولید انرژی حرارتی اضافه گردد، میزان بهینه تولید این واحد برابر با ۹۴/۸ مگاوات خواهد بود که به همین میزان، از سهم واحد G_3 کاسته خواهد شد و دیگر نیازی به روشن ماندن واحد G_1 که واحد گران‌قیمتی نیز می‌باشد، نخواهد بود. لازم به ذکر است که با توجه به درجه دو بودن تابع هزینه تولید، هزینه تمام شده به شکل صعودی با میزان تولید افزایش خواهد یافت که بهره‌گیری از واحد آبی در این ساعت، می‌تواند هزینه بهره‌برداری را به شکل قابل توجهی کاهش دهد. هزینه بهره‌برداری در این حالت معادل با ۵۱۴۲۶/۸۴۱ دلار بدست آمده است. به این ترتیب، قیمت متوسط تأمین انرژی به ازای هر مگاوات ساعت، از رقم ۴۹/۶۳۸۷۵ دلار به رقم نزدیک به ۳۶/۷۳۳۴۶ دلار کاهش یافته است. میزان ذخیره آب پشت سد در این حالت به رقم ۹۳/۴۱۷ میلیون مترمکعب کاهش یافته که معادل با تخلیه ۱۴/۵۸۳ میلیون مترمکعب (۹۳/۴۱۷=۱۴/۵۸۳–۸+۱۰۰) در این ساعت است. با افزایش میزان حاشیه امن برای رزرو به ۱۰٪ میزان پیک ساعتی، آرایش تولید در حالتی که واحد آبی در برنامه‌ریزی تولید حضور ندارد، تغییر کرده است. در این حالت میزان رزرو مورد نیاز معادل با ۱۴۰ مگاوات می‌باشد که با توجه به هزینه تولید بالای واحد G_3 لازم است از سهم تولید این واحد کاسته شده و این واحد گران‌قیمت تأمین کننده رزرو مورد نیاز شبکه باشد. به علاوه، با افزایش میزان رزرو مورد نیاز شبکه، از ۵ درصد به ۱۰ درصد، تغییر آرایش تولید نیروگاه‌ها را به دنبال داشته است. به جای ۶ واحد حرارتی، تعداد کل واحدهای در مدار در افق بهره‌برداری به ۷ واحد تولیدی افزایش یافته است که این موضوع، در عمل افزایش هزینه‌های راه‌اندازی واحدهای مورد نیاز را به دنبال خواهد داشت. لازم به ذکر است که با توجه به ظرفیت واحد آبی، الگوی بهینه بهره‌برداری در این حالت، مشابه با حالت رزرو ۵٪ می‌باشد.

۵-۲- ارزیابی بهره‌برداری در افق ۲۴ ساعت

در این مورد مطالعاتی، بهره‌برداری از واحدهای آبی–حرارتی در افق ۲۴ ساعت مورد توجه قرار گرفته است. بر اساس اطلاعات واحدهای آبی و حرارتی ارائه شده در این مورد مطالعاتی و با در نظر گرفتن اثر هزینه راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی که در بخش قبل به آن اشاره گردید، برنامه‌ریزی بهینه تولید هر یک از واحدهای نیروگاهی به دست آمده است. در نظر گرفتن هزینه راه‌اندازی و خروج واحد آبی بر هزینه بهره‌برداری و آرایش تولید اثرگذار است. همچنین، حداکثر مقدار مجاز تولید انرژی الکتریکی در طول افق روزانه می‌تواند بهره‌برداری بهینه از مجموعه واحدهای نیروگاهی را به شکل محسوسی دستخوش تغییر قرار دهد. در این مورد مطالعاتی، علاوه بر سناریوهای تعریف شده برای هزینه‌های راه‌اندازی و خروج واحد آبی مورد مطالعه، اثر تغییر در میزان مجاز تولید انرژی واحد آبی در طول روز نیز مورد بررسی قرار گرفته است.

– سناریو اول: در نظر گرفتن هزینه راه‌اندازی و خروج با نادیده گرفتن استهلاک استاتور

بر اساس این مدل، هزینه هر بار راه‌اندازی و خروج واحد برابر با ۴۳۰/۸۶ دلار برای واحد نیروگاهی مورد مطالعه به دست آمده و در این سناریو مورد توجه قرار گرفته است. پایین بودن هزینه‌های یاد شده، منجر به افزایش تعداد راه‌اندازی و خروج‌های واحد در افق مورد مطالعه خواهد شد. در نتیجه علاوه بر افزایش استهلاک واحدها، هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه متوسط انرژی الکتریکی تولیدی افزایش خواهد یافت.

Table 6- Operating points of generating units at peak hour by considering the impacts of hydro generation unit

جدول ۶- نتایج بهره‌برداری در ساعت پیک به منظور ارزیابی نقش واحد آبی در برنامه‌ریزی تولید

Reserve	Unit	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5	G_6	G_7	G_8	G_9	H_1
5%	Without Hydro	175	500	425	50	75	-	175	-	-	N/A
	With Hydro	-	300	405.2	50	75	-	175	300	-	94.8
10%	Without Hydro	175	300	325	50	75	-	175	300		N/A
	With Hydro	-	300	405.2	50	75	-	175	300	-	94.8

www.SID.ir

Archive of SID

اگرچه به دلیل تعدد راه‌اندازی و خروج واحد، مدیریت منابع آب همراه با تولید انرژی به شکل همزمان قابل دستیابی است اما به دلیل افزایش غیرعادی حالات راه‌اندازی و خروج واحد، توجیه‌پذیر نیست. هزینه بهره‌برداری بهینه در این سناریو، برابر با ۱۰۶۲۲۴۵/۰۷۶ دلار به دست آمده است. تولید ساعتی واحد آبی در سناریوهای مختلف ۲۴ ساعتی در جدول ۷ ارائه شده است. همانگونه که از نتایج جدول برای این سناریو مشخص است، این واحد در این سناریو، برای یک روز، دو بار راه‌اندازی و خروج را تجربه خواهد کرد. با توجه به میزان تقاضا برای آب در پایین‌دست و افزایش تقاضا برای انرژی در بازه زمانی ۱۰ الی ۱۲ و ۱۵ الی ۲۱، مشخص است که واحد آبی بهترین عملکرد را در تأمین بخشی از انرژی الکتریکی در این شرایط ایفا نموده است.

- سناریو دوم: در نظر گرفتن هزینه راه‌اندازی و خروج با در نظر گرفتن استهلاک استاتور

افزایش هزینه راه‌اندازی و خروج واحد با در نظر گرفتن اثر استهلاک سیم‌پیچ‌های استاتور، از رقم ۴۳۰/۸۶ دلار به رقم ۴۵۸/۷۲ دلار، تأثیر قابل توجهی در برنامه‌ریزی تولید ایجاد نخواهد کرد. مشابه با حالت قبل، این واحد دو بار راه‌اندازی و خروج در افق بهره‌برداری را تجربه خواهد نمود. اگرچه، تغییر در استراتژی تولید در زمان بهره‌برداری در بارگیری از این واحد در این سناریو نسبت به سناریو قبلی کمی تفاوت دارد، اما از نظر هزینه بهره‌برداری بسیار به هم نزدیک هستند. هزینه بهره‌برداری در این سناریو، برای افق برنامه‌ریزی معادل با ۱۰۶۲۷۵۷/۹۷۸ دلار، به دست آمده است.

- سناریو سوم: در نظر گرفتن هزینه راه‌اندازی و خروج با در نظر گرفتن تعویض استاتور

هزینه قابل توجه تعویض سیم‌پیچ‌های استاتور، اثر خود را بر هزینه‌های راه‌اندازی و خروج واحد خواهد گذاشت. افزایش هزینه هر بار راه‌اندازی و خروج واحد، سبب خواهد شد که بهره‌بردار سیستم قدرت، در بهره‌گیری از واحد آبی تجدید نظر کند. در این سناریو، واحد آبی در ساعت ۱۴ وارد مدار شده و تا ساعت ۲۲ در مدار باقی می‌ماند. لذا نسبت به دو سناریو قبلی، تعداد راه‌اندازی و خروج واحد به نصف کاهش می‌یابد. به علاوه، مشابه با سناریوهای قبلی، بهره‌بردار زمانی از این واحد برای تولید انرژی الکتریکی استفاده خواهد کرد که هم تقاضا برای انرژی الکتریکی و هم تقاضا برای آب در بخش‌های پایین دست قابل توجه باشد. این موضوع منجر به ارائه یک آرایش تولید بهینه برای ساعات یاد شده (۱۴-۲۲) خواهد شد. با توجه به محدودیت تولید انرژی روزانه، قید محدودیت حجم مخزن و محدودیت‌های مربوط به مسائل زیست‌محیطی، بهتر است که واحد در یک بازه زمانی پیوسته در مدار باقی بماند تا ضمن کاهش هزینه‌های تحمیلی به واحد، در ساعات اوج مصرف در برنامه‌ریزی تولید مشارکت داشته باشد. هزینه بهره‌برداری در این سناریو، معادل با ۱۰۶۲۸۵۱/۵۳۳ دلار به دست آمده است.

۵-۳- ارزیابی محدودیت تولید انرژی واحد برقآبی بر برنامه‌ریزی تولید

همانگونه که قبلاً نیز اشاره گردید، واحدهای آبی، به عنوان واحدهای انرژی محدود شناخته می‌شوند. میزان حداکثر تولید انرژی الکتریکی در واحدهای برقآبی، به محدودیت حجم مخزن، میزان تقاضای انرژی الکتریکی در افق بهره‌برداری و از همه مهمتر، الگوی برنامه‌ریزی میان‌مدت و دراز مدت بهره‌برداری از واحدهای آبی وابسته است. به شکل مشخص، در فصولی که میزان بارش و ورودی به حجم مخزن قابل توجه است، با توجه به مسائل مربوط به آزادسازی حجم آب مازاد از طریق دریچه‌های سرریز، امکان تولید انرژی الکتریکی بیشتری وجود دارد.

Table 7- Optimal operating points of hydro unit based on different start-up and shut-down costs

جدول ۷- آرایش بهینه تولید انرژی توسط واحد آبی به ازای هزینه‌های متفاوت راه‌اندازی و خروج واحد

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
1	0	0	0	**13**	0	58.0	0
2	0	0	0	**14**	0	40.0	58.0
3	0	0	0	**15**	40.0	40.0	58.0
4	0	0	0	**16**	40.0	0	54.0
5	0	0	0	**17**	58.0	0	58.0
6	0	0	0	**18**	58.0	58.0	58.0
7	0	0	0	**19**	58.0	58.0	58.0
8	0	0	0	**20**	58.0	58.0	58.0
9	0	0	0	**21**	40.0	40.0	58.0
10	40.0	40.0	0	**22**	0	0	40.0
11	58.0	50.0	0	**23**	0	0	0
12	50.0	58.0	0	**24**	0	0	0

www.SID.ir

Archive of SID

در سمت مقابل، در فصول کم‌بارش باید میزان آب آزاد شده از ذخیره پشت سد مدیریت گردد تا ضمن تأمین قیود زیست محیطی و آب شرب و کشاورزی مورد نیاز پایین دست سد، بهترین آرایش برای بهره‌برداری نیز بدست آید. در این بخش، موضوع محدودیت انرژی قابل استحصال توسط واحد آبی در افق روزانه با استفاده از مدل ارائه شده در سناریو قبل، یعنی با در نظر گرفتن هزینه‌های تعویض استاتور در هزینه‌های راه‌اندازی و خروج واحد، مورد بررسی قرار گرفته است. بر اساس میزان تقاضای انرژی الکتریکی که در جدول ۵ ارائه شده است، میزان کل انرژی مورد نیاز برابر با ۲۷۷۶۲ مگاوات ساعت برآورد شده است. در سناریوهای بخش قبل، حداکثر میزان انرژی قابل استحصال توسط واحد آبی برابر با ۵۰۰ مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. در این مطالعه، میزان انرژی قابل استحصال توسط واحد آبی از ۵۰ مگاوات‌ساعت تا ۹۵۰ مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. همانگونه که انتظار می‌رود، با افزایش سهم انرژی واحد برقآبی از کل انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان، هزینه‌های بهره‌برداری کاهش یابد. کاهش میزان تولید در واحدهای حرارتی و تولید واحد آبی در ساعات پیک، منجر به کاهش هزینه‌های کل شده است. با توجه به محدودیت حداقل تولید انرژی الکتریکی واحد آبی، با افزایش میزان مجاز انرژی قابل استحصال از واحد آبی، تعداد ساعات در مدار ماندن واحد افزایش می‌یابد. به عنوان مثال، در الگوی برنامه‌ریزی بهینه، برای حداکثر مقدار مجاز انرژی الکتریکی معادل ۱۰۰ مگاوات ساعت، واحد مورد نظر در ساعات ۱۷ و ۱۸ به ترتیب، معادل ۴۲ و ۵۸ مگاوات ساعت تولید انرژی خواهند داشت. طبق الگوی بهره‌برداری بهینه، برای حداکثر مقدار انرژی ۳۵۰ مگاوات‌ساعت، در ساعات ۱۵ الی ۲۲ واحد آبی باید به میزان ۴۰، ۴۰، ۵۸، ۵۶، ۵۸، ۵۸ و ۴۰ مگاوات انرژی تولید نماند. در بازه تولید انرژی در محدوده ۵۵۰ تا ۶۵۰ مگاوات ساعت، به دلیل افزایش تعداد راه‌اندازی و خروج واحد در طول روز به دو مرتبه، میزان کاهش در هزینه‌های بهره‌برداری کل به دلیل افزایش هزینه‌های راه‌اندازی و خاموش شدن واحد، چندان محسوس نیست. با افزایش میزان تولید انرژی مجاز در طول افق بهره‌برداری، روند کاهش در هزینه بهره‌برداری با شیب بیشتری ادامه می‌یابد. لازم به ذکر است که میزان تولید انرژی در واحد آبی، طبق رابطه (۱۶) تابعی از میزان حجم مؤثر مخزن آبی و میزان دبی خروجی از طریق توربین‌ها بوده و با توجه به در نظر گرفتن قید زیست‌محیطی برای حداقل میزان آبی که باید توسط سد آزاد گردد در کنار محدودیت‌های حجم مخزن و حداکثر میزان دبی عبوری از توربین واحد آبی، میزان تولید انرژی الکتریکی در هر ساعت محدود خواهد بود. لذا، با افزایش میزان انرژی قابل استحصال از واحد آبی، مدت زمان در مدار بودن واحد آبی افزایش می‌یابد. از سوی دیگر، به دلیل نیازمندی سیستم به رزرو، این واحد می‌تواند با در اختیار قرار دادن بخشی از قابلیت تولید انرژی خود، در تعیین نقطه کار بهینه واحدهای حرارتی نیز اثرگذار باشد و تا آنجا که امکان دارد، از واحدهای ارزان حرارتی در کنار واحد آبی برای تأمین انرژی استفاده گردد تا هزینه‌های کل کاهش یابد. نتایج شبیه‌سازی این سناریو، در شکل ۳ ارائه شده است.

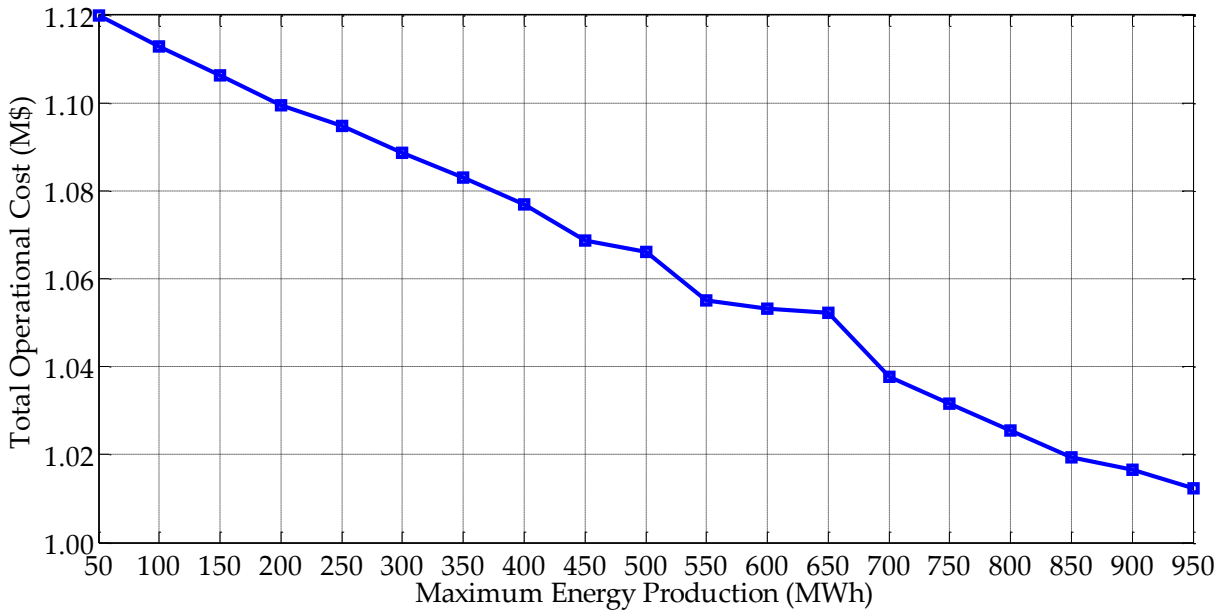

Fig. 3- Operational cost trend for changing the maximum extraction from hydro generating unit

شکل ۳- روند تغییرات هزینه بهره‌برداری به ازای تغییر در مقدار حداکثر انرژی قابل استحصال از واحد آبی

www.SID.ir

Archive of SID

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله، موضوع بهره‌برداری بهینه از واحدهای نیروگاهی آبی و حرارتی با در نظر گرفتن اثر هزینه‌های راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی در برنامه‌ریزی تولید مورد توجه قرار گرفت. با توجه به افزایش هزینه‌های تعمیر و نگهداری واحد آبی به ازای هر بار راه‌اندازی و خروج واحد، لازم است تا این هزینه‌ها در مدل مسأله بهره‌برداری در افق کوتاه‌مدت لحاظ گردد. در این مقاله، ضمن اشاره به مهمترین عوامل تأثیرگذار بر استهلاک واحد نیروگاهی، روشی مبتنی بر استاندارد EPRI برای تخمین هزینه هر بار راه‌اندازی و خروج واحد مورد استفاده قرار گرفت. همچنین، با در نظر گرفتن هزینه‌های مربوط به تعمیرات اساسی استاتور، سیم‌پیچی مجدد استاتور و نادیده گرفتن اثر تنش‌های یاد شده بر عمر مفید استاتور، هزینه‌های تقریبی هر بار راه‌اندازی و خروج واحد آبی ارائه گردید. مدل‌سازی مسأله بهره‌برداری بهینه با در نظر گرفتن تأثیر هزینه‌های یاد شده بر برنامه‌ریزی بهینه تولید واحدهای نیروگاهی در قالب یک مسأله بهینه‌سازی ارائه گردید. نتایج شبیه‌سازی بر اساس مدل پیشنهادی نشان می‌دهد که لحاظ نمودن هزینه‌های راه‌اندازی و خروج واحدهای آبی در مسأله برنامه‌ریزی تولید واحدهای آبی–حرارتی منجر به ارائه نتایج نزدیک به واقعیت بهره‌برداری بهینه از واحدهای مورد نظر می‌گردد. با توجه به امکان ورود و خروج این واحدها در یک زمان بسیار کوتاه، نادیده گرفتن هزینه‌های یاد شده منجر به افزایش تعداد راه‌اندازی و خروج واحد در اوج تقاضای بار الکتریکی و اوج تقاضای آب مورد نیاز پایین دست، خواهد شد. این موضوع منجر به افزایش استهلاک واحد خواهد شد که توجیه‌پذیر نیست. همچنین، ارزیابی سناریوهای مختلف برای هزینه راه‌اندازی و خروج واحد آبی در مدل بهره‌برداری کوتاه مدت نشان می‌دهد که در نظر گرفتن هزینه‌های واقعی هر بار راه‌اندازی و خروج واحد منجر به تغییر آرایش بهره‌برداری در افق کوتاه مدت می‌گردد. این قضیه به شکل محسوس به واقعیت‌های بهره‌برداری از واحدهای آبی که دارای محدودیت‌های تأمین انرژی در افق برنامه‌ریزی هستند، نزدیک است.

پی‌نوشت‌ها

1- Electrical Power Research Institute (EPRI)
2- Optimal Power Flow (OPF)

لیست علائم، نمادها و واحدها

واحدها

h	ساعت	Mcm	میلیون متر مکعب
MW	مگاوات	MWh	مگاوات‌ساعت

ثابت‌ها

NG	تعداد کل واحدهای حرارتی
NH	تعداد کل واحدهای آبی
NT	افق برنامه‌ریزی (ساعت)
a_i، b_i و c_i	ضرایب هزینه بهره‌برداری واحد حرارتی
C_j	ضرایب تولید انرژی در واحد آبی j–ام
λ_t	قیمت خرید انرژی از واحدهای آبی در ساعت t–ام ($/MWh)
$Penalty_t$	جریمه سرریز آب از واحدهای آبی در ساعت t–ام ($/Mcm)
$P_{D,t}$	تقاضای بار الکتریکی در شین‌های بار در ساعت t–ام (MW)
$P_{L,t}$	تلفات الکتریکی شبکه انتقال در ساعت t–ام (MW)
α	درصد رزرو مورد نیاز بهره‌برداری
T_i^{off}	حداقل زمان خاموش ماندن واحد حرارتی (h)
T_i^{on}	حداقل زمان روشن ماندن واحد حرارتی (h)
$Energy_j$	حداکثر میزان انرژی قابل استحصال از واحد آبی j (MWh)
$Inflow_{jt}$	میزان ورود آب به مخزن واحد آبی j در ساعت t (Mcm/h)

متغیرها

Z	هزینه کل بهره‌برداری در افق مطالعه ($)
PG_{it}	میزان تولید واحد حرارتی i–ام در ساعت t–ام (MW)
PH_{jt}	میزان تولید واحد آبی j–ام در ساعت t–ام (MW)
Q_{jt}	دبی خروجی توربین واحد آبی (Mcm/h)
V_{jt}	حجم آب ذخیره واحد آبی (Mcm)
$Spillage_{jt}$	میزان سرریز از واحد آبی (Mcm/h)
SU_{jt} و SU_{it}	هزینه راه‌اندازی واحدها ($/h)
SD_{jt} و SD_{it}	هزینه خروج واحدها از مدار ($/h)
I_{jt} و I_{it}	متغیر باینری وضعیت واحدها در ساعت t–ام
St_{jt} و St_{it}	متغیر باینری راه‌اندازی واحدها در ساعت t–ام
Sd_{jt} و Sd_{it}	متغیر باینری خروج واحدها از مدار در ساعت t–ام
MUT_{it}	کل زمان در مدار بودن واحد حرارتی (h)
MDT_{it}	کل زمان خارج از مدار بودن واحد حرارتی (h)
$Discharge_{jt}$	میزان تخلیه آب از مخزن واحد آبی (Mcm/h)

۷- مراجع

Basu M (2010) Economic environmental dispatch of hydrothermal power system. Electrical Power and Energy Systems 32:711-720

www.SID.ir

Archive of SID

constrained unit commitment considering hydro-thermal generation units. International Review of Modeling and Simulation IREMOS 4(6):3243-3250

Kang C, Guo M, Wang J (2017) Short-term hydrothermal scheduling using a two-stage linear programming with special ordered sets method. Water Resources Management 31(11):3329-3341

Martin B, Deon M, Ron K, Larry K, Dave C, Tom R, Ron C, Janice B, Farrell W (1999) A method for calculating production costs for ancillary generation services. Paper presented at the Waterpower '99

McCalman K (2009) Mt. elbert start/stop costs and ongoing integration cost studies. Paper presented at the Slide presentation at the National Hydropower Association 2009 Annual Conference

Nezhad A E, Rahimi E (2014) Applying augmented ε-constraint approach and lexicographic optimization to solve multi-objective hydrothermal generation scheduling considering the impacts of pumped-storage units. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 55:195-204

Nilsson O, Sjelvgren D (1997) Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of Swedish power producers. IEEE Trans. Power Syst., 12(1):38-44

Nourali Z, Mousavi S J, Shiri Gheidari S (2018) Optimization of multipurpose reservoir systems operation using cellular automata. Iran-Water Resources Research 14(1):80-91(In Persian)

Reza Norouzi M, Ahmadi A, Esmaeel Nezhad A, Ghaedi A (2014) Mixed integer programming of multi-objective security-constrained hydro/thermal unit commitment. Renewable and Sustainable Energy Reviews 29:911-923

Simab M, Javadi M S, Nezhad A E (2018) Multi-objective programming of pumped-hydro-thermal scheduling problem using normal boundary intersection and VIKOR. Energy 143(Supplement C):854-866

Wood A J, Wollenberg B F (1996) Power generation, operation and control. New York: John Wiley & Sons

Yuan L, Zhou J, Mai Z, Li Y (2017) Random fuzzy optimization model for short-term hydropower scheduling considering uncertainty of power load. Water Resources Management 31(9):2713-2728

Yuan X, Cao B, Yang B, Yuan Y (2008) Hydrothermal scheduling using chaotic hybrid differential evolution. Energy Conversion and Management 49(12):3627-3

U.S. Department of Energy, Western Area Power Administration and U.S. Department of the Interior, U.S. Bureau of Reclamation (2006) Replacements: Units, Service Lives

Power Resources Office (2012) Hydropower O&M costs from Increased wind generation: Task #1 Literature Search & Report

Chang G W, Aganagic M, Waight J G, Medina J, Burton T, Reeves S, Christoforidis M (2001) Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling. IEEE Trans. Power Syst., 16(4):743-749

CETAI (2016) Stator Winding insulation life expectancy and start/stop related aging. CEA Technologies Inc. (CEATI). Hydraulic Plant Life Interest Group (HPLIG)

Denver Federal Center, Technical Service Center (2009) Effects of duty cycle and stop/starts on hydropower. U.S. Department of the Interior

Delarue E, Cattrysse D, D'haeseleer W (2013) Enhanced priority list unit commitment method for power systems with a high share of renewables. Electric Power Systems Research 105:115-123

EPRI (2001a) Damage to powerplants due to cycling. California

EPRI (2001b) Hydropower technology roundup report: accommodating wear and tear effects on hydroelectric facilities operating to provide ancillary services: TR-113584-V4. California

Finardi E C, Silva E L d, Sagastizabal C (2005) Solving the unit commitment problem of hydropower plants via lagrangian relaxation and sequential quadratic programming. Computational & Applied Mathematics 24:317-342

Gorgizadeh S, Akbari Foroud A, Amirahmadi M (2012) Strategic bidding in a pool-based electricity market under load forecast uncertainty. Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering 8(2):164-176

Helseth A, Gjelsvik A, Mo B, Linnet U (2013) A model for optimal scheduling of hydro thermal systems including pumped-storage and wind power. IET Generation, Transmission & Distribution 7(12):1426-1434

Iran Grid Management Company (IGMC) (2017) Generation units' start-up and shut-down cost executive regulatory. Iran Regulatory Entity (No. 207). Tehran, Iran (In Persian)

Javadi M S, Meskarbashi A, Azami R, Hematipour G, Javadinasab A (2011) Emission controlled security

www.SID.ir