

# نقش بهره‌برداری از واحدهای تلمبه ذخیره‌ای در افزایش نفوذ توان باد در شبکه قدرت

امیرحسین باباعلی<sup>۱</sup>، محمدصادق قاضی زاده<sup>۲</sup>، ایمان رحمتی<sup>۳</sup>

تاریخ پذیرش مقاله:

۹۵/۱/۳۰

تاریخ دریافت مقاله:

۹۴/۱۰/۱۵

## چکیده:

یکی از مهمترین چالش‌هایی که بهره‌برداران سیستم قدرت و متولیان بازار برق با آن درگیر هستند، کاهش اثر عدم قطعیت توان باد در بازار رقابتی است. در این پژوهش به کمک مدل مشارکت یکپارچه، نیروگاه‌های بادی و تلمبه ذخیره‌ای در تسویه بازار انرژی و رزرو جنبه‌های مختلف هزینه‌های بهره‌برداری مقایسه شده است. همچنین نقش نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای به عنوان ذخیره ساز در افزایش نفوذ توان باد در شبکه قدرت بررسی شده است. علاوه بر این، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، کاهش نیاز به ذخیره‌های چرخان و غیرچرخان در بهره‌برداری مشترک باد و ذخیره‌ساز اشاره شده است. برای سادگی مسأله سیستم مورد آزمایش سه باسه، با حضور یک واحد تلمبه ذخیره‌ای و یک واحد بادی در طول دوره شبیه‌سازی ۴ ساعت در نظر گرفته شده است.

## کلمات کلیدی:

ذخیره چرخان و غیرچرخان، عدم قطعیت، نیروگاه بادی، نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای، هزینه متوسط

Babaali@ace.sbu.ac.ir

Ghazizadeh.ms@gmail.com

rahmati@igmc.ir

(۱) کارشناسی ارشد دانشگاه شهید بهشتی، پردیس شهید عباسپور (نویسنده مسئول)

(۲) دانشیار دانشگاه شهید بهشتی، پردیس شهید عباسپور

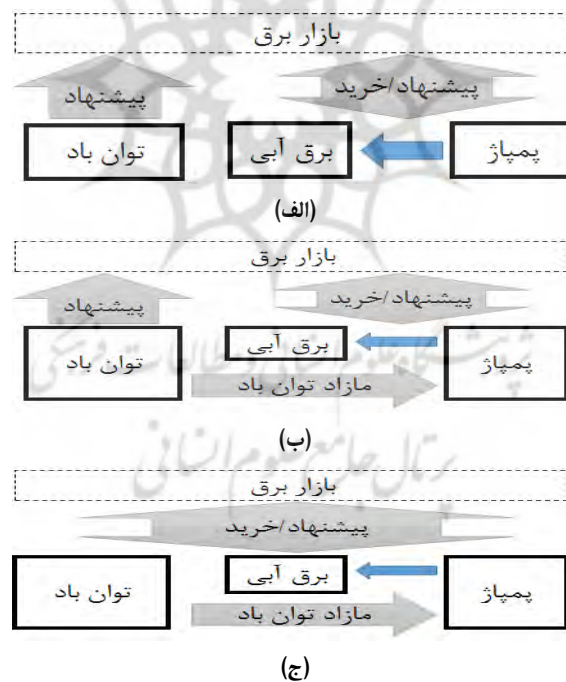
(۳) شرکت مدیریت شبکه برق ایران

## مقدمه

امروزه مشارکت انرژی های نو از جمله باد به عنوان چالشی مهم پیش روی بهره برداران سیستم و مدیران بازار برق است. همانطور که می دانیم، پیش بینی توان باد به صورت دقیق بسیار دشوار و هزینه بر است. بنابراین، بهره برداران باید به دنبال راهکارهایی جهت کاهش این اثر منفی بر شبکه باشند.

از جمله راهکارهای استفاده حداکثر و بهینه از منابع بادی در بازار برق، بازارهای درون روزی (اصلاحی)<sup>۱</sup> برای مدیریت عدم قطعیت توان باد در بازارهای رقابتی برق هستند [۵]. بازارهای درون روزی منجر به کاهش رزرو مورد نیاز پیش بینی شده در برنامه ریزی روزانه تولید، و بالطبع کاهش بکارگیری واحدهای گران قیمت، کاهش احتمال بارزدایی و سرریز<sup>۲</sup> توان باد و نیز بکارگیری واحدهای کند با شایستگی میانه خواهند شد و از طرفی، پیچیدگی محاسبات را نیز در پی دارند [۲].

سه دسته راهبرد پیشنهاددهی بین نیروگاه بادی و آبی شامل الف) پیشنهادهای مجزای باد و آب قابل برگشت بدون اتصال فیزیکی ب) پیشنهادهای مجزای باد و آب قابل برگشت با اتصال فیزیکی برای ذخیره سازی توسط پمپاژ انرژی باد مازاد و ج) پیشنهادهای هماهنگ باد و آب قابل برگشت با اتصال فیزیکی در شکل (۱) ارائه شده است [۱۰].

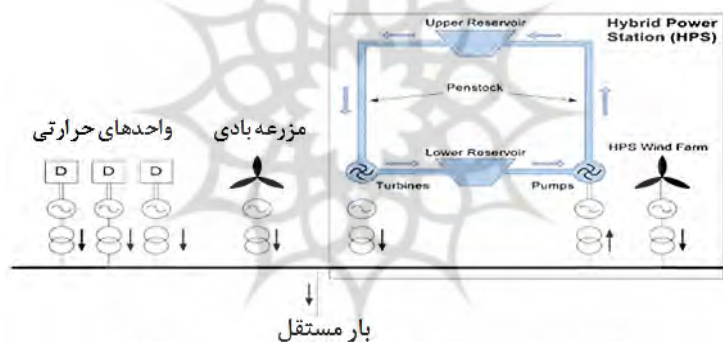


شکل ۱ الف) پیشنهاددهی مستقل بدون اتصال فیزیکی ب) پیشنهاددهی مستقل با اتصال فیزیکی ج) پیشنهاددهی هماهنگ با اتصال فیزیکی [۴]

1) intra-day  
2) spillage

یکی دیگر از راه‌های افزایش بهره‌وری نیروگاه‌های بادی و حضور پر رنگ‌تر در بازار برق، اتصال مزرعه بادی به تجهیزات ذخیره‌سازی انرژی و در نتیجه، تشکیل یک نیروگاه مجازی می‌باشد تا تأثیر منفی مربوط به ماهیت تصادفی منابع بادی کاهش داده شود. مرجع [۴] روش جدید برای برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از این چنین واحدهایی در محیط بازار برق ارائه داده است. از جمله فناوری‌های ذخیره انرژی، واحدهای تلمبه ذخیره‌ای هستند که برای کسب بیشترین نفوذ توان باد در شبکه استفاده شده‌اند. در مرجع [۹] سیاست بهره‌برداری ترکیبی از واحدهای بادی-تلمبه ذخیره‌ای (HPS<sup>۱</sup>) برای نفوذ بیشتر مزارع بادی در شبکه‌های مستقل ایسلند پیشنهاد شده است. شکل (۲) شمای کلی از یک بهره‌برداری یکپارچه را نشان داده است. این فناوری‌ها بر اساس کارایی سرعت تغییر توان نیروگاه‌های آبی از جمله تلمبه‌ذخیره‌ای شکل گرفته‌اند.

در این مقاله، ابتدا مدل‌سازی مشارکت یکپارچه منبع بادی و تلمبه ذخیره‌ای شامل تابع هدف و قیود مربوط و سپس الگوریتم حل این مدل ارائه می‌شود. در گام بعدی، این مدل روی یک سیستم سه باسه نمونه مطالعه شده است تا مزیت بهره‌برداری یکپارچه از دو منبع مذکور بر بهره‌برداری مجزا در قالب مقایسه هزینه متوسط مشخص شود.



شکل ۲) شمای کلی یک واحد تولید ترکیبی باد و تلمبه ذخیره‌ای (HPS) در سیستم مستقل ایسلند [۷]

### مدلسازی مشارکت یکپارچه نیروگاه بادی و تلمبه ذخیره‌ای در بازار انرژی و رزرو

در اینجا مدلی از تسویه بازار<sup>۲</sup> جهت کمینه ساختن هزینه‌ها از منظر بهره‌بردار سیستم قدرت با ملاحظه پارامتر تصادفی توان باد [۳]، توسعه داده شده و نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای با محدودیت‌های فنی و بهره‌برداری خاص خود اضافه شده است. در مدل پیشنهادی، قیود شبکه به صورت پخش بار AC و هزینه بارزدایی و نیز تلفات شبکه منظور شده است.

با توجه به حضور انرژی باد در بازار برق، جهت پیشگیری از پیشامدهای ناشی از عدم قطعیت توان باد باید مجموعه‌ای از اقدامات اصلاحی همچون استفاده از مدهای پمپاژ و تولیدی نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای در قالب متغیرهای مرحله دوم

1) hybrid power station  
2) Market Clearing

(وابسته به سناریوها) در مدل ریاضی ایجاد نماییم. بنابراین، مدیریت طبیعت تصادفی توان تولیدی باد از طریق یک مسأله برنامه‌ریزی تصادفی دو مرحله‌ای در نظر گرفته شده است که مرحله اول، رفتار بازار برق و مرحله دوم، بهره برداری زمان واقعی سیستم قدرت را مدل می‌کند.

در مدل ارائه شده از خرابی تجهیزات صرف نظر، تابع تلفات انتقال خطی و هزینه مولد بادی صفر منظور شده است. مدل شامل متغیرهای مرحله اول (مستقل از سناریوها) و متغیرهای مرحله دوم (وابسته به سناریو) است.

متغیرهای مرحله اول مربوط به تسویه بازار و قبل از تحقق پیشامدها عبارتند از:

۱. برنامه خاموش و روشن شدن هریک از واحدهای تولیدی و هزینه راه‌اندازی واحدها  $(u_{it}, C_{it}^{SU})$
۲. توان خروجی برنامه‌ریزی شده هر واحد تولیدی  $(P_{it}^{sch})$
۳. توان مصرفی برنامه‌ریزی شده سمت تقاضا  $(L_{jt}^{sch})$
۴. ذخیره چرخان افزایشی / کاهش‌ی برنامه‌ریزی شده برای هر واحد تولیدی  $(R_{it}^D, R_{it}^U)$
۵. ذخیره غیر چرخان برنامه‌ریزی شده برای هر واحد تولیدی  $(R_{it}^{NS})$
۶. ذخیره برنامه‌ریزی شده برای هر بار  $(R_{jt}^D, R_{jt}^U)$
۷. هزینه بهره‌برداری تلمبه ذخیره‌ای در دو حالت تولید و مصرف به ترتیب  $FC_p(P_{ht}^p, Q_{ht}^p)$  و  $FC_g(P_{ht}^g, Q_{ht}^g)$
۸. نرخ تخلیه آب مخزن بالا  $(Q_{ht}^g)$  و میزان توان تولیدی  $(P_{ht}^g)$
۹. نرخ پمپاژ از مخزن پایین  $(Q_{ht}^p)$  و میزان توان مصرفی  $(P_{ht}^p)$
۱۰. ذخیره چرخان افزایشی و کاهش‌ی مد تولیدی و مصرفی واحد تلمبه ذخیره‌ای  $(R_{ht}^{gU}, R_{ht}^{gD}; R_{ht}^{pU}, R_{ht}^{pD})$   
متغیرهای مرحله دوم مربوط به بهره برداری واقعی سیستم قدرت عبارتند از:
  ۱. اصلاحات در راه‌اندازی و خاموش کردن واحدهای تولیدی نیازمند به ذخایر غیر چرخان  $(v_{it}, C_{it\omega}^{AD})$
  ۲. هزینه خاموش و روشن مجدد تلمبه ذخیره‌ای  $(C_{ht\omega}^{Ag}, C_{ht\omega}^{Ap})$
  ۳. بکارگیری ذخیره چرخان بالا / پایین واحد تولیدی از ذخیره چرخان برنامه‌ریزی شده  $(r_{it\omega}^D, r_{it\omega}^U)$
  ۴. استفاده ذخیره غیر چرخان توسط هر واحد تولیدی از ذخیره غیر چرخان برنامه‌ریزی شده  $(r_{it\omega}^{NS})$
  ۵. بارزدایی<sup>۱</sup> ناخواسته توسط هر مصرف‌کننده  $(L_{jt\omega}^{shed})$
  ۶. متغیرهای وابسته به شبکه همچون زاویه هر گره  $(\delta_{nt\omega})$ ، فلو عبوری هر خط  $(f_{t\omega}(\mathbf{n}, \mathbf{r}))$  و توان تزریق شده در هر گره (توان تولیدی حقیقی،  $P_{it\omega}^G$ ، و توان مصرفی  $L_{jt\omega}^C$ )
  ۷. سرریز توان باد  $(S_{t\omega})$ : مقدار توان باد استفاده‌نشده در هر دوره زمانی  $t$  و سناریو

1) load shedding

در مدل ارائه شده در این مقاله تابع هدف از جنس هزینه متوسط بهره‌برداری می‌باشد. تابع هدف: در مدل ارائه شده  $EC_t$  متوسط هزینه سیستم در دوره  $t$  می‌باشد و  $CR_{it}^{R^U}$ ،  $CR_{it}^{R^D}$  و  $CR_{it}^{R^{NS}}$  به ترتیب هزینه‌های پیشنهادی ذخایر چرخان بالا، پایین، و ذخیره غیر چرخان واحد  $i$  در دوره  $t$  هستند. علاوه بر این،  $CR_{jt}^{R^U}$  و  $CR_{jt}^{R^D}$  به ترتیب هزینه‌های پیشنهادی ذخایر گردان بالا و پایین بار  $j$  در زمان  $t$  می‌باشند. تابع هدف بالا عبارات زیر را شامل شده است:

$$EC = \sum_{t=1}^{NT} EC_t = \sum_{t=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} C_{it}^{SU} + \sum_{t=1}^{NT} d_t \left[ \sum_{i=1}^{NG} \sum_{m=1}^{NM} FC(i, t, m) - \sum_{i=1}^{NL} \lambda_{L_{jt}} L_{jt}^{Sch} + \sum_{i=1}^{NG} (C_{it}^{RU} R_{it}^U + C_{it}^{RD} R_{it}^D + C_{it}^{RNS} R_{it}^{NS}) + \sum_j^{NL} (C_{jt}^{RU} R_{jt}^U + C_{jt}^{RD} R_{jt}^D) + FC_g(P_{ht}^g, Q_{ht}^g) + FC_p(P_{ht}^p, Q_{ht}^p) + \sum_{h=1}^{NH} (C_{ht}^{gRU} R_{ht}^{gU} + C_{ht}^{gRD} R_{ht}^{gD}) + \sum_{h=1}^{NH} (C_{ht}^{pRU} R_{ht}^{pU} + C_{ht}^{pRD} R_{ht}^{pD}) \right] + \sum_{\omega=1}^{NW} \sum_{t=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} \pi_{\omega} C_{it\omega}^{AD} + \sum_{t=1}^{NT} \sum_{h=1}^{NH} (C_{ht\omega}^{Ag} + C_{ht\omega}^{Ap}) + \sum_{\omega=1}^{NW} \sum_{t=1}^{NT} \pi_{\omega} d_t \left( \sum_{i=1}^{NG} \sum_{m=1}^{NM} \lambda_{G_{it}}(m) \cdot r_{G_{it\omega}}(m) + \sum_{j=1}^{NL} \left( \lambda_{L_{jt}} (r_{jt\omega}^U - r_{jt\omega}^D) + V_{jt}^{LOL} L_{jt\omega}^{shed} + V_t^S S_{t\omega} \right) \right)$$

توابع  $FC_p(P_{ht}^p, Q_{ht}^p)$  و  $FC_g(P_{ht}^g, Q_{ht}^g)$  به ازای ضریب ثابتی از هزینه تعریف شده‌اند. البته جهت ساده‌سازی مساله این توابع با یک منحنی خطی با شیب ثابت مدل شده‌اند به طوری که تابع تولید تلمبه ذخیره‌ای  $[FC_g(P_{ht}^g, Q_{ht}^g)]$  وابسته به نرخ تخلیه آب از مخزن بالا  $(Q_{ht}^g)$  و میزان توان تولیدی  $(P_{ht}^g)$  می‌باشد. به همین صورت، تابع مد مصرف نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای  $(FC_p(P_{ht}^p, Q_{ht}^p))$  وابسته به نرخ پمپاژ از مخزن پایین  $(Q_{ht}^p)$  و میزان توان مصرفی  $(P_{ht}^p)$  تعریف شده است. هزینه ذخیره چرخان افزایشی و کاهش‌ی نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای در حالت (مد) تولید با پارامترهای  $C_{ht}^{gRU}$  و  $C_{ht}^{gRD}$ ، و در حالت مصرف با پارامترهای  $C_{ht}^{pRU}$  و  $C_{ht}^{pRD}$  تعریف شده است.

• قیود مدل: در این قسمت برای ساده سازی تنها قیود اضافه شده و یا تکمیل شده در مدل پیشنهادی مقاله آورده شده است. قیود کامل تر در مرجع [۳] موجود است. در مدل تصادفی دومرحله‌ای بالا دو دسته قیود تعریف می‌شوند: دسته اول، قیود مربوط به متغیرهای مرحله اول (به مجموعه سناریو وابسته نیستند) که عبارتند از:

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{it}^{sch} + P_t^{WP,S} + \sum_{h=1}^{NH} (P_{ht}^g - P_{ht}^p) = \sum_{j=1}^{NL} L_{jt}^{sch}; \forall t \quad (1)$$

$$P_h^{g \min} \cdot u_{ght} \leq P_{ht}^g \leq P_h^{g \max} \cdot u_{ght} / P_h^{p \min} \cdot u_{ph} \leq P_{ht}^p \leq P_h^{p \max} \cdot u_{ph}; \forall h, \forall t \quad (2)$$

$$u_{ght} + u_{pht} = 1; \forall h, \forall t \quad (۳)$$

$$0 \leq R_{ht}^{gU} \leq (P_h^{g\max} - P_h^{g\min}) u_{ght} / 0 \leq R_{ht}^{gD} \leq (P_h^{g\max} - P_h^{g\min}) u_{ght}; \forall h, \forall t \quad (۴)$$

$$0 \leq R_{ht}^{pU} \leq (P_h^{p\max} - P_h^{p\min}) u_{pht} / 0 \leq R_{ht}^{pD} \leq (P_h^{p\max} - P_h^{p\min}) u_{pht}; \forall h, \forall t \quad (۵)$$

$$V_{ht}^U = V_{h,t-1}^U + \eta Q_{ht}^p - \frac{Q_{ht}^g}{\eta}; V_{h,1}^U = V^{ini}; V_{h,NT}^U = V^{fin}; \forall h, \forall t \quad (۶)$$

$$Q_{ht}^{g,\min} \leq Q_{ht}^g \leq Q_{ht}^{g,\max}; Q_{ht}^{p,\min} \leq Q_{ht}^p \leq Q_{ht}^{p,\max}; \forall h, \forall t \quad (۷)$$

$$\sum_{i:(i,n) \in M_G} P_{it\omega}^G + \sum_{h:(h,n) \in M_H} (P_{ht\omega}^g - P_{ht\omega}^g) - \sum_{j:(j,n) \in M_L} (L_{jt\omega}^C - L_{jt\omega}^{shed}) - \sum_{r:(n,r) \in \Lambda} f_{t\omega}(n,r) = 0, \forall n \neq n', \forall t, \omega \quad (۸)$$

$$\sum_{i:(i,n) \in M_G} P_{it\omega}^G + \sum_{h:(h,n) \in M_H} (P_{ht\omega}^g - P_{ht\omega}^g) - \sum_{j:(j,n) \in M_L} (L_{jt\omega}^C - L_{jt\omega}^{shed}) + P_{t\omega}^{WP} - S_{t\omega} - \sum_{r:(n,r) \in \Lambda} f_{t\omega}(n,r) = 0; \forall n = n', t, \omega \quad (۹)$$

$$P_{ht\omega}^g = P_{ht}^g + r_{ht\omega}^{Ug} - r_{ht\omega}^{Dg}; P_{ht\omega}^p = P_{ht}^p + r_{ht\omega}^{Up} - r_{ht\omega}^{Dp}; \forall h, t, \omega \quad (۱۰)$$

$$0 \leq r_{ht\omega}^{Ug} \leq R_{ht}^{Ug}; 0 \leq r_{ht\omega}^{Dg} \leq R_{ht}^{Dg}; 0 \leq r_{ht\omega}^{Up} \leq R_{ht}^{Up}; 0 \leq r_{ht\omega}^{Dp} \leq R_{ht}^{Dp}; \forall h, t, \omega \quad (۱۱)$$

$$C_{ht\omega}^{Ag} = C_{ht\omega}^{SUg} - C_{ht}^{SUg}; C_{ht\omega}^{SUg} \geq \lambda_{ht}^{SUg} (ugw_{ht\omega} - ugw_{h,t-1,\omega}); C_{ht\omega}^{SUg} \geq 0; \quad (۱۲)$$

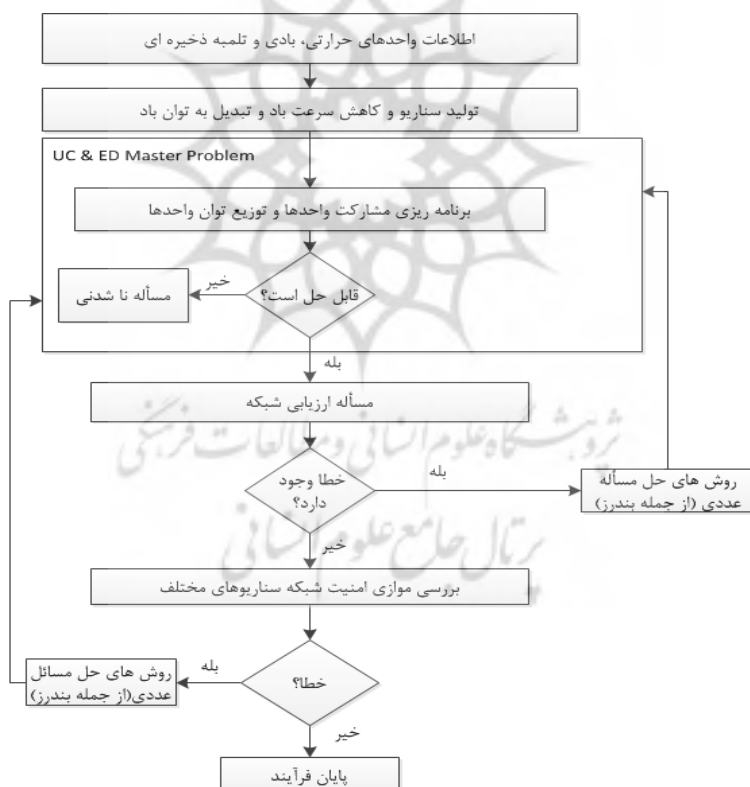
$$C_{ht\omega}^{Ap} = C_{ht\omega}^{SUP} - C_{ht}^{SUP}; C_{ht\omega}^{SUP} \geq \lambda_{ht}^{SUP} (upw_{ht\omega} - upw_{h,t-1,\omega}); C_{ht\omega}^{SUP} \geq 0; \forall h, t, \omega$$

رابطه (۱) قید تعادل بازار، رابطه‌های (۲) و (۳) محدودیت‌های تولید، رابطه‌های (۴) و (۵) محدودیت ذخایر چرخان حالت تولیدی و مصرفی واحد تلمبه ذخیره‌ای، رابطه (۶) محدودیت حجم آب مخزن بالایی (در این رابطه  $V_{ht}^U$  میزان ذخیره آب در مخزن بالایی، و  $\eta$  بازده نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای است)، رابطه (۷) محدودیت نرخ تخلیه و پمپاژ آب از مخازن، رابطه (۸) قید تعادل توان در تمام باس‌ها جز باسی که توان باد تزریق شده و رابطه (۹) تعادل توان در باس‌های توان بادی است. رابطه (۱۰) تجزیه توان تولیدی و مصرف‌شده واحد تلمبه ذخیره‌ای، معادله (۱۱) قیود تعیین ذخیره بکار گرفته شده توسط حالت تولید و حالت مصرف و رابطه (۱۲) هزینه تنظیم راه‌اندازی مرحله دوم واحدهای تلمبه ذخیره‌ای را نشان داده شده است.

همان‌طور که در روابط بالا دیده می‌شود، هزینه راه‌اندازی اصلاحی نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای همچون نیروگاه‌های مرسوم

در مدل [۳] شده است. در مدل پیشنهادی مذکور هزینه مدهای تولید و یا مصرف واحد تلمبه ذخیره‌ای به صورت تابع خطی وابسته به نرخ تخلیه و یا پمپاژ آب مدل شده است. الگوریتم حل برنامه تصادفی بهره‌برداری یکپارچه منبع بادی و تلمبه ذخیره‌ای در شکل (۳) نشان داده شده است.

شکل (۳) نشان می‌دهد در برنامه‌ریزی ابتدا اطلاعات واحدهای بادی و تلمبه ذخیره‌ای به صورت هماهنگ و یکپارچه اتخاذ می‌شود. سپس مدل‌سازی سرعت و توان باد بر اساس اطلاعات موجود صورت می‌گیرد. در مرحله بعد، برنامه‌ریزی مشارکت (UC) برای تمام واحدها اعم از سوخت فسیلی، بادی و تلمبه ذخیره‌ای بر اساس تابع هدف بالا شکل گرفته و در صورتی که این برنامه از لحاظ برنامه‌نویسی قابل حل<sup>۱</sup> باشد، قیود امنیت شبکه (قیود ۱۱-۸) نیز بررسی می‌شوند (یعنی به یک مسأله<sup>۲</sup> SCUC). در نهایت، خروجی شامل تولید و یا عدم تولید واحدها، میزان ساعت و توان واحدها در صورت حضور، رزرو چرخان و غیر چرخان مورد نیاز و هزینه متوسط بهره‌برداری مشخص می‌گردد. البته شکل (۳) به صورت شماتیک آورده شده و به دلیل پیچیدگی حل برنامه به کمک روش بندرز، در این مقاله روش‌های ساده سازی صورت گرفته است.



شکل (۳) الگوریتم برنامه تصادفی مقید شبکه جهت هماهنگی واحدهای بادی و تلمبه ذخیره‌ای

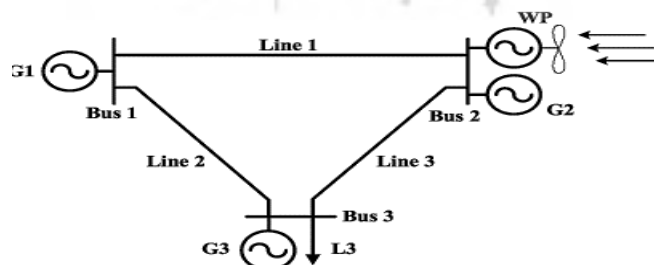
- 1) Feasible
- 2) Security Constrained Unit Commitment

با توجه به اینکه در مدل مذکور خروج واحدها لحاظ نشده است، واحدها ۱۰۰ درصد قابل اعتماد فرض می‌شوند و نیازی به مقابله با از دست دادن واحدهای تولید نیست. از این رو، هزینه بهره برداری مربوط به تولید انرژی به آسانی می‌تواند در دو ترم تقسیم شود. اولین ترم مربوط به هزینه انرژی و رزرو برنامه ریزی شده مرحله اول در بازار برق است و ترم دوم هزینه رزرو بکار گرفته شده مرحله دوم در بهره برداری زمان واقعی به دلیل تغییرات نامشخص توان باد است. این تجزیه به کمک ماهیت ساختاری توان خروجی مولد امکان پذیر است که در ادامه این تجزیه صورت گرفته است. جزئیات خطی سازی مدل تکه‌ای خطی تابع تلفات در مرجع [۷] آورده شده است.

### شبیه سازی و مطالعات عددی

هدف تعیین راهبرد بهینه مشارکت واحدهای بادی در کنار واحدهای مرسوم در بازار انرژی و رزرو می‌باشد. در این پژوهش، سیستم سه باسه شامل سه واحد حرارتی و یک واحد بادی مورد آزمایش است (شکل ۴). اطلاعات این واحدها، بار ساعتی و نیز سناریوهای توان تولیدی باد در پیوست آورده شده است. در سیستم سه باسه راکتانس بین تمام خطوط 0.13 p.u، حداکثر ذخیره چرخان بالا و پایین پیشنهادی واحدها  $P_i^{\max} - P_i^{\min}$  و ذخیره غیر چرخان  $P_i^{\max}$  لحاظ شده است. در مورد سمت تقاضا نیز قیمت پیشنهادی ذخیره چرخان بالا و پایین 70 \$/MWh لحاظ شده است [۶]. می‌توان ۱۰ درصد از توان سمت تقاضا را جهت تأمین ذخیره افزایشی و یا ذخیره کاهشی محدود کرد. با وجود این محدودیت‌ها، ارزش بار از دست رفته ( $VOLL^1$ ) برابر 1000 \$/MWh فرض شده است [۶]. ضریب هزینه تولید و هزینه ذخیره چرخان مربوط به حالت تولید و مصرف نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای معادل هزینه ذخیره چرخان واحد حرارتی G3 (CHPS=20 \$ / MWh) و هزینه ذخیره چرخان 7 \$/MWh فرض شده است [۱].

فرایند تصادفی در این پروژه تنها تولید مولد بادی می‌باشد. تولید سناریوهای پیش‌بینی توان باد به کمک مدل سری زمانی ARIMA و تخمین مدل سری زمانی فرایند تصادفی تولید باد به کمک نرم‌افزار SPSS انجام شده است [۱]. برای حل مساله برنامه‌ریزی تصادفی از نرم‌افزار GAMS استفاده شده است. خروجی برنامه شامل ورود و خروج واحدها بر اساس هزینه تولیدشان، میزان رزرو چرخان و غیرچرخان لحاظ شده در ساعت‌های مختلف و هزینه متوسط بهره‌برداری است.



شکل ۴) سیستم سه باسه مورد مطالعه

1) value of lost load



### بهره برداری مجزای نیروگاه بادی و مسائل آن

یکی از موضوعاتی که حضور منابع بادی در شبکه به وجود می‌آورند، عدم قطعیت است. برای ملاحظه عدم قطعیت، در سناریوهای مختلف توان باد مقدار میانگین را در ضریب  $(1+x/100)$  و  $(1-x/100)$  ضرب کرده‌ایم تا به ترتیب حداکثر و حداقل پیش‌بینی به دست آید. (مقدار  $x$  از ۰ تا ۱۰۰ متغیر است)

همانطور که جدول (۱) نشان می‌دهد، افزایش عدم قطعیت در توان خروجی نیروگاه بادی منجر به افزایش ذخیره مورد نیاز بهره برداری و در نتیجه، افزایش مازاد تولید برنامه‌ریزی شده می‌گردد. بنابراین، مشارکت منفرد نیروگاه بادی در سیستم می‌تواند هزینه اضافی بر مدیر شبکه تحمیل نماید.

جدول (۱) افزایش هزینه متوسط به ازای افزایش سطح عدم قطعیت

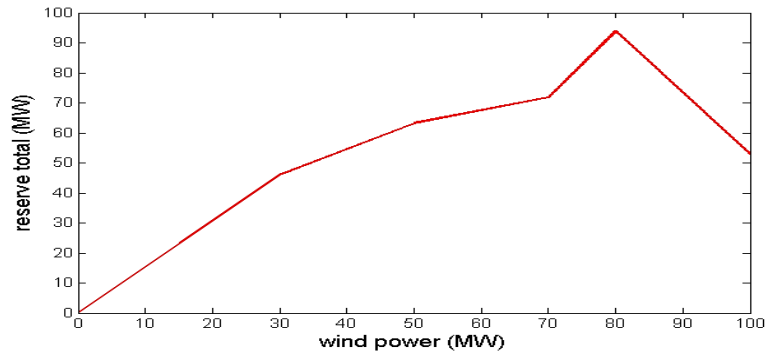
هزینه متوسط (\$)	ذخیره غیرچرخان	ذخیره چرخان	سطح عدم قطعیت (%)
۴۳۷۵,۹	۰	۰	۰
۴۵۲۳,۹	۰	۲۰,۸	۲۰
۴۸۶۷	۲۲	۵۹,۷	۶۰
۵۱۱۸	۹۰,۲	۱۴	۱۰۰

### بهره برداری مشترک منبع بادی و تلمبه ذخیره‌ای

اثر حضور نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای در بهره‌برداری مشترک با نیروگاه بادی با دیدگاه بهره‌بردار بازار از چند منظر بررسی شده است. اول اینکه، بهره‌برداری مشترک از نیروگاه بادی و تلمبه ذخیره‌ای نسبت به بهره‌برداری مجزا از هریک از این منابع در کنار واحدهای سنتی کاهش هزینه متوسط بهره‌برداری را به دنبال داشته است. بهره‌برداری مشترک حتی نسبت به موردی که تنها از نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای استفاده شده است و هیچگونه توان بادی و عدم قطعیت وابسته به آن در سیستم وجود نداشته است، هزینه متوسط کمتری داشته است (جدول ۲). از جنبه دیگر، حضور نیروگاه بادی در شبکه قدرت و بازار انرژی، افزایش رزرو مورد نیاز است. و این افزایش رزرو با افزایش توان بادی استفاده شده نسبت مستقیم دارد. شکل (۵) نشان داده است تا جایی که شبکه ظرفیت حضور توان بادی را داشته باشد، به دنبال آن رزرو بیشتری نیاز دارد.

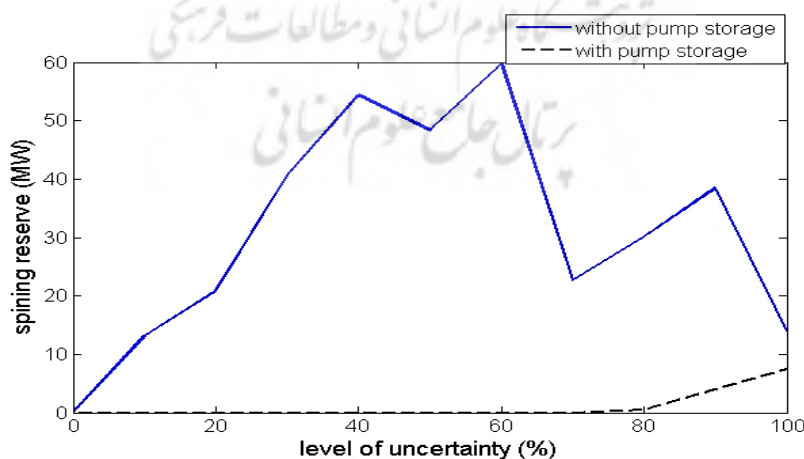
جدول (۲) مقایسه هزینه متوسط بهره‌برداری مجزا و یکپارچه از منبع بادی و تلمبه ذخیره‌ای

نوع بهره‌برداری	بهره‌برداری مجزا نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای	بهره‌برداری مجزا نیروگاه بادی	بهره‌برداری یکپارچه از بادی و تلمبه ذخیره‌ای
هزینه متوسط \$	۳۸۷۰	۵۲۶۳	۳۱۹۲

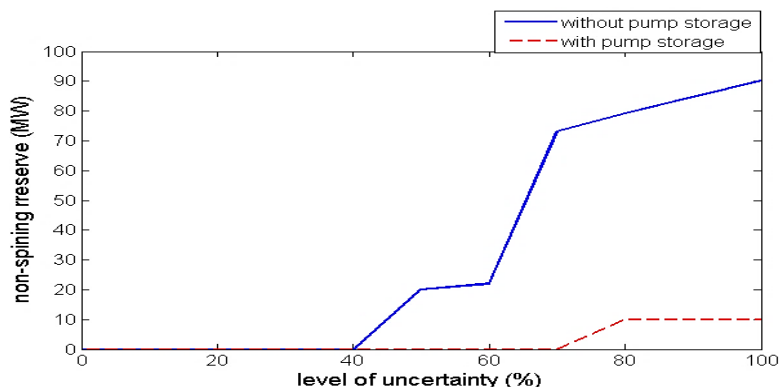


شکل ۵) ظرفیت نامی مولد بادی و ذخیره مورد نیاز سیستم

در عدم قطعیت‌های پایین (کوچک‌تر از ۵۰ درصد)، بین حداقل و حداکثر توان بادی پیش‌بینی شده اختلاف کمتری مشاهده می‌شود. بنابراین، در این صورت، نیاز سیستم به ذخیره غیر چرخان نامحسوس است اما سیستم نیاز بیشتری به ذخیره چرخان افزایشی و کاهش‌ی خواهد داشت (شکل ۶). در این موارد، ذخیره چرخان مورد نیاز سیستم از طریق مد تولید و ذخایر مخازن بالا و پایین نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای تأمین شده است. از طرف دیگر، با افزایش سطح عدم قطعیت، اختلاف بین حداقل و حداکثر توان باد پیش‌بینی شده افزایش می‌یابد. همچنین جهت حفظ امنیت سیستم، بهره‌بردار به میزان اختلاف بین توان تزریقی و حداقل توان باد پیش‌بینی شده نیاز به ذخیره غیر چرخان دارد (شکل ۷). حضور نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای در کنار نیروگاه بادی نیاز شبکه را به ذخیره غیر چرخان به طور قابل توجهی کاهش داده است (شکل‌های ۶ و ۷).



شکل ۶) تغییرات ذخیره چرخان به ازای عدم قطعیت‌های مختلف با و بدون نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای



شکل ۷) تغییرات ذخیره غیر چرخان به ازای عدم قطعیت‌های مختلف با و بدون نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای

### بهره برداری مشترک و قید تراکم شبکه

یکی از موانع حضور فعال تر نیروگاه بادی در سیستم قدرت و ایفای نقش در بازار برق، قید شبکه انتقال و ایجاد تراکم می‌باشد [۶]. در این بخش، شبیه‌سازی به ازای سطح عدم یقینی ۴۰ درصد و ۱۰۰ درصد همراه با قید شبکه  $f^{\max}(2,3) = 25MW$  روی دو مدل با و بدون نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای اجرا شده است. نتایج نشان داده شده در جدول (۳) مبین این نکته است که نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای توانسته است توان بادی بیشتری را در سیستم فعال سازد و از طرفی، همچون گذشته ذخیره مورد نیاز نیز کاهش داده شده است. البته ذکر این نکته ضروری است که قید شبکه مذکور از توان بادی تزریقی به شبکه می‌کاهد اما بهره‌برداری مشترک باد و تلمبه ذخیره‌ای اثر این قید را برای عرضه بیشتر توان بادی کمتر ساخته است. از طرفی، نیروگاه بادی توان مازاد خود را جهت پمپاژ آب به نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای تحویل داده است. بنابراین، موجب کاهش سرریز توان باد تا حد صفر شده است (جدول ۳). البته روش منطقی جهت جلوگیری از سرریز توان باد، بکارگیری مطالعات اولیه و امکان‌سنجی منطقه و تقویت شبکه انتقال می‌باشد.

جدول ۳) اثر تلمبه ذخیره‌ای بر ذخایر مورد نیاز و هزینه متوسط بهره‌برداری

نتایج خروجی	سطح عدم قطعیت	%۰	%۵۰
مجموع ذخیره چرخان بدون تلمبه ذخیره‌ای (MW)	۰	۰	۴۸,۳۵
مجموع ذخیره چرخان با تلمبه ذخیره‌ای (MW)	۰	۰	۰
مجموع ذخیره غیر چرخان بدون تلمبه ذخیره‌ای (MW)	۰	۰	۲۰
مجموع ذخیره غیر چرخان با تلمبه ذخیره‌ای (MW)	۰	۰	۰
مقدار توان باد تزریقی بدون تلمبه ذخیره‌ای (MW)	۶۸,۷۶	۸۵,۳	
مقدار توان باد تزریقی با تلمبه ذخیره‌ای (MW)	۶۸,۴۶	۱۰۵,۵	
هزینه متوسط بدون تلمبه ذخیره‌ای (\$)	۴۲۷۶	۴۷۶۸	
هزینه متوسط با تلمبه ذخیره‌ای (\$)	۱۳۷۹	۲۵۹۴	

هزینه اقدامات اصلاحی با مشارکت منبع تلمبه ذخیره‌ای تعریف جدیدی پیدا می‌کند به طوری که با مشارکت یکپارچه منبع بادی و تلمبه ذخیره‌ای، هزینه بهره‌برداری تلمبه ذخیره‌ای برای تأمین ذخیره چرخان نیز در این هزینه گنجانده می‌شود. البته نتایج نشان می‌دهد واحد تلمبه ذخیره‌ای با مشارکت در تأمین رزرو هزینه بخش اول تابع هدف (مستقل از سناریوها) را افزایش و هزینه اقدامات اصلاحی (وابسته به سناریوها) را کاهش می‌دهد و در مجموع، هزینه متوسط بهره‌برداری را کاهش خواهد داد. جدول (۴) به ازای عدم قطعیت ۱۰۰ درصد توان خروجی مولد بادی و در شرایط قید تراکم شبکه، اثر بهره‌برداری یکپارچه را در افزایش استفاده از توان بادی در شبکه و کاهش هزینه‌ها نمایش می‌دهد.

جدول ۴) بهره‌برداری مشترک و قید شبکه انتقال به ازای سطح عدم قطعیت توان باد ۱۰۰ درصد

بهره‌برداری مشترک	بهره‌برداری مجزا	
۸۰,۷	۶۲,۸۸	توان باد تزریق شده (MW)
۱۷,۵	۹۴,۴	مجموع ذخیره (MW)
۵۳۹۲	۷۲۴۸	هزینه متوسط (\$)

### نتیجه گیری

نوآوری این پژوهش نسبت به کارهای گذشته مدل برنامه‌ریزی تصادفی دو مرحله‌ای بازار برق با مشارکت یکپارچه نیروگاه بادی و تلمبه ذخیره‌ای، آشکارسازی نقش عدم قطعیت در هزینه متوسط و اثر آن روی ذخیره مورد نیاز و نیز مقابله بین افزایش هزینه ناشی از عدم قطعیت و کاهش هزینه ناشی از کاهش مصرف سوخت فسیلی و سازگاری با محیط زیست هستند. نتایج نشان می‌دهند که حضور مولدهای بادی از طرفی باعث افزایش هزینه‌های ناشی از عدم قطعیت پیش‌بینی توان باد می‌شود. زیرا افزایش عدم یقینی، نیاز سیستم و بهره‌بردار به ذخیره‌های چرخان و غیر چرخان را افزایش می‌دهد. از طرف دیگر، مشاهده شد که افزایش سطح نفوذ توان بادی با وجود افزایش عدم قطعیت، اما کاهش نیاز به واحدهای سوخت فسیلی و در نتیجه کاهش هزینه متوسط بهره‌برداری را به دنبال داشت. به منظور کاهش هزینه متوسط بهره‌برداری و کاهش نیاز به ذخیره، می‌توان مشارکت یکپارچه منبع بادی و ذخیره‌ساز در بازار را پیشنهاد داد. البته توجه شود که منظور از کاهش ذخیره مورد نیاز، تأمین ذخیره از واحدهای حرارتی می‌باشد، یعنی ذخیره مورد نیاز برای پوشش عدم یقینی توان باد توسط ذخیره‌ساز تأمین شود و بدین ترتیب، نقش واحدهای سنتی با هزینه بالا در تأمین رزرو کم‌رنگ‌تر شود.

## پیوست

## سناریوهای توان باد

توان باد پیش‌بینی شده (MW)			دوره زمانی
سناریو ۳	سناریو ۲	سناریو ۱	
۲	۹	۶	T1
۱۳	۳۰	۲۰	T2
۲۵	۵۰	۳۵	T3
۶	۱۲	۸	T4

## اطلاعات بار:

T4	T3	T2	T1	دوره زمانی
۴۰	۱۱۰	۸۰	۳۰	میزان بار (MW)

## اطلاعات واحدهای تولیدی مرسوم سیستم سه باسه

G3	G2	G1	واحد تولیدی
۱۰	۱۰	۱۰	$P^{\min}$ (MW)
۵۰	۱۰۰	۱۰۰	$P^{\max}$ (MW)
۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	$\lambda^{SU}$ (\$)
۸	۷	۵	(\$/MWh) $C^{RU}$
۸	۷	۵	(\$/MWh) $C^{RD}$
۷	۵,۵	۴,۵	(\$/MWh) $C^{RNS}$
۲۰	۴۰	۳۰	(\$/MWh) $\lambda^G$

## منابع

- [۱] باباعلی، امیرحسین. قاضی زاده، محمدصادق. رحمتی، ایمان. (۱۳۹۳)، "بهینه سازی حضور نیروگاه‌های بادی در بازار انرژی و رزرو"، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی
- [2] Amelin M.(2014) "An Evaluation of Intraday Trading and Demand Response for a Predominantly Hydro-Wind System Under Nordic Market Rules," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.PP, no.99, pp.1-10.
- [3] Conejo A.J, Carrion M and Morales J.M ,(2010). "Decision making under uncertainty in electricity markets", Springer; ISBN: .4-7420-4419-1-978, vol.6.
- [4] Costa L.M, Bourry F , Juban J and Kariniotakis G, (2008), "Management of Energy Storage Coordinated with Wind Power under Electricity Market Conditions," Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 08. Proceedings of the 10th International Conference on , pp.1-8.
- [5] Jafari A. M, Zareipour H, Schellenberg A, and Amjady N, (2014) "The Value of Intra-Day Markets in Power Systems With High Wind Power Penetration," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 29, pp. 1121-1132.

- [6] Morales J. M, Conejo A. J and Pérez-Ruiz J, (2009) , "Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 24, pp.900-910.
- [7] Motto A. L, Galiana F. D, Conejo A. J and Arroyo J. M, (2002) ,"Network-constrained multiperiod auction for a pool-based electricity market," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. ۱۷, pp.646-653.
- [8] Ortega-Vazquez M. and Kirschen D.S , (2009) , 'Estimating the spinning reserver equirements in systems with significant wind power generation penetration',IEEE Trans. Power Syst.,vol. 24, pp. 114-124.
- [9] Papaefthimiou S, Karamanou E, Papathanassiou S and Papadopoulos M, (2009) , "Operating policies for wind-pumped storage hybrid power stations in island grids," Renewable Power Generation, IET, vol. 3, p.293-307.
- [10] Sanchez de la Nieta A.A, Contreras J and Muñoz J. I, (2013) , "Optimal coordinated wind-hydro bidding strategies in day-ahead markets," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 28, pp. 798-809.
- [11] Sioshansi R, (2010), "Evaluating the Impacts of Real-Time Pricing on the Cost and Value of Wind Generation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 25, pp. 741-748.