نشریه علمی سد و نیروگاه برق آبی ایران
سال یازدهم/ شماره سی و هفتم- ویژه نامه‌ی نیروگاههای تلمبه ذخیره‌ای/ بهار ۱۴۰۳

Journal of Iranian Dam and Hydroelectric Power Plant
11th Year/ No. 37- Special Issue on Pumped Storage Power Plants/ June 2024

مروری بر نقش نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در بهره‌برداری سیستم قدرت و بازارهای برق

(مطالعه موردی: نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای سیاه بیشه)

سیدجابرموسوی کانی*[۱]

چکیده

رایج‌ترین شکل سیستم ذخیره‌سازی انرژی در مقیاس بزرگ، نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای است. این نوع سیستم‌های ذخیره‌سازی در ابتدا برای کمک به تولید برق در زمان‌های اوج بار و همچنین به عنوان پشتیبان برای نیروگاه‌های هسته‌ای ساخته شده‌اند. بررسی روندهای اخیر در طراحی بازار برق و افزایش تولید ناپایدار انرژی‌های تجدیدپذیر، امکان ارائه خدمات دیگری توسط نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای را فراهم نموده که ضمن کسب درآمد اضافی برای نیروگاه، به سیستم قدرت نیز کمک می‌کنند. در حالی که موضوعات طراحی بازار از زمان پیدایش خود در حال تکامل بوده‌اند، هنوز راه‌هایی وجود دارد که می‌توان طراحی‌های آن را بهبود بخشید تا ارزش تمامی قابلیت‌های سیستم‌های تلمبه ذخیره‌ای بهتر درک گردد، به نحوی که همچنان یک دیدگاه منصفانه و بی‌طرفانه در بازار برق حفظ شود. در این مقاله به برخی از مشکلاتی که ممکن است قابلیت ارزش‌گذاری کامل نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای را در بازارهای امروز محدود کند، پرداخته و راه‌حل‌هایی برای این مشکلات پیشنهاد می شود.

واژه‌های کلیدی

نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای، بازار برق، آربیتراژ انرژی

[۱]*کارشناسی ارشد مهندسی قدرت-مدیریت انرژی، مدیر امور برنامه‌ریزی تولید و بازار برق، شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران،
j.mousavikani@iwpco.ir

علمی-پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۵/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۶/۰۵

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

مقدمه

در حال حاضر سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی در مقیاس بزرگ درصد کمی از کل ظرفیت سیستم تولید برق ایالات متحده آمریکا را تشکیل می‌دهند، اما به دلیل نقش آنها در بهبود ناپایداری شبکه به جهت تولید متغیر منابع تجدیدپذیر توجه بیشتری را به خود جلب کرده‌اند. در حال حاضر رایج‌ترین نوع ذخیره‌سازی برق در مقیاس بزرگ، نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای است و تمرکز این مقاله بر این نوع نیروگاه ذخیره ساز تمرکز دارد. بخش عمده‌ای از ۲۰ گیگاوات ظرفیت کشور آمریکا تا اواخر دهه ۱۹۷۰ (ACSE 1993) در پاسخ به افزایش قابل توجه قیمت نفت و گاز و نگرانی‌ها در مورد امنیت عرضه برق، احداث شد(دنهول ۲۰۱۰)[1]. این موضوع منجر به وضع لایحه نحوه استفاده‌ی سوخت در نیروگاهها و صنایع شد که راه را برای توجه جدی به نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای هموار کرد. در سال‌های اخیر، افزایش قابل توجه‌ای در ایجاد ظرفیت نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در آمریکا صورت نگرفته است. با این حال، در این اواخر به دلیل معرفی بازارهای برق تجدید ساختار شده، نفوذ بیشتر بازار و فناوری‌های جدید تلمبه ذخیره‌ای، علاقه به این نوع نیروگاه افزایش یافته است. این احیای حیات PSH [2] ممکن است نیازمند تغییراتی در فرایند بازار برق و اصلاح نقش آن در بهره‌برداری سیستم قدرت باشد تا اطمینان حاصل شود که ارزش کامل آن مورد توجه قرار گرفته و درآمدهای آن کاملا محقق می شود. به طور کلی، دو نوع بازار برق وجود دارد: تنظیم شده و تجدید ساختار شده که هر دو آنها بر اساس یک اصل یکسان عمل می‌کنند: "برنامه‌ریزی براساس کم هزینه‌ترین مولدهای برق" تا به طور قابل اعتمادی به شبکه قدرت خدمت برسانند و سپس براساس پخش بار اقتصادی[3] و برنامه در مدار قرار گرفتن واحدها[4] اقدامات مورد نظر صورت گرفته تا برآورد واقعی بار انجام شود. با توجه به اینکه بازارهای تنظیم‌شده قوانین دقیق خود را افشا نمی‌کنند لذا این مقاله بیشتر بر بازارهای تجدید ساختار شده تمرکز خواهد داشت زیرا اطلاعات آن‌ها در دسترس می‌باشد. این بازارها نسبت به نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای رویکرد بسیار متفاوت‌تری دارند. به عنوان مثال، یک نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای به اندازه کافی بزرگ را در نظر بگیرید که کاملا نمودار بار شبکه را مسطح می‌کند. بدین معنی که نیروگاه با شارژ کردن خود در زمان‌های کم باری و بازگرداندن انرژی در زمان‌های پیک بار در سطح قابل قبولی به تسطیح بار شبکه کمک می‌کند. این موضوع منجر به‌این می شود که تولید بار پایه ارزان‌تر در بالاترین سطح بهره‌وری خود برای تامین پیک بار مصرف استفاده شود و موجب حذف کامل نیاز به نیروگاه‌های پیک گران‌قیمت برای برآورده کردن تقاضا می‌شود. اگر هزینه صرفه‌جویی در تولید، بیشتر از هزینه‌های نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای باشد، ممکن است این موضوع در محیط بازار تنظیم‌شده خوشایند باشد اما به دلیل اینکه به نیروگاهها براساس هزینه حاشیه‌ای انرژی در هر ساعت، پرداخت می‌شود، لذا این موضوع برای نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در محیط تجدید ساختار شده مفید نخواهد بود. با اینکه هزینه‌ی هنگفت مولدهای پیک برای توجیه نصب نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای کافی خواهد بود، به محض عملیاتی شدن هزینه‌های سیستم به سرعت کاهش خواهد یافت. بنابراین، اگر منبع درآمد نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای براساس پرداخت‌های آربیتراژ انرژی باشد جبران هزینه برای این نیروگاه به طور قابل توجهی کاهش خواهد یافت. در بخش بعد مباحث مربوط به آربیتراژ انرژی مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

مواد و روش‌ها

-آربیتراژ انرژی

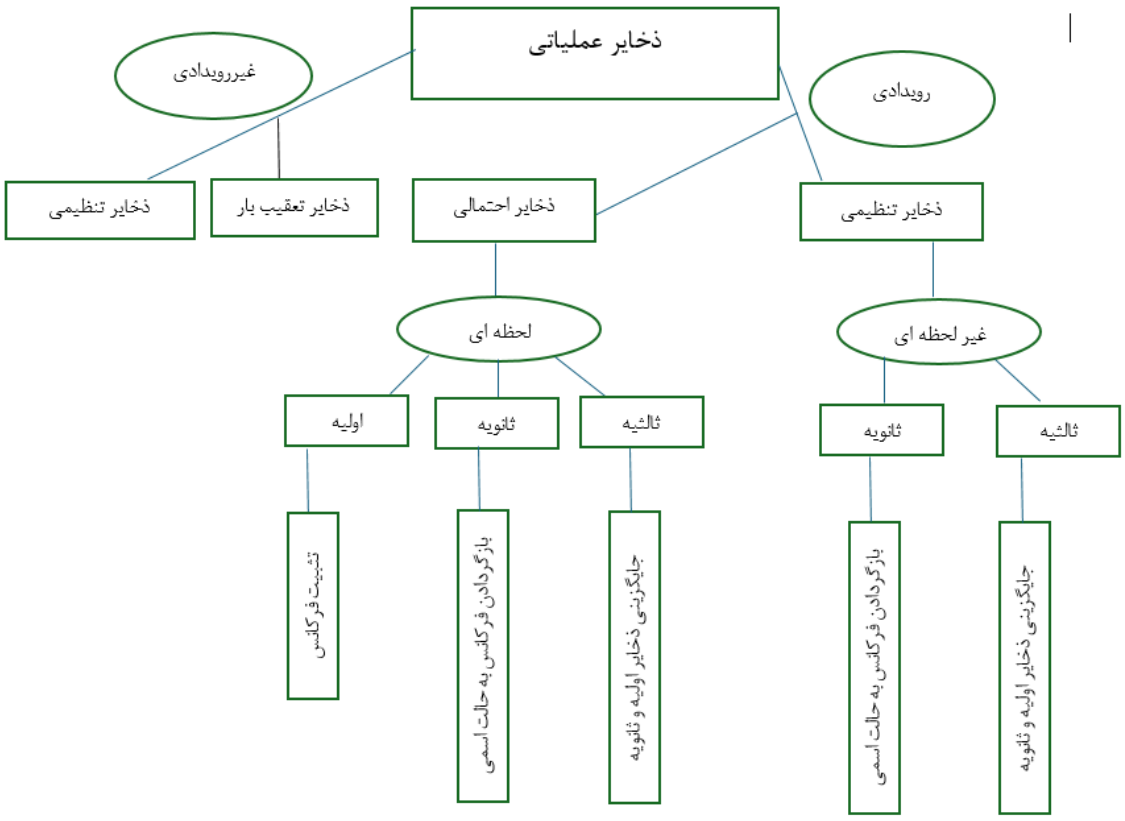
در هر لحظه از زمان، تولید و بار به صورت مداوم باید در تعادل باشند تا سیستم قدرت پایدار بماند. این کار از طریق ترکیب استفاده از برنامه‌ی در مدار قرار گرفتن واحدها و پخش بار اقتصادی و ارائه خدمات جانبی برای جبران نوسانات شبکه انجام می‌شود. در بازارهای تجدید ساختار

[1] Denholm
[2] hydroelectricity Pumped-storage
[3] Economic Dispatch
[4] Unit Commitment

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

یافته، اجرای بازارهای انرژی در زمان‌های مختلف و بدنبال هم می‌باشد. بازار روز پیش، بازار ساعتی و بازار لحظه‌ای که هر پنج دقیقه تسویه می‌شود، از جمله بازارهایی هستند که در زمانهای مختلف اجرا می‌شوند. به دلیل اینکه برق یک کالای بی‌وقفه است، به نحوی که تولید و مصرف آن همزمان رخ می‌دهد، هزینه‌ی تولید نیز با مقدار مصرف تغییر می‌کند. این موضوع این امکان را فراهم می‌کند که نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در آربیتراژ انرژی شرکت کنند.

آربیتراژ انرژی و خدمات جانبی، هر دو نیازمند کنترل انعطاف‌پذیر توان واقعی هستند که ذخیره‌سازی می‌تواند آن را فراهم کند. آربیتراژ انرژی، شامل شارژ کردن نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در زمان‌های فراوان و ارزان انرژی و بازگرداندن آن انرژی به سیستم قدرت در زمان کمبودی و گرانی است. خدمات جانبی نیز، معمولاً به رزروهای بهره‌برداری توان اکتیو، خدمات کنترل ولتاژ و خاموشی شبکه اشاره دارند. رزروهای بهره‌برداری، شامل منابعی هستند که آماده هستند تا در صورت وقوع اختلال اساسی در سیستم قدرت، به طور مداوم انرژی را به سیستم تزریق نمایند و یا قادر باشند نوسانات تولید نیروگاه‌های دیگر و نیروگاه‌های تجدیدپذیر را جبران کنند. ضمناً رزروهای بهره‌برداری می‌توانند براساس زمان‌هایی که استفاده می‌شوند، در پاسخ به حوادث شبکه یا بهره‌برداری مداوم دسته‌بندی شوند. شکل ۱ دسته‌بندی‌های مختلف رزروهای بهره‌برداری و دلیل و زمانی که به آن‌ها نیاز است را نشان می‌دهد.(الا[1]، ۲۰۰۱)



شکل(۱): رزروهای بهره‌یرداری، علت و زمانی که به آنها نیاز است

آربیتراژ انرژی می‌تواند در بازارهای تنظیم‌شده، براساس هزینه‌ی حاشیه‌ای تولید یا قیمت‌های بازار انرژی انجام شود. مقاطع زمانی می‌توانند به بلندی یک فصل یا به کوتاهی ۵ دقیقه باشند و آربیتراژ روزانه نیز معمول است. برای اینکه

[1] Ella

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

آربیتراژ انرژی، به لحاظ مالی عملی باشد، باید نسبت هزینه‌ی شارژ انرژی، به تخلیه آن از کارایی نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای بیشتر باشد.

همچنین، باید تعدادی کافی، فرصت‌های آربیتراژ قابل قبول وجود داشته باشد تا هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی سیستم را پوشش دهد. بدیهی است هر چه بازه‌ی زمانی کوتاه‌تر باشد، فرصت‌های آربیتراژ بیشتری وجود خواهند داشت، اما بازار نیز باید در این بازه‌ی زمانی عمل کند. همچنین، نیروگاه می‌تواند رزروهای چرخان و تنظیم شده را فراهم کند. بازارها، معمولاً ارزش بیشتری برای انعطاف‌پذیری در قیمت‌های انرژی و خدمات جانبی قائل هستند. میانگین قیمت سالانه خدمات جانبی در طول ده سال در ۵ بازار منطقه‌ای (کالیفرنیا، شورای قابلیت اطمینان برق تگزاس، نیویورک، اپراتور مستقل سیستم میدوست و نیو انگلند) نشان می‌دهد اپراتورهای بازار، معمولاً برای رزروهای تنظیم شده و رزروهای چرخان، ارزش بیشتری قائل هستند.(کیربی[1]، ۲۰۱۲) پیشرفت‌های اخیر در فناوری PSH، این امکان را به بازار داده که بالقوه از بازار خدمات جانبی بهره‌برداری کنند.

نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای با سرعت ثابت، معمولاً نمی‌توانند در هنگام پمپاژ یا هنگام توقف، به تنظیم توان بپردازند. آنها باید در حال تولید و فعالیت بالاتر از حداقل بار و زیر حداکثر بار باشند تا فضایی برای بالا و پایین بردن توان در پاسخ به سیگنال کنترل تولید اتوماتیک اپراتور سیستم داشته باشند. نیروگاه‌های جدید تلمبه‌ذخیره‌ای با سرعت متغیر، قابلیت ارائه‌ی رزروهای تنظیم‌گر و تغییر بار را در حالت پمپاژ دارند. آن‌ها همچنین می توانند در حالت تولید زیر بار یا در حالت توقف، با چرخش توربین و همچنین در حالت پمپاژ، رزروهای چرخان را فراهم کنند. آنها همچنین پتانسیل ارائه‌ی رزروهای غیر چرخان، بسته به اینکه نیازهای خدمات جانبی سیستم چه چیز باشد را دارند. الگوهای قیمت روزانه خدمات جانبی نشان می‌دهند که رزروهای چرخان و غیر چرخان، معمولاً در طول شب، هنگامی‌که یک نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای در حال پمپاژ کردن است، در کمترین حد خود قرار دارد. در نتیجه، یک نیروگاه انعطاف‌پذیر، نه تنها به الگوی مورد انتظار روزانه‌ی قیمت‌های انرژی و خدمات جانبی پاسخ می دهد، بلکه با تغییر نحوه‌ی پاسخگویی خود بر اساس تغییرات قیمت‌های انرژی و قیمت‌های خدمات جانبی در زمان واقعی، میتواند سودهای خود را بیشینه نماید.(کیربی، ۲۰۱۲)

- مدل‌سازی و تجزیه و تحلیل کمّی نیروگاه‌های ذخیره‌ساز تلمبه ذخیره‌ای

برنامه‌ریزی پخش بار نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در سیستم قدرت، موضوعی است که برای مدت زیادی در حال بررسی بوده است. به عنوان مثال، (مک دانیل[2] و گابریل،[3] ۱۹۹۶) به تحلیل تصمیمات در مدار قرار گرفتن واحدها و پخش بار نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای اسمیت مانتین[4] پرداخته‌اند.(آئوکی[5] و همکاران، ۱۹۸۷) الگوریتم در مدار قرار گرفتن واحدهای PSH را از طریق معادلات لاگرانژ پیشنهاد کردند. (دین[6] و همکاران، ۲۰۱۰) یک مرور فنی- اقتصادی بر روی برخی از نیروگاه‌های PSH موجود در اروپا، ژاپن و ایالات متحده انجام دادند. آنها نشان دادند که محرک‌هایی از جمله توسعه‌ی گسترده انرژی‌های تجدیدپذیر، تقاضای فزاینده برای انرژی و توان در اوج مصرف و افزایش ارتباطات با بازارهای منطقه‌ای، فرصت‌های بیشتری را برای ایجاد ظرفیت جدید PSH بمنظور بهبود کارایی سیستم قدرت ایجاد می‌کنند. همچنین نیروگاه‌های PSH، می‌توانند از طریق خدمات جانبی و حضور در بازارهای ظرفیت و انرژی، درآمد اضافی کسب کنند. با این حال، استدلال می شود که برای سودآوری در آربیتراژ انرژی، قیمت پمپاژ باید حداقل ۲۵٪ تا ۳۰٪ کمتر از قیمت فروش در پیک باشد.

[1] Kirby
[2] McDaniel
[3] Gabrielle
[4] Smith Mountain
[5] Aoki
[6] Deane

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

در سال ۲۰۱۲ توسط شورای توسعه نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای انجمن ملی انرژی های برق آبی، اشاره کرد که توسعه‌یPSH به ویژه در مناطقی که ظرفیت نیروگاه‌های بادی و خورشیدی افزایش یافته، بطور قابل‌توجهی قابلیت اطمینان سیستم را بهبود پیدا کرده است و نیاز به ساخت نیروگاه‌های سوخت فسیلی را کاهش یافته است. آنها سیاست‌های مدیریتی جدید، از جمله: ارائه‌ی ذخیره‌سازی عمده انرژی به عنوان یک دارایی جدید قابل اتکا، تشکیل یک فرآیند مجوزدهی ساده برای توسعه و اجازه دادن به سازمان‌های انتقال منطقه‌ای و اپراتورهای مستقل سیستم برای انعقاد قرادادهای بلندمدت با قیمت ثابت با مالکان ذخیره سازهای انرژی را پیشنهاد دادند.(میلر و وینترز، ۲۰۱۰) پشنهاد دادند که کمیسیون تنظیم انرژی فدرال اجازه دهد نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای بمنظور تشویق‌هایی برای آینده، امکان دریافت اعتبارات را داشته باشند.

تحقیقات گسترده‌ای در زمینه‌ی استراتژی قیمت دهی مناسب برای PSH، در بازار های برق رقابتی و تجدید ساختار شده انجام شده است.

(دب[1]، ۲۰۰۰) به نیاز PSH برای شرکت در بازار های برق و همچنین بازارهای خدمات جانبی اشاره کرد. درآمد PSH، دیگر توسط هزینه های اجتناب شده از سایر نیروگاه‌ها تعیین نمی‌شود. او با استفاده از بازار کالیفرنیا، نشان داد که PSH، به جای اینکه، تنها به دنبال فرصت های آربیتراژ در بازارهای انرژی باشد، می تواند با شرکت در بازارهای خدمات جانبی (چرخان و غیر چرخان) سود زیادی کسب کند. (کاناکاساباپاتی[2] و سووارو‌پ[3]،۲۰۰۴) توصیف واقعی‌تری از محدودیت های عملیاتی PSH در تعیین استراتژی قیمت دهی بهینه، ارائه دادند. آنها نشان دادند PSH، می‌تواند در بازارهای برق ذخیره‌ی چرخان در هنگام پمپاژ و ذخیره‌ی غیر چرخان در هنگام آفلاین بودن، شرکت کند. آنها با استفاده از نیروگاه لوئیستون نیاگارا در نیویورک، نشان دادند که یک استراتژی عملیاتی هفتگی به دلیل انعطاف بیشتر در تصمیم‌گیری‌های زمان‌بندی، سود بیشتری نسبت به استراتژی‌های روزانه دارد، زیرا محدودیت ذخیره، در پایان دوره‌ی برنامه‌ریزی (هفته در مقایسه با روز) تحمیل می‌گردد. (کانولی[4] و همکاران، ۲۰۱۱) سودآوری یک نیروگاه PSH احتمالی را با فرضِ اینکه تمام درآمد از آربیتراژ حاصل می شود، در بیش از ۱۰ بازار برق مختلف بررسی کردند. آنها دریافتند که پیش‌بینی‌های دقیق قیمت برای نیروگاه‌های PSH، برای بازپس‌گیری سود آربیتراژ انرژی مهم است. همچنین تفاوت‌های زیادی در سودآوری نیروگاه‌های PSH، در بازارهای مختلف، به دلیل تفاوت در میزان نوسانات قیمت وجود داشت. آنها نتیجه گرفتند که PSH، بدون سود قابل پیش‌بینی یا درآمد اضافی، که ممکن است از خدمات جانبی به دست آید، یک سرمایه‌گذاری پرخطر است. آنها دریافتند که مالکیت، بر استفاده از PSH تاثیر می‌گذارد. مالکان به طور کلی ظرفیت ذخیره خود را کمتر از حد استفاده می‌کنند، به ویژه اگر سهم بزرگی از PSH، توسط یک تولیدکننده انحصاری چندجانبه مالکیت داشته باشد. اگر درآمد PSH، از خدمات جانبی را در نظر نگیریم، سرمایه‌گذاری در ظرفیت جدید PSH، ممکن است برای شرکت‌کنندگان در بازار که ظرفیت تولید دیگری هم دارند، جذاب نباشد. (سای[5] و همکاران، ۲۰۰۹) نشان دادند که یک واحد PSH به دلیل زمان پاسخ‌دهی، نرخ افزایش توان و زمان های شروع و توقف خود، می‌تواند در یک بازار انرژی رقابتی سود کسب کند. متخصصان نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای هم‌نظرند که افزایش نفوذ توان بادی در سیستم تأمین انرژی به توسعه‌ی این نیروگاهها کمک می‌کند. (وینترز[6]، ۲۰۱۰) پیشنهاد کرد که نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای به عنوان یک فناوری تثبیت‌کننده برای توان بادی قابل اثبات است، زیرا می‌تواند تولید اضافی را جذب کرده و در زمان‌های اوج مصرف آن را آزاد کند. (سول[7] و همکاران،

[1] Deb
[2] Kanakasabapathy
[3] Swarup
[4] Connolly
[5] Tsai
[6] Winters
[7] Suul

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

۲۰۰۸) دریافتند که برای سیستم‌های قدرت ایزوله با تولیدکنندگان تجدیدپذیر، نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای به دلیل ارائه کنترل فرکانس اولیه در زمان‌های تقاضای پایین و خروجی بالای منابع متغیر تجدیدپذیر بسیار حایز اهمیت اند. (کاسترونو[1] و لوپز[2]، ۲۰۰۶) نشان دادند که یک نیروگاه ترکیبی تولید بادی و تلمبه ذخیره‌ای، بسته به سطح جریمه انحراف، با بهینه‌سازی همزمان عملیات تولید بادی و نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در مقایسه با بهینه‌سازی تنها یک تولیدکننده بادی، می‌تواند سود عملیاتی خود را از ۱۲ تا ۲۲ درصد افزایش دهد. (دینگ[3] و همکاران، ۲۰۱۲) تحلیل مشابهی انجام دادند اما تعداد شروع/توقف‌های روزانه همراه با هزینه‌های شروع/توقف PSH و همچنین زیر یک ساعت، نوسانات توان بادی را در نظر گرفتند. آنها نتایج فرمول‌بندی بهینه‌سازی قطعی و قیود شانسی را باهم مقایسه کردند. آنها تفاوت‌های کوچکی بین همه نتایج یافتند، اما روند اساسی این بود که عملیات ترکیبی یک نیروگاه تولید بادی و PSH می‌تواند سود را تا ۲۵ درصد در مقایسه با عملیات مستقل یک مزرعه بادی افزایش دهد. (بلک[4]، ۲۰۰۷) تأثیر عدم قطعیت پیش‌بینی توان بادی بر ارزش PSH در سیستم برق بریتانیا را با فرض تأمین بیش از ۲۰ درصد انرژی توسط توان بادی تحلیل کردند. آن‌ها بر روی سهم احتمالی PSH در ذخایر غیر چرخان و تأثیر آن بر سایر ارائه‌دهندگان رزرو مانند توربین‌های گازی تمرکز کردند. آنها دریافتند که استفاده از PSH، برای برآوردن نیاز ذخیره می‌تواند کارایی سیستم قدرت را افزایش، جذب توان بادی را تقویت و انتشار CO2 را کاهش دهد. (دونالِم[5] و همکاران، ۲۰۰۹) نشان دادند که تأسیسات تلمبه ذخیره‌ای با طراحی مناسب می‌تواند به یکپارچه‌سازی منابع انرژی بادی در دیسپاچینگ منطقه‌ای کمک کند. آنها نتیجه گرفتند که واحدهای تلمبه ذخیره‌ای با جدیدترین فناوری، مانند واحدهای سرعت قابل تنظیم و ترکیبی، می‌توانند بار را دنبال کرده و به سریع‌ترین ایستگاه‌های پاسخ در سیستم قدرت تبدیل شوند. آنها همچنین می‌توانند از اختلالات سیستم قدرت بدلیل کاهش فرکانس بارگذاری صنعتی جلوگیری نمایند.

- قابلیت های نیروگاه تلمبه ذخیره ای و رفتار بازارهای برق با آن

در ایالات متحده، تقریباً ۶۶٪ از برق مصرفی در بازارهای برق تجدیدساختارشده مصرف می‌شود. این بازارها مبتنی بر عمده فروشی برق می باشد که در آن یک سیستم دو یا سه مرحله‌ای، با انرژی و خدمات جانبی بهینه‌سازی‌شده، قیمت‌گذاری نهایی مکانی برای انرژی را برای بازارهای پیش‌رو[6] (مانند بازارهای روز پیش و ساعتی) و لحظه‌ای[7] فراهم میکنند. انرژی در بازارهای پیش‌رو فروخته شده و در بازارهای ساعتی[8] و لحظه‌ای پنج‌دقیقه‌ای با قیمت‌های حاشیه‌ای مکانی متعادل می‌شود. در برخی از بازارهای ایالات متحده، بازارهای ظرفیت نیز برای تشویق سرمایه‌گذاری در ظرفیت نصب‌شده و اطمینان از بازیابی هزینه‌های ثابت ایجاد شده‌اند. بازارهای خدمات جانبی فعلی معمولاً شامل رزروهای تنظیم، چرخان، غیرچرخان و گاهی مکمل هستند. خدمات تعقیب بار و پاسخ فرکانس به عنوان خدمات جانبی در بازارها بسیار مورد استفاده قرار می‌گیرند. اگرچه تعقیب رزرو به عنوان یک منبع پرداخت جدید مورد توجه قرار گرفته (ناوید[9] ، ۲۰۱۲)، اما کنترل فرکانس اولیه در هیچ یک از مناطق بازار تشویق نشده است (الا، ۲۰۱۲b). کنترل ولتاژ و خودراه‌انداز[10] خدمات جانبی هستند که برای مطمئن شدن از قابلیت اطمینان سیستم مورد نیاز هستند اما بطور ساعتی قابل تأمین در بازار نیستند. در عوض، این خدمات از طریق الزامات اتصال (پشتیبانی ولتاژ و توان راکتیو) و از طریق قراردادهای بلندمدت خوداه‌انداز تأمین می‌شوند.

---

[1] Castronuovo
[2] Lopes
[3] Ding
[4] Black
[5] Denholm
[6] forward
[7] real-time
[8] hour-ahead
9 Navid
10 Black start

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

مفهوم قیمت‌گذاری در آمریکا براساس قیمت‌گذاری نهایی یکنواخت است. قیمت‌گذاری نهایی، منعکس‌کننده هزینه تأمین افزایش تقاضای بعدی، چه برای انرژی و چه برای خدمات جانبی است. قیمت‌ها بسته به موقعیت در سیستم متفاوت هستند. برای انرژی، قیمت‌ها در هر نقطه تولیدی متفاوت است. برای خدمات جانبی، نیازهای مکانی کمتر است و قیمت‌ها یا در سراسر منطقه بازار یکسان هستند یا در صورت وجود محدودیت‌های بزرگ در خطوط انتقال تفاوت‌های منطقه‌ای وجود دارد. در یک سیستم بدون تلفات و بدون تراکم انتقال، قیمت در هر نقطه در سیستم یکسان خواهد بود. هنگامی که تراکم انتقال آشکار است، باعث می‌شود منابع گران‌تر در یک سمت محدودیت نیاز شوند، زیرا واحدهای ارزان‌تر توسط محدودیت‌های انتقال محدود می‌شوند. این باعث می‌شود قیمت در جایی که واحد گران‌تر مورد نیاز است بالاتر و در محل واحد ارزان‌تر، پایین‌تر باشد. این موضوع توسط معادلات پخش بار تعیین می گردد. قیمت‌ها همچنین در مکان‌هایی که به بار نزدیک‌تر هستند، حتی بدون تراکم انتقال، بالاتر خواهند بود. بازارهای خدمات جانبی نیز دارای سلسله مراتب قیمت‌گذاری هستند (اورن[1] ۲۰۰۱).

به این ترتیب همیشه انگیزه‌هایی وجود دارد که شرکت‌کنندگان در بازار، بخواهند مهم‌ترین خدمات جانبی را ارائه دهند. اخیراً انگیزه‌ای برای رزرو ایجاد شده، با پرداخت براساس عملکرد فراهم شده است. این موضوع، اجازه می‌دهد تا به واحدهایی که سریع‌تر پاسخ می‌دهند پرداخت بیشتری انجام شود. اپراتورهای مستقل سیستم نیز قوانینی دارند که اطمینان می‌دهند هیچ شرکت‌کننده‌ای سود منفی دریافت نکند. شرکت‌کننده در بازار، پرداخت جبرانی دریافت می‌کند تا اطمینان حاصل کند که پول از دست نمی‌دهد. چون PSH بطور کامل بهینه‌سازی نشده و هزینه‌های رسمی ندارد، قوانین پرداخت جبرانی ممکن است به‌طور کامل اعمال نشوند. با این حال، اگر PSH ،به‌طور کامل توسط بازار بهینه‌سازی شود و در دوره‌های پمپاژ، نسبت به دوره‌های تولید، درآمد بیشتری از دست بدهد، ممکن است پرداخت‌های جبرانی ضروری باشد.

سیستم‌های قدرت به انعطاف‌پذیری قابل توجهی برای عملکرد قابل اطمینان نیاز دارند. افزایش نوسانات و عدم قطعیت در تولید بادی و خورشیدی، نیاز به انعطاف‌پذیری را افزایش می‌دهد. برای تأمین حداکثر بار خالص، ظرفیت مطمئن مورد نیاز است. قابلیت افزایش بار برای دنبال کردن نوسانات روزانه‌ی بار خالص بسیار مورد نیاز است. این موضوع، از طریق برنامه‌ریزی زیرساعتی (برنامه‌ریزی ۵ دقیقه‌ای) تأمین می‌شود. اگر تولید انرژی اقتصادی توسط نیروگاهی، به‌طور ذاتی قابلیت نرخ افزایش توان کافی را نداشته باشد، ممکن است یک نیروگاه با قابلیت نرخ افزایش سریع توان با پرداخت‌های جداگانه مورد نیاز باشد. اپراتور مستقل سیستم میدوست و کالیفرنیا، در نظر دارند خدمات تعقیب بار اختصاصی را پیاده‌سازی کنند. ذخایر مطمئن برای پاسخگویی به خرابی‌های ناگهانی تولیدکننده‌های بزرگ و خطوط انتقال مورد نیاز است. بازارها ثابت کرده‌اند که در بدست‌آوردن انعطاف‌پذیری مورد نیاز، مجموعه‌ای از منابع و فناوری‌های موجود بسیار مؤثر هستند. با توجه به نیاز سیستم قدرت به انعطاف‌پذیری بیشتر، نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای با توجه به قابلیت‌های فنی که در تعقیب بار دارند، قادرند نقش بسیار حیاتی در پایداری سیستم قدرت داشته باشند.

بطور کلی، نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در محیط بازار امروزی با دشواری منحصربه‌فردی مواجه هستند به این دلیل که بازارها قادر به بهره‌گیری از مزایایی که این نیروگاهها برای سایر کاربران سیستم قدرت فراهم می‌کنند نیستند و در حالتی که در بازار مشارکت نمی‌کنند، درآمد آنها کاهش یافته و این موضوع در نهایت، منجر به نابودی مالی سیستم ذخیره‌سازی خواهد شد. بنابراین، باید تفاوت بین ارزش سیستم و ارزش بازار مشخص شود. مزایای کل سیستم،

[1] Oren

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

همیشه با افزایش ذخیره‌سازی افزایش می‌یابد. این بدان معناست که افزایش تعداد نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در بازار امروزی، می‌تواند نتیجه بسیار مطلوبی را بهمراه داشته باشد.

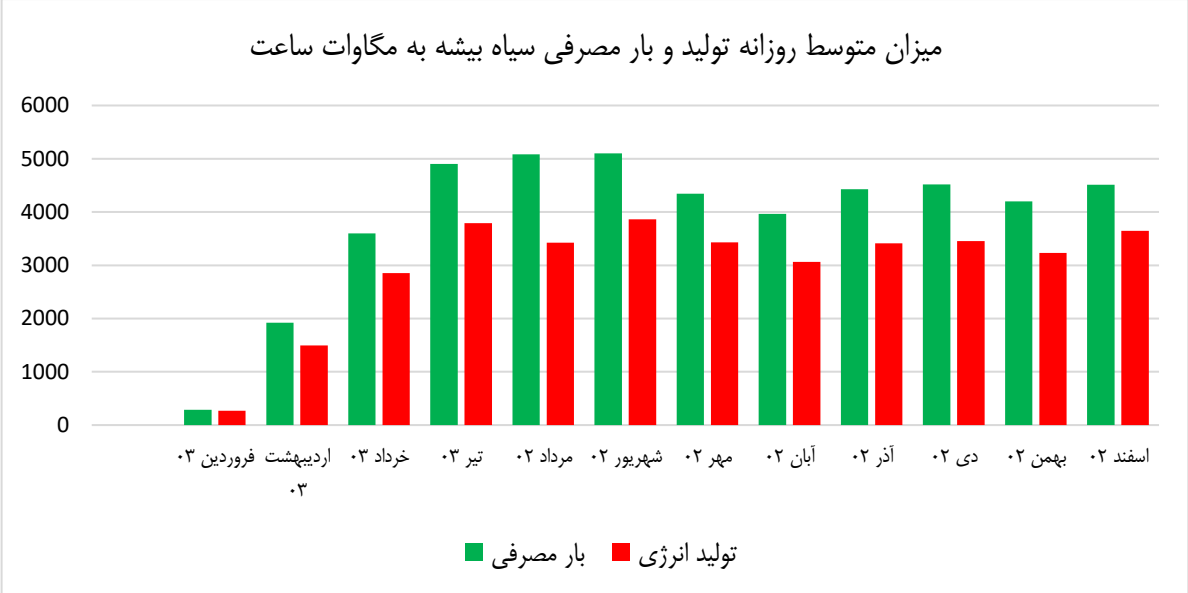
- مطالعه موردی: بررسی عملکرد نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای سیاه بیشه

نیروگاه تلمبه‌ذخیره‌ای سیاه‌بیشه، یک نیروگاه برق‌آبی در دامنه‌ی رشته کوه البرز و در مجاورت روستای سیاه بیشه است که در فاصله ۴۸ کیلومتر چالوس در استان مازندران و در ۱۲۵ کیلومتری شمال تهران قرار دارد. هر دو مخزن بالایی و پایینی در واقع سدهایی بر رود چالوس هستند که ظرفیت تخلیه برای سد بالا ۲۰۳ متر مکعب بر ثانیه و برای سد پایینی ۱۹۸,۲۵ متر مکعب بر ثانیه است. ظرفیت هر ژنراتور ۲۶۰ مگاوات و ظرفیت پمپاژ ۲۳۵ مگاوات می باشد. ژنراتورها می‌توانند با ظرفیت تخلیه ۶۵ متر مکعب بر ثانیه، آب را منتقل کنند. نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای سیاه بیشه با پمپاژ آب به سد بالایی، در زمانهای کم باری شبکه، زمینه لازم را برای تولید انرژی در زمان‌های پیک مصرف جهت تأمین برق شهر تهران فراهم می‌کند. ظرفیت تولیدی نیروگاه برابر ۱۰۴۰ مگاوات و ظرفیت پمپاژ ۹۴۰ مگاوات است. از مزایای فنی این نیروگاه، می‌توان به موارد متعددی اشاره کرد. نیروگاه خودراه‌انداز است و پاسخ سریعی به تغییرات ناگهانی بار در شبکه و خودراه‌انداز در شبکه دارد. نیروگاه سهم بسزایی در تنظیم ولتاژ و کنترل فرکانس اولیه و ثانوی‌یه شبکه دارد. ارائه‌ی خدمات جانبی از قبیل رزروهای چرخان، غیرچرخان و مکمل، خدمات تعقیب بار و پاسخ فرکانسی از مزایای مهم نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای سیاه بیشه می‌باشد. این نیروگاه، قابلیت بهره‌برداری به صورت کندانس سنکرون در حالت پمپ و توربین دارد و کنترل توان راکتیو شبکه را انجام می‌دهد.

علیرغم داشتن مزایای منحصر به فرد و فواید فراوان برای پایداری شبکه برق، در بازار برق ایران، صرفاً به تولید انرژی این نیروگاه پرداخت انجام می‌شود و بدین معنی است که حضور این نیروگاه در بازار برق در حال حاضر اقتصادی نیست، چراکه هیچ پرداختی به همه قابلیت‌هایی که برای سیستم قدرت دارد، انجام نمی شود. در حال حاضر، نیروگاه سیاه بیشه، تنها نیروگاه تلمبه ذخیره ای کشور است و در بازار برق ایران، پرداخت به این نیروگاه، در ازای انرژی تولیدی می‌باشد که با نرخ تمام شده هر مگاوات ساعت انرژی تولیدی واحدهای بزرگ برق‌آبی به اضافه نرخ خرید انرژی از شرکت توزیع با نیروگاه تسویه می‌شود.

بررسی عملکرد نیروگاه در یکسال گذشته، نشان می‌دهد میزان متوسط بار مصرفی روزانه نیروگاه، ۴۲۳۵ مگاوات ساعت بوده است که به تولید متوسط ۳۴۲۲ مگاوات ساعت منجر شده است. راندمان متوسط نیروگاه در یکسال گذشته، حدود ۷۸ درصد بوده که در ماههای متفاوت به دلیل حجم متفاوت آب و ارتفاع آب، متفاوت می‌باشد. بیشترین عملکرد متوسط ماهانه این نیروگاه، در شهریور ۱۴۰۲ با میزان تولید متوسط روزانه‌ی ۳۸۶۴ مگاوات ساعت بوده است.

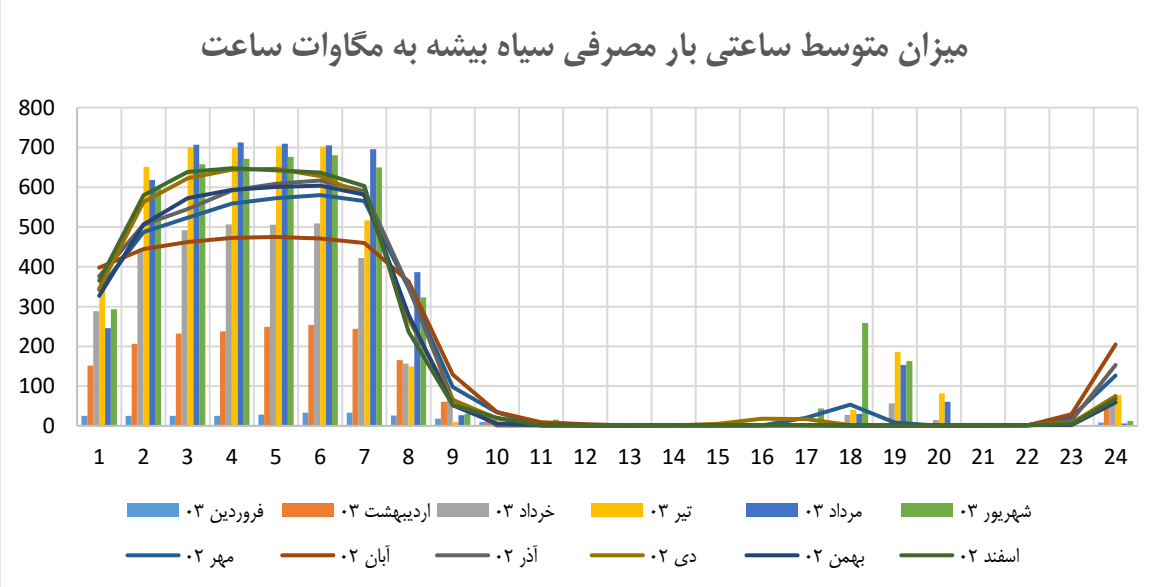
[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]



شکل (۲): میزان متوسط روزانه تولید و بار مصرفی سیاه بیشه به مگاوات ساعت

بیشترین میزان بار مصرفی نیروگاه درساعات کم باری و در ساعات ۱ تا ۸ می‌باشد که در ماههای مختلف سال، متفاوت است و در شکل (۳) ارائه شده است

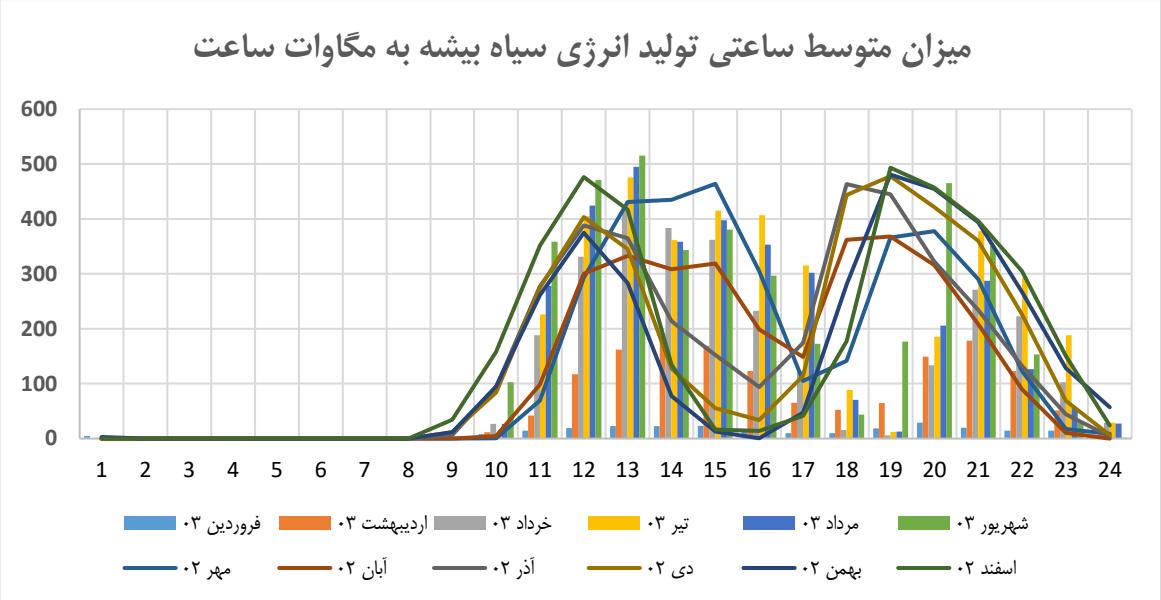
.



شکل (۳): میزان متوسط ساعتی بار مصرفی سیاه بیشه به مگاوات ساعت

بیشترین میزان تولید نیروگاه نیز، درساعات پیک و در ساعات ۱۱ تا ۱۷ و از ساعات ۲۰ تا ۲۳ می‌باشد که در ماههای مختلف سال، متفاوت است و در شکل (۴) ارائه شده است

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]



شکل (۴): میزان متوسط تولید انرژی مصرفی سیاه بیشه به مگاوات ساعت

نتایج و بحث

- لزوم طراحی بازار برق برای نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای

بر اساس گزارش اخیر موسسه تحقیقات برق (۲۰۱۳)، پیشنهادات زیر در مورد برخورد بازار با نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای(PSH) مطرح شده است:

۱. PSH باید به‌طور کامل در بازارهای روز بعد بهینه‌سازی شود. این اقدام به بازار روز بعد اجازه می‌دهد که وضعیت PSH را براساس کمینه‌سازی هزینه‌ها در کل افق زمانی، برنامه‌ریزی کند. طول افق زمانی نیز ممکن است مهم باشد. در حال حاضر، تنها PJM این کار را انجام می‌دهد.

۲. PSH باید به‌طور کامل در بازارهای لحظه‌ای بهینه‌سازی شود. این اقدام به بازار لحظه‌ای اجازه می‌دهد که وضعیت PSH را بر اساس کمینه‌سازی هزینه‌ها و اطلاعات به‌روزرسانی شده از زمان بازار روز قبل برنامه‌ریزی کند. در حال حاضر، هیچ بازاری این کار را در مدل‌های تعهد لحظه‌ای انجام نمی‌دهد.

۳. هزینه‌های فرصت از دست رفته PSH بسیار پیچیده است اگر با ارائه خدمات کمکی در یک ساعت فرصت ارائه انرژی در ساعت دیگر را از دست بدهد، باید هزینه فرصت از دست رفته به آنها پرداخت گردد.

۴. PSH باید پرداخت‌های تضمینی دریافت کند. هنگامی که PSH به‌طور کامل در بازار بهینه‌سازی شود، باید تضمین‌هایی دریافت کند که اگر از برنامه‌های ارائه شده توسط اپراتور مستقل سیستم پیروی کند، جبران کامل خواهد شد.

۵. PSH باید بر اساس تسویه‌های زیر یک ساعت جبران شود. اگر تسویه‌ها در سطح زیر یک ساعت انجام شود، PSH فرصت‌هایی برای استفاده از پاسخ سریع برای مواجهه با تغییرات قیمتی لحظه‌ای خواهد داشت که می‌تواند به طور قابل توجهی به سیستم قدرت بهره برساند. با تسویه های ساعتی، PSH انگیزه کمی برای پیروی از قیمت‌ها در داخل یک ساعت دارد و تنها به پیروی از قیمت متوسط ساعتی می‌پردازد.

۶. زمانی که نیاز به پاسخ سریع است، PSH می‌تواند با ارائه‌ی ذخایر تنظیم از مزایای آن بهره‌مند شود و از این طریق نیز درآمد اضافی کسب کند.

۷. نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای باید برای پاسخ اولیه فرکانس پرداخت داشته باشند. پاسخ اولیه فرکانس در بازارهای فعلی لزوماً تشویق نمی‌شود. این می‌تواند یک منبع درآمد اضافی برای PSH

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

باشد، زیرا PSH های معمولی و به‌ویژه پیشرفته می‌توانند این خدمت را ارائه دهند.

۸. PSH باید برای پیروی از رزرو، پرداخت داشته باشد. خدمات پیروی از رزرو می‌تواند درآمدهای اضافی برای نیروگاه‌های PSH و به‌ویژه نیروگاه‌های با سرعت قابل تنظیم که می‌تواند این خدمت را هم در حالت تولید و هم در حالت پمپاژ ارائه دهد، به همراه داشته باشد.

۹. PSH باید برای کنترل ولتاژ پرداخت داشته باشد. در حال حاضر هیچ بازاری برای کنترل ولتاژ وجود ندارد و تنها مکانیزم‌های بازپرداخت هزینه وجود دارد. یک مکانیزم قیمت‌گذاری برای کنترل ولتاژ می‌تواند درآمدهای اضافی برای PSH و نوع پیشرفته آن به همراه داشته باشد.

نتیجه‌گیری

نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای می‌توانند با شارژ نمودن خود در زمان کم باری توسط برق ارزان شبکه، با هزینه‌ی کم این انرژی ذخیره شده را در اوج مصرف آزاد کنند. نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای می‌توانند خدمات زیادی به سیستم قدرت ارائه دهند که در ساختار بازار امروزی طراحی های مورد نظر به درستی انجام نشده است. مانند افزایش انعطاف‌پذیری در پاسخ به اتفاقات لحظه ای شبکه برق، کنترل فرکانس اولیه و ثانویه (پاسخ فرکانسی سریع)، پیروی از ذخایر چرخان و غیرچرخان و ذخایر تنظیم سریع‌العمل، تعقیب بار، کنترل ولتاژ در حالت پمپی و ژنراتوری، تسطیح بار شبکه. یکی دیگر از مسائل مهم این است که نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای معمولاً در هنگام بهینه‌سازی و برنامه‌ریزی تولید و بار در اکثر بازارهای برق به درستی نمایان نمی‌شوند. با توجه به مسائل مطرح شده در این مقاله و مزایای متعدد نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای، بسیار ضروری است تا برای در نظر گرفتن مزایای فنی این نیروگاه برای سیستم قدرت، برنامه‌ریزی و طراحی‌های جدید در بازارهای برق ایجاد گردد. علاوه بر ضرورت طراحی‌های جدید در بازار برق، بدنبال افزایش تولید ناپایدار انرژی‌های تجدیدپذیر، برنامه‌ریزی برای توسعه‌ی نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای جهت بالا بردن قابلیت اطمینان سیستم قدرت بسیار مورد تأکید می باشد. در پایان با توجه به مزایای متعدد نیروگاههای تلمبه ذخیره‌ای، پیشنهادات زیر جهت توسعه‌ی نیروگاههای تلمبه ذخیره‌ای در شبکه برق کشور و طراحی های جدید در قوانین بازار برق مطرح می باشد:

۱- با توجه به ضرورت توسعه‌ی انرژی‌های تجدید پذیر در کشور در راستای کاهش ناترازی انرژی و وجود ناپایداری و عدم قطعیت در تولید این نوع از نیروگاهها، توسعه‌ی نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای بمنظور ایجاد تعادل در تولید و افزایش پایداری شبکه سراسری بسیار مهم است.

۲- نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای به عنوان یک مصرف کننده‌ی بزرگ با مصرف انرژی در زمان های کم باری، نقش مهمی در تسطیح منحنی بار شبکه و افزایش قابلیت اطمینان شبکه سراسری دارند و توسعه آنها توصیه می‌شود.

۳- کنترل فرکانس اولیه، به معنای پاسخ سریع فرکانسی به تغییرات ناگهانی در شبکه‌ی برق، بویژه در زمان‌های پیک مصرف، برای پایداری شبکه‌ی برق، بسیار مهم است. نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای، یکی از معدود نیروگاه‌هایی هستند که قابلیت پاسخ سریع فرکانسی را دارند. در سالهای اخیر بخصوص در پیک تابستان بدلیل افزایش شدید مصرف کاهش فرکانس شبکه بسیار مشهود شده و این موضوع، توسعه چنین نیروگاه‌هایی را دو چندان می‌کند.

٤- نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای علیرغم اینکه در زمره نیروگاه‌های آبی بوده و حامی محیط زیست هستند، وابستگی به منابع آبی پایدار ندارند و منبع عظیمی از ذخیره‌ی انرژی پاک را در طول سال فراهم می‌کنند و یک راهکار هوشمندانه برای ذخیره‌ی انرژی در سیستم قدرت به حساب می آیند.

٥- با توجه به مزایای متعدد نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای برای سیستم قدرت، توسعه‌ی این نیروگاه‌ها در کنار توسعه‌ی نیروگاه‌های تجدیدپذیر یکی از ضرورت‌های صنعت برق در راستای کاهش ناترازی انرژی و افزایش

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

پایداری و قابلیت اطمینان شبکه برق است. پر واضح است که ورود سرمایه‌گذاران در این بخش نیازمند اصلاحات بنیادی در قوانین و مقررات بازار برق می‌باشد.

مراجع

1- American Society of Civil Engineers, Task Committee on Pumped Storage of the Hydropower Committee of the Energy Division. (1993). Compendium of Pumped Storage Plants in the United States. New York: American Society of Civil Engineers.
2- Aoki, K., et al. (1987). "Unit Commitment in a Large-Scale Power System Including Fuel Constrained Thermal and PumpedStorage Hydro." IEEE Transactions on Power Systems (2.4); pp. 1,077–1,084
3- Black, M.; Strbac, G. (2007). "Value of Bulk Energy Storage for Managing Wind Power Fluctuations." IEEE Transactions on Energy Conversion (22:1); pp. 197–205.
4- Connolly, D., et al. (2011). "Practical Operation Strategies for Pumped Hydroelectric Energy Storage (PHES) Utilising Electricity Price Arbitrage." Energy Policy (39:7); 4,189–4,196.
5- Castronuovo, E.D.; Peças Lopes, J.A. (2004). "On the Optimization of the Daily Operation of a Wind-Hydro Power Plant." IEEE Transactions on Power Systems (19:3) pp. 1,599–1,606.
6- Deane, J. Paul; Gallachóir, B.P.Ó; McKeogh, E.J. (2010). "Techno-Economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant." Renewable and Sustainable Energy Reviews (14.4); pp. 1,293–1,302.
7- Denholm, P.; Ela, E.; Kirby, B.; Milligan, M. (2010). The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation. NREL/TP-6A2-47187. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
8- Ding, H.; Hu, Z.; Yonghua, S. (2012). "Stochastic Optimization of the Daily Operation of Wind Farm and Pumped-HydroStorage Plant." Renewable Energy (48); pp. 57

9- Donalek; Hartel; Trouille; King; Bhattarai; Krohn; Gilbert; Lee; Haapala. (2009). "Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest." MWH report.
10- Ela, E.; Milligan, M.; Kirby, B. (2011). Operating Reserves and Variable Generation. NREL/TP-5500-51928. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, August 2011.
11- Energy Information Administration. (2009b). "Repeal of the Powerplant and Industrial Fuel Use Act (1987)." Accessed December 2009: www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/repeal.html.
12- Kirby, B. (2012). "Co-Optimizing Energy and Ancillary Services from Energy Limited Hydro and Pumped Storage Plants." Preprint. Prepared for EPRI, HydroVision, July 2012.
13- Kanakasabapathy, P.; Shanti Swarup, K. (2010). "Bidding Strategy for Pumped-Storage Plant in Pool-Based Electricity Market." Energy Conversion and Management (51:3); pp. 572–579.
14- McDaniel, G. H.; Gabrielle, A Kirby, B. (2012). "Co-Optimizing Energy and Ancillary Services from Energy Limited Hydro and Pumped Storage Plants." Preprint. Prepared for EPRI, HydroVision, July 2012.
15- National Hydropower Association Pumped Storage Development Council. (2012). "Challenges and Opportunities for New Pumped Storage Development."
16- National Hydropower Association; Oak Ridge National Laboratory; Hydro Research Foundation. (2010). "Pumped Storage Hydropower Summary Report on a Summit Meeting."
17- Navid, N.; Rosenwald, G. (2012). "Market Solutions for Managing Ramp Flexibility With High Penetration of Renewable Resource." IEEE Transactions on Sustainable Energy (3:4); pp.784–790.
18- Oren, S. (2001). "Design of Ancillary Service Markets." Proceedings of 34th Hawaii International Conference on System Sciences.
19- Rajat, D. (2000). "Operating Hydroelectric Plants and Pumped Storage Units in a Competitive Environment." The Electricity Journal (13:3); pp. 24–32.
20- Suul; Uhlen; Underland. (2008). "Variable Speed Pumped Storage Hydropower for Integration of Wind Energy in Isolated Grids."
21- Tsai; Cheng; Liang; Lee. (2009). "The Co-Optimal Bidding Strategy of Pumped Storage Unit in ERCOT Energy Market."
22- Winters, M. (2010). "Opportunities in Pumped Storage Hydropower: Supporting Attainment of Our Renewable Energy Goals."

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

نشریه علمی سد و نیروگاه برق آبی ایران
سال یازدهم/ شماره سی و هفتم- ویژه نامه‌ی نیروگاههای تلمبه ذخیره‌ای/ بهار ۱۴۰۳

Journal of Iranian Dam and Hydroelectric Power Plant
11th Year/ No. 37- Special Issue on Pumped Storage Power Plants/ June 2024

An overview of the role of hydroelectricity Pumped-storage in the operation of the power system and electricity markets
(Case study: siah bisheh PSH)

Seyed Jaber Mousavi kani*[1]

Abstract

The most common form of large-scale energy storage system is of hydroelectricity pumped-storage. These types of storage systems were originally developed to help generate electricity during peak times and also as a backup for nuclear power plants. Examining the recent trends in the design of the electricity market and the increase in the unstable production of renewable energies has made it possible to provide other services by the storage pump power plants, which in addition to earning additional income for the power plant, also help the power system. While market design issues have evolved since their inception, there are still ways in which designs can be improved to better understand the value of all the capabilities of pumped storage systems, so that a fair and unbiased view of the electricity market, still be maintained. This article addresses some of the problems that may limit the full valuation of hydroelectricity pumped-storage in today's markets and suggests solutions for these problems.

Keywords

Hydroelectricity Pumped-storage, Electricity Market, Energy Arbitrage,

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-18]

[1]* manager of electricity market and energy palaning and. J.mousavikani@iwpco.ir

Received: 2024/08/20 Accepted: 2024/08/26