

بررسی تأثیر حضور نیروگاه‌های بادی بر قیمت بازار و قابلیت اطمینان سیستم قدرت در بازار رقابتی غیر کامل

مسعودرضا حبیبی^۱، حسین هارون آبادی^{۲*}، ابراهیم خرم^۳

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد برق، گروه برق، واحد اسلامشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، اسلامشهر، ایران، h.masoodreza@gmail.com

۲- استادیار گروه برق، واحد اسلامشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، اسلامشهر، ایران، hoharoonabadi@yahoo.com

۳- استادیار گروه برق، واحد اسلامشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، اسلامشهر، ایران، ebrahim_k59@yahoo.com

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۱۲/۲۶

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۱۰/۲۷

چکیده: مزایای تولید برق از انرژی باد، باعث گسترش روزافزون نیروگاه‌های بادی در سرتاسر جهان شده است. هزینه پایین تولید و مزایای زیست محیطی نیروگاه‌های بادی از دلایل مهم استفاده از انرژی باد می‌باشد. از طرف دیگر هزینه‌های عدم قطعیت در تولید و کنترل خروجی توربین‌های بادی از جمله مشکلاتی است که برای بهره‌برداران و بازارهای برق به وجود می‌آید. از اقدامات اساسی جهت افزایش نفوذ توان بادی، بررسی اثرات این نفوذ در شبکه‌های قدرت تجدیدساختاریافته می‌باشد. در این مقاله اثر حضور نیروگاه‌های بادی بر قیمت بازار و قابلیت اطمینان سیستم قدرت در سطح تولید و در بازه زمانی یکساله مورد ارزیابی قرار گرفته است. روش پیشنهادی بر روی شبکه ۲۴ شینه IEEE-RTS آزمایش شده و سعی شده است با در نظر گرفتن درصد رزروهای مختلف و کشش‌های قیمتی تقاضای متفاوت، نتایج واقعی تری نسبت به بازار و قابلیت اطمینان شبکه بدست آید. در شبیه سازی، اثر عدم قطعیت‌های رزرو شبکه در نظر گرفته شده و همچنین از شبیه‌سازی مونت کارلو جهت مدلسازی باد استفاده می‌شود. این مطالعه با شبیه‌سازی طرح‌های اضافه شدن و جایگزین شدن تولیدکنندگان توان بادی در شبکه، سعی در بررسی و مقایسه نتایج طرح‌ها با یکدیگر داشته تا از این طریق، تغییرات قابلیت اطمینان سیستم و کارایی بازار، همزمان مورد ارزیابی قرارگیرد. نتایج بدست آمده حاکی از تأثیر مثبت همزمانی تخصیص رزرو و طرح‌های پیشنهادی بر اطمینان و کارایی بازار است.

واژه‌های کلیدی: نیروگاه‌های بادی، قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت، بازار برق، شبیه‌سازی مونت کارلو.

۱- مقدمه

بادی از ۲۳۹۰۰ مگاوات در سال ۲۰۰۱ به ۵۳۹۱۲۳ مگاوات در سال ۲۰۱۷ رسیده است [۱]. با این وجود، محدودیت‌های فنی و عدم قطعیت در انرژی باد سبب به وجود آمدن تغییراتی در ارزیابی‌های فنی و اقتصادی سیستم‌های قدرت در حضور این واحدهای تولیدی در بازار برق شده است [2,3]. در مرجع [۴] تأثیر بکارگیری باتری به عنوان ذخیره‌ساز انرژی (BESS) در کنار مزرعه بادی بر قابلیت اطمینان تولید بررسی شده و نشان داده شده است که همکاری BESS و نیروگاه بادی موثرتر خواهد بود که ظرفیت تولید و نفوذ مزرعه بادی افزایش یابد. در [۵] هماهنگی تولیدکننده برق بادی (WPP) و نیروگاه آبی به عنوان یک راه موثر برای افزایش توانایی عرضه برق بادی به سیستم قدرت و بازار برق و کاهش هزینه عدم تعادل معرفی شده است. همچنین نشان داده شده است که نیروگاه بادی در هماهنگی

رشد و گسترش سیستم‌های قدرت و افزایش بار مصرفی این سیستم‌ها از یک سو و مشکلات زیست محیطی ناشی از سوخت‌های فسیلی از سوی دیگر انرژی‌های تجدیدپذیر را بیش‌ازپیش به موضوع روز سیستم‌های قدرت تبدیل کرده است. این انرژی‌ها علاوه بر تجدیدپذیری، پایدار و سازگار با محیط زیست نیز می‌باشند. از سوی دیگر، گسترش نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر می‌تواند موجب تأثیر بر برخی از جنبه‌های سیستم‌های قدرت نظیر قابلیت اطمینان و قیمت انرژی در بازار برق گردد. مزایای زیست محیطی و اقتصادی نیروگاه‌های بادی این نیروگاه‌ها را به یکی از پرکاربردترین و متداول‌ترین منابع انرژی تجدیدپذیر در جهان مبدل کرده است. بطوریکه ظرفیت نصب شده‌ی نیروگاه‌های

۲- مدل‌سازی سرعت باد و توان تولیدی نیروگاه بادی

واضح است که مقدار توان تولیدی نیروگاه‌های بادی به سرعت باد بستگی دارد و از اولین و اساسی‌ترین اقداماتی که برای بررسی حضور نیروگاه‌های بادی در سیستم‌های قدرت باید انجام شود پیش‌بینی سرعت باد است. از ویژگی‌های اصلی سرعت باد، نوسانات زیاد سرعت وزش باد در طول شبانه روز است.

با توجه به مرجع [۱۲] مناسب‌ترین تابع برای مدل‌سازی سرعت باد تابع توزیع ویبال می‌باشد. در این روش مدل‌سازی، برای هر واحد بادی با توجه به اطلاعات گذشته سرعت باد منطقه‌ای، پارامترهای تابع توزیع احتمال ویبال بدست می‌آید. شکل کلی تابع چگالی احتمال توزیع ویبال طبق رابطه (۱) می‌باشد.

$$pdf(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

$pdf(v)$ نشان دهنده تابع توزیع چگالی احتمالی k ، ضریب شکل (بدون بعد)، c ضریب مقیاس (m/s) و v سرعت باد (m/s) می‌باشد. تابع توزیع ناشی از رابطه (۱) در رابطه (۲) نشان داده شده است.

$$P(v < v_x) = \int_0^{v_x} pdf(v). dv = 1 - e^{-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k} \quad (2)$$

مطالعات متعددی بر روی برآزش توزیع ویبال بر منحنی سرعت باد در زمان‌های طولانی انجام شده است. طبق نتایج [۱۳]، مقدار پارامتر k برای توزیع احتمال باد به ازای ارتفاع‌ها و سرعت‌های مختلف باد تقریباً ثابت و در زمان طولانی برابر ۱/۶۹۸ است. با داشتن مقدار ضریب k و میانگین سرعت باد (v_m)، می‌توان پارامتر c را برای توزیع ویبال از طریق رابطه (۳) محاسبه نمود.

$$c = \left(\frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}\right) \quad (3)$$

مقدار میانگین سرعت باد (v_m) را می‌توان برابر مقدار پیش‌بینی شده از سرعت باد قرار داد. با بدست آوردن تابع توزیع و بکارگیری روش‌های شبیه‌سازی (شبیه‌سازی مونت‌کارلو)، می‌توان تغییرات سرعت باد را مدل کرد. شبیه‌سازی مونت‌کارلو یکی از رایج‌ترین روش‌های شبیه‌سازی بوده و مبنای این روش تولید اعداد تصادفی و استفاده از روابط مربوطه جهت مدل‌سازی رفتار سیستم و تکرار محاسبات سیستم به دفعات زیاد می‌باشد. پس با داشتن تابع توزیع ویبال و داده‌های گذشته از سرعت باد، می‌توان داده‌های تصادفی مناسب برای زمان آینده را تولید نمود.

بعد از مرحله مدل‌سازی سرعت باد می‌توان، توان خروجی نیروگاه بادی را مدل‌سازی کرد. تبدیل انرژی مکانیکی ایجاد شده به انرژی مکانیکی، کاری است که در نیروگاه‌های معمولی و بادی انجام می‌شود. با تغییر سرعت باد، انرژی‌ای که توربین‌های بادی جذب می‌کنند نیز تغییر می‌کند. بین سرعت باد و توان خروجی توربین‌های بادی یک رابطه

کامل با یک واحد آبی می‌تواند تفاوت بین تولید واقعی و فروش انرژی در روزهای آینده را کاهش دهد و از کاهش سود نیروگاه بادی جلوگیری کند. در [۶] حضور یک نیروگاه بادی تحت طرح‌های مختلف (گیرنده قیمت، ارائه منحنی عرضه و ائتلاف با یک نیروگاه غیر بادی) در تعادل بازار بررسی شده است. در این مقاله نشان داده شده است هزینه پرداختی مصرف‌کنندگان در همه طرح‌ها کاهش می‌یابد. مرجع [۷] با بررسی تغییرات سه شاخص قابلیت اطمینان در پیک‌بار، قابلیت اطمینان سالیانه‌ی سیستم‌های قدرت را با حضور نیروگاه بادی بررسی و ارزیابی کرده و نشان داده است نیروگاه‌های بادی در تغییرات اوج بازار از قابلیت اطمینان بالایی برخوردار هستند. نیروگاه‌های انعطاف‌پذیرتر، می‌توانند با یکدیگر ادغام شده و اقدام به افزایش قیمت بازار نمایند. در [۸] جهت ارزیابی قابلیت اطمینان تولید و تعیین قیمت بازار، در بازار برق اشتراکی از شبیه‌سازی مونت‌کارلو و شبکه‌های عصبی بهره‌برده و نتیجه گرفته هر چه کشش قیمتی تقاضا کاهش یابد، امکان تطبیق مصرف مشترکین با قیمت نیز کاهش یافته و در نتیجه قیمت برق در بازار افزایش می‌یابد. ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی با استفاده از سیستم‌های هوشمند و شبیه‌سازی مونت‌کارلو در [۹] پرداخته شده است. شاخص قابلیت اطمینان LOLE ارزیابی شده و نشان داده شده هرچه کشش قیمتی تقاضا افزایش یابد LOLE کاهش یافته و قابلیت افزایش می‌یابد. مرجع [۱۰] به مطالعه در مورد قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت با حضور نیروگاه‌های بادی و ESSها پرداخته و در این مطالعه نشان داده شده است که افزایش ظرفیت توان بادی به دلیل متغیر بودن می‌تواند باعث نامطلوب شدن سطح قابلیت اطمینان سیستم شود اما حضور ESSها هم‌زمان با نفوذ توان بادی تأثیر قابل توجهی بر بهبود قابلیت اطمینان سیستم داشته است. [۱۱] به بررسی اثرات تولید توان بادی بر MCP و قابلیت اطمینان پرداخته و بررسی نتایج نشان می‌دهد توان بادی می‌تواند سبب کاهش MCP و قابلیت اطمینان سیستم تولید شود و همچنین می‌تواند قابلیت اطمینان انتقال را با کاهش بارگیری خطوط انتقال افزایش داده و با کاهش هزینه‌های عملیاتی و هزینه کل شبکه باعث کاهش قیمت برق شود

هدف اصلی از این مطالعه، بررسی تأثیر نیروگاه‌های بادی بر قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت در سطح تولید است و ضمن ارزیابی شاخص LOLE، به بررسی تأثیر اقتصادی این نیروگاه‌ها بر قیمت بازار می‌پردازد. در بخش دوم این مقاله، به مدل‌سازی سرعت باد و توان تولیدی نیروگاه‌های بادی و در بخش سوم به شرح مدل‌سازی حضور مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان در بازار برق پرداخته می‌شود. در بخش چهارم، الگوریتم کلی تعیین قیمت برق و ارزیابی قابلیت اطمینان بیان شده و در بخش پنجم مطالعه طرح‌های حضور واحدهای بادی معرفی می‌گردند. در بخش‌های ششم و هفتم، تعیین داده‌های اولیه شبیه‌سازی و نتایج حاصل از پیاده‌سازی طرح‌ها ارائه شده و بخش هشتم به نتیجه‌گیری و پیشنهادات اختصاص دارد.

رزرو مورد نیاز احتمالی از بابت $FOR_{T,W}$ می‌توان قطعی و خاموشی شبکه را کاهش داد. در این بررسی نیز از احتمال خروج اجباری واحد- های بادی استفاده شده است. مقدار احتمال خروج اجباری توربین‌های بادی، $FOR_{T,W} = 0.05$ فرض شده است.

۳- حضور در بازارهای انرژی الکتریکی

همانطور که قبلاً نیز عنوان شد این مقاله به بررسی تأثیر حضور واحدهای بادی بر قیمت بازار برق در طرح‌های مختلف و همچنین به ارزیابی قابلیت اطمینان (شاخص LOLE) می‌پردازد.

۳-۱- شبیه سازی اقتصادی مصرف کنندگان

با توجه به تجدیدساختار یافتن صنعت برق و حق انتخاب مشتریان، مصرف‌کنندگان نقش منفعل‌تری در بازارهای انرژی الکتریکی دارند. اکثر مصرف‌کنندگان نیز نسبت به قیمت برق حساس هستند و با توجه به نظریه اقتصاد خرد، مصرف‌کنندگان توان الکتریکی، مصرف و تقاضای خود را تا مقداری افزایش می‌دهند، که سود حاشیه‌ای که از مصرف برق به دست می‌آورند، برابر با قیمتی که باید پرداخت کنند، شود.

مصرف‌کنندگان در کوتاه مدت، توانایی عکس‌العمل زیادی در برابر نوسانات قیمت بازار برق را ندارند و به همین علت کشش قیمتی تقاضا در کوتاه مدت بسیار ناچیز است. پس حساسیت قیمتی تقاضا برای توان برقی در کوتاه مدت بسیار کم است [۱۶]. حساسیت خیلی کم تقاضا در بازارهای رقابتی غیرکامل، تأثیر نامطلوبی بر روی عملکرد بازارهای توان برقی دارد و اعمال قدرت بازار توسط تولیدکنندگان را تحمیل می‌کند. تابع تقاضا معمولاً به صورت رابطه (۵) بیان می‌شود:

$$\pi = a - b \cdot Q_T \quad (5)$$

در رابطه (۵)، قیمت بازار برق بر حسب $\frac{\$}{MWh}$ و Q_T میزان کل تولید MW می‌باشد. a و b ضرایب این تابع بوده، به ترتیب بر حسب $\frac{\$}{MWh}$ و $\frac{\$}{MWh^2h}$ و همیشه مثبت می‌باشند. با در نظر گرفتن تعریف پارامتر حساسیت قیمتی تقاضا، این پارامتر از رابطه (۶) بدست می‌آید [۱۷].

$$Ed = \left| \frac{dQ_T}{d\pi} \right| = \frac{1}{b} \quad (6)$$

در رابطه (۶) Ed معرف کشش قیمتی تقاضا می‌باشد. اگر مقدار بار پیش‌بینی شده‌ی درخواستی مشترکین (Q_n) را مستقل از قیمت در نظر بگیریم، با داشتن حساسیت قیمتی تقاضا (Ed)، می‌توان معادله تابع تقاضا از (۷) بدست آورد.

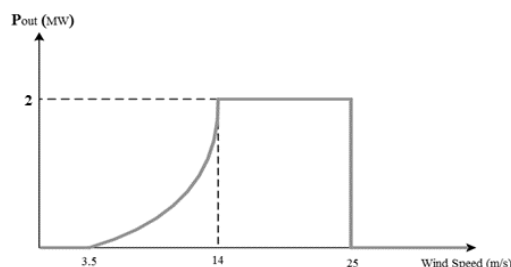
$$\pi = a - b \cdot Q_T = b \cdot Q_n - b \cdot Q_T = \frac{Q_n}{Ed} - \frac{Q_T}{Ed} \quad (7)$$

رابطه (۷) نشان دهنده تأثیر پذیری قیمت بازار از هزینه تولید و میزان بار درخواستی مصرف‌کنندگان و همچنین تأثیرپذیری بار شبکه از قیمت بازار و هزینه تولید است. هر چه Ed بیشتر باشد تأثیر آن بر قیمت و هم چنین کاهش هزینه تولید بیشتر خواهد بود. با انجام شبیه‌سازی‌ها مشخص می‌شود که افزایش Ed باعث کاهش قیمت برق

غیرخطی برقرار است. البته این نوع رابطه وابسته به نوع توربین و مشخصات آن نیز است. با در دسترس بودن سرعت باد و با در نظر گرفتن منحنی توان توربین، می‌توان توان تولیدی توربین‌های بادی را مشخص کرد. باتوجه به اینکه رابطه‌ی بین توان تولیدی یک توربین بادی و سرعت باد، رابطه‌ای غیرخطی است، برای محاسبه‌ی توان خروجی توربین بادی می‌توان از مشخصه توان - سرعت که یک رابطه‌ی غیرخطی (۴) است استفاده کرد.

$$P_t = \begin{cases} 0 & v_w \geq v_{ci} \\ P_r \frac{v_w^2 - v_{ci}^2}{v_r^2 - v_{ci}^2} & v_{ci} \leq v_w \leq v_r \\ P_r & v_{ci} \leq v_w \leq v_{co} \\ 0 & v_w \geq v_{ci} \end{cases} \quad (4)$$

مشخصات هر توربین شامل پارامترهای v_{ci} سرعت قطع پایین^۲، v_{co} سرعت قطع بالا^۳، v_r سرعت نامی^۴، و P_r حداکثر توان تولیدی^۵ است که توسط شرکت سازنده و باتوجه به ویژگی‌های توربین تعیین و ارائه می‌گردد. به عنوان مثال شکل (۱) رابطه‌ی میان P_t و v_w را به صورت منحنی توان - سرعت برای یک توربین بادی با توان نامی ۲ مگاوات و پارامترهای $v_{ci} = 3/5 \text{ m/s}$ ، $v_r = 14 \text{ m/s}$ و $v_{co} = 25 \text{ m/s}$ نشان می‌دهد.



شکل (۱): منحنی توان - سرعت توربین بادی

در شبیه‌سازی این مطالعه، برای سادگی شبیه‌سازی فرض شده است که همه توربین‌های بادی هر نیروگاه بادی، در معرض وزش باد یکسان هستند و همچنین، حداکثر ظرفیت تولید هر توربین بادی ۲ مگاوات، سرعت قطع پایین $3/5 \text{ m/s}$ ، سرعت نامی 14 m/s ، سرعت قطع بالا 25 m/s و هر نیروگاه بادی متشکل از ۲۵ توربین بادی با ظرفیت نامی ۲ مگاوات فرض شده است. برای داده‌های سرعت باد در طول سال، از داده‌های واقعی یک نیروگاه بادی در شمال اسپانیا استفاده شده است. داده‌های سرعت باد روزانه و سالیانه مربوط به این نیروگاه، در یک پایگاه اینترنتی [۱۴] برای مقاصد تحقیقاتی در اختیار عموم قرار داده شده است.

مرجع [۱۵] علاوه بر پارامتر ماهیت تصادفی باد (عدم قطعیت سرعت باد)، نرخ خرابی مکانیکی توربین‌های بادی ($FOR_{T,W}$) را نیز در محاسبات شبیه‌سازی، در نظر گرفته و نتایج شاخص‌های قابلیت اطمینان (LOLE و LOEE) حاکی از تأثیر بالای این موضوع بر قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت است. با برآورد احتمال خرابی تجهیزات توربین‌های بادی ($FOR_{T,W}$) و بررسی تأثیر آن بر تأمین

و کاهش مصرف شده است. در این مطالعه، مقادیر کشش قیمتی تقاضا برابر ۰/۰۵، ۰/۱، ۰/۱۵ و ۰/۲ در نظر گرفته شده است.

۳-۲- شبیه سازی تولیدکنندگان و نحوه تعیین قیمت بازار برق

در این مطالعه، تولیدکنندگان توان الکتریکی را در یک بازار رقابتی غیرکامل^۱ در نظر می‌گیریم و تولیدکنندگان در این بازار، برای بهینه کردن سود فروش توان تولیدی خود به رقابت خواهند پرداخت. کم بودن تعداد تولیدکنندگان و یا حضور تولیدکنندگان راهبردی در بازار برق باعث شکل گیری بازار برق با رقابت غیرکامل می‌شود. در بازاری با رقابت غیرکامل، تولیدکنندگان راهبردی از مزیت قدرت بازار برخوردار بوده و توانایی تغییر قیمت بازار به نفع خودشان را دارند. در یک بازار واقعی، دینفعان بازار رفتار خود را با توجه به رفتار سایر شرکت کنندگان تغییر می‌دهند. در این شرایط هریک از مشارکت کنندگان در بازار به دنبال تأثیرگذاری بیشتر بر قیمت بازار و بهینه کردن سود خود هستند. در این حالت هریک از تولیدکنندگان، در حین کار بررسی می‌کند که آیا با تغییر ظرفیت تولید یا قیمت پیشنهادی خود به سود بیشتری دست می‌یابد یا خیر؟ در صورتی که چنین امکانی وجود داشته باشد، پارامترهای تولیدی خود را تغییر می‌دهد. این تغییر و تحولات در همه نیروگاه‌ها انجام شده و آنقدر ادامه می‌یابد تا همه نیروگاه‌ها در سودآورترین حالت قرار گرفته باشند. این حالت زمانی رخ می‌دهد که نیروگاه‌ها با تغییر تولید خود به سود بیشتری نرسند. به این حالت، حالت تعادل نش^۲ گفته می‌شود و نشان دهنده تعادل بازار در رقابت غیرکامل است. تعادل نش یکی از رایج‌ترین روش‌ها، برای پیش‌بینی نتیجه و خروجی رقابت می‌باشد. هیچ یک از شرکت‌کنندگان در بازار، قادر نیستند با تغییر رفتار یکجانبه خود، نقطه‌ای که در حالت تعادل نش مشخص شده را تغییر داده و به سود بیشتری برسند. مدل‌ها و روش‌های مختلفی برای رقابت شرکت-کنندگان در بازار برق ارائه شده است. مدل کورنو^۳، مدل برتراند^۴ و مدل تابع عرضه^۵ از جمله این روش‌ها هستند. در این مطالعه از مدل کورنو برای مدل‌سازی حضور واحدهای تولیدکننده و محاسبه نقطه تعادل نش در بازار برق استفاده شده است. سادگی مدل کورنو در محاسبات، همراه با در نظر گرفتن جزئیات و محدودیت‌های مسأله از مزیت‌های مدل کورنو می‌باشد. مدل کورنو سعی بر محاسبه سود بیشینه برای هریک از واحدهای شرکت کننده در بازار را دارد. فرض می‌کنیم هر واحد تولیدی متعلق به یک شرکت مستقل می‌باشد و تمام شرکت-کنندگان در بازار سعی در به حداکثر رساندن سود خود را دارند. سود هریک از واحدها در بازار برق برابر است با:

$$\Omega_i = \pi(Q_T) \cdot P_i - C_i(P_i) \quad (۸)$$

در رابطه (۸) Ω_i مقدار سود واحد تولیدی P_i ، P_i مقدار توان تولید شده واحد تولیدی P_i ، π قیمتی است که توان برقی در بازار به فروش رفته (قیمت تسویه بازار MCP) و $C_i(P_i)$ هزینه تولید توان فروش

رفته واحد P_i می‌باشد. هر واحد تولیدی سعی می‌کند با پارامترهایی که در اختیار دارد در راستای بیشینه کردن سود خود پیش برود. فرض کنیم تنها پارامتری که در اختیار هر واحد تولیدی قرار دارد، فقط پارامتر مقدار تولید (P_i) باشد، شرط لازم برای بهینه کردن معادله (۸) برابری است:

$$\frac{d\Omega_i}{dP_i} = \frac{d(\pi P_i)}{dP_i} - \frac{dC_i(P)}{dP_i} = 0 \quad (۹)$$

$\frac{dC_i(P)}{dP_i}$ معرف هزینه‌حاشیه‌ای^{۱۱} (MC) واحد P_i است و تعریف آن یعنی هزینه‌ای که واحد تولیدی برای تولید یک مگاوات اضافی در زمان مورد نظر متحمل شود. نشان‌دهنده درآمدحاشیه‌ای^{۱۲} (MR) واحد P_i می‌باشد و آن یعنی درآمدی که شرکت P_i برای تولید یک مگاوات اضافی کسب می‌کند. هر تولیدکننده برای بیشینه کردن سود، تولید خود را در حدی تنظیم می‌کند که درآمدحاشیه‌ای شرکت با هزینه‌حاشیه‌ای آن برابر شود، در رابطه (۱۰) نشان داده شده است.

$$MR_i = MC_i \quad (۱۰)$$

در رابطه (۱۰)، MR_i یعنی درآمد حاشیه‌ای واحد P_i و MC_i نشان دهنده هزینه حاشیه‌ای واحد P_i می‌باشد. همچنین می‌دانیم که مجموع تولید واحدها بایستی برابر مصرف کل (Q_T) باشد، در رابطه (۱۱) نشان داده شده است. در ضمن طبق رابطه (۱۲) برای هر واحد تولیدی فقط قید حداکثر مقدار تولید در نظر گرفته شده است.

$$Q_T = \sum_i P_i \quad (۱۱)$$

$$P_i \leq P_i^{max} \quad (۱۲)$$

P_i^{max} نشان دهنده حداکثر ظرفیت واحد تولیدی P_i می‌باشد. برای بیشینه شدن سود همه نیروگاه‌ها بایستی مشتق سود در همه آنها برابر صفر باشد (رابطه ۱۳). بنابراین:

$$\pi(Q_T) + P_i \cdot \frac{d\pi}{dQ_T} \cdot \frac{dQ_T}{dP_i} - \frac{dC_i}{dP_i} = 0 \quad (۱۳)$$

با توجه به روابط (۶)، (۷) و (۹) می‌توان رابطه (۱۴) را نوشت:

$$\frac{Q_n}{Ed} - \frac{Q_T}{Ed} - P_i - MC_i = 0 \quad (۱۴)$$

با روابط (۱۱) و (۱۴)، یک دستگاه معادلات با $(i+1)$ معادله و مجهول تشکیل داده می‌شود که در آن P_i ها و Q_T مجهولات معادله هستند.

این دستگاه معادلات را می‌توان به فرم $AX = B$ به این شکل نوشت:

معادله (۱۵) به روش‌های مختلف حل معادلات خطی، قابل حل است.

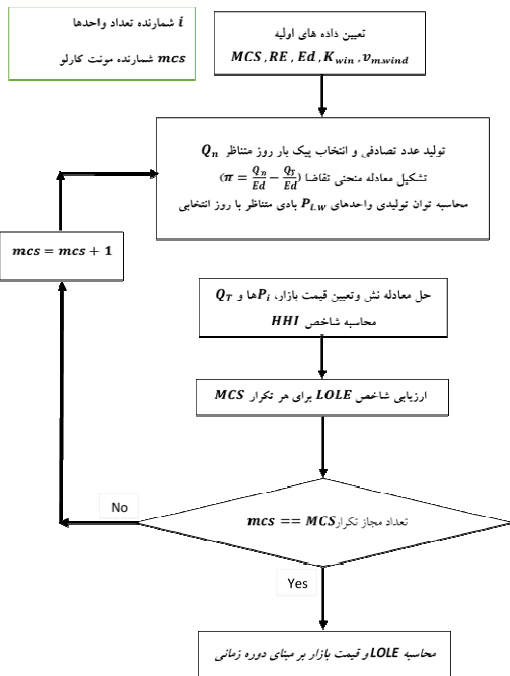
$$\begin{bmatrix} -\frac{1}{Ed} & 0 & \dots & 0 & -\frac{1}{Ed} \\ 0 & -\frac{1}{Ed} & \dots & 0 & -\frac{1}{Ed} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & -\frac{1}{Ed} & -\frac{1}{Ed} \\ 1 & 1 & \dots & 1 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ Q_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} MC_1 - \frac{Q_n}{Ed} \\ MC_2 - \frac{Q_n}{Ed} \\ \vdots \\ MC_n - \frac{Q_n}{Ed} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (۱۵)$$

در این مطالعه جهت اعمال هزینه‌هایی مانند هزینه‌ی کارکنان، هزینه تعمیر و نگهداری و همچنین به دلیل متغیر بودن راندمان و نرخ

۴- تعیین قیمت بازار و ارزیابی قابلیت اطمینان تولید با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو

۴-۱- الگوریتم کلی تعیین قیمت بازار برق و ارزیابی قابلیت اطمینان تولید با رقابت غیرکامل با استفاده از مونت کارلو

الگوریتم استفاده شده در این مطالعه از مرجع [۹] استخراج شده است. این روش را می‌توان برای بررسی تأثیرگذاری هر سناریو بر پارامترهای موردنظر استفاده کرد. این روش از شبیه‌سازی مونت کارلو بهره برده و در انتها معیار قابل قبولی از پارامترها در اختیار کاربر می‌گذارد. الگوریتم تعیین قیمت بازار رقابتی غیرکامل با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو طبق شکل (۳) و دستورالعمل ذیل انجام شده است:



شکل (۳): الگوریتم کلی تعیین قیمت بازار و ارزیابی قابلیت اطمینان تولید با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو

(۱) ابتدا داده‌های اولیه شبیه‌سازی از جمله تعداد تکرار مونت کارلو، حساسیت قیمتی تقاضا (Ed) و درصد رزرو (RE) و همچنین داده‌های اولیه و ثابت جهت مدلسازی توان بادی، معین می‌شود. اپراتور شبکه، واحدها را بر اساس قیمت‌حاشیه‌ای اعلام شده مرتب کرده و آنها را با در نظر گرفتن ظرفیت کامل در کنار یکدیگر قرار داده و منحنی عرضه اولیه کل نیروگاه‌ها و منحنی تقاضای بار پیش بینی شده برای روزهای مختلف سال را در بازار رقابتی غیرکامل تشکیل می‌دهد.

(۲) در هر تکرار روش مونت کارلو، با تولید یک عدد تصادفی، یکی از روزهای دوره زمانی مورد مطالعه، انتخاب می‌شود. بار متناظر با آن از منحنی تقاضای پیش‌بینی شده، استخراج شده و برابر Q_n قرار داده می‌شود. معادله منحنی تقاضا از رابطه (۷) تشکیل می‌شود. با مشخص

حرارتی نیروگاه‌ها و تغییر هزینه‌های تولید، از نرخ هزینه‌متراز شده یا هزینه یکنواخت شده ($LCOE^{13}$) به عنوان هزینه‌حاشیه‌ای (MC) نیروگاه‌ها در محاسبات و ارزیابی‌ها استفاده شده است. این شاخص، میانگین هزینه‌های برآوردی ساخت، نگهداری، سوخت‌رسانی و هزینه‌های اضافی برای تولید برق را به ازای هر مگاوات ساعت، برآورد کرده و کل هزینه تمام شده یک مگاوات ساعت برق را در طول عمر یک نیروگاه بر اساس نرخ کنونی محاسبه می‌کند. امروزه از LCOE جهت ارزیابی هزینه استفاده می‌شود. مقادیر نرخ متوسط تولید از منبع [۱۸] استخراج و استفاده شده است.

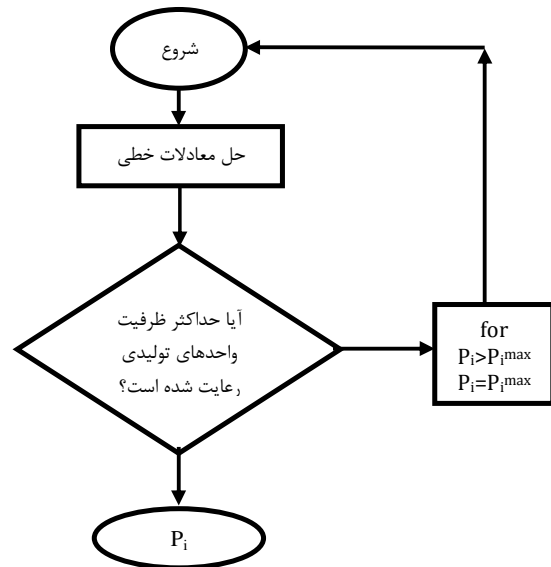
در رابطه (۱۵) حداکثر ظرفیت ممکن برای واحدهای تولیدی در نظر گرفته نشده و برخی از پاسخ‌هایی که برای P_i ها به دست می‌آید، قابل قبول نیست. برای رفع این مشکل، الگوریتمی مطابق شکل (۲) و به شرح ذیل در حل معادلات خطی استفاده شده است:

(۱) ابتدا معادلات بدون در نظر گرفتن حداکثر ظرفیت حل می‌شوند.
(۲) بررسی می‌شود که آیا ژنراتوری وجود دارد که توان به دست آمده برای آن بیشتر از حداکثر ظرفیتش باشد. اگر وجود داشته باشد مرحله ۳ و اگر وجود نداشته باشد مرحله ۵ انجام می‌شود.

(۳) اگر توان تعیین شده هر کدام از واحدها از حداکثر ظرفیت بیشتر بود، مقدار تولید آن واحدها بر روی حداکثر توان تنظیم می‌شود.

(۴) مجدداً معادلات رقابت با فرض ثابت بودن تولید ژنراتورهایی که در مرحله قبل ظرفیتشان بر روی حداکثر تنظیم شده، حل می‌شود و سپس مرحله ۲ دوباره بررسی می‌شود.

(۵) توان بدست آمده ژنراتورها به عنوان مقدار نهایی لحاظ می‌شود. با استفاده از روش فوق، مقادیر بهینه توان و سهم بازار برای ژنراتورهای شبکه RBTS-24 به ازای پیک بار سالیانه به دست می‌آید.

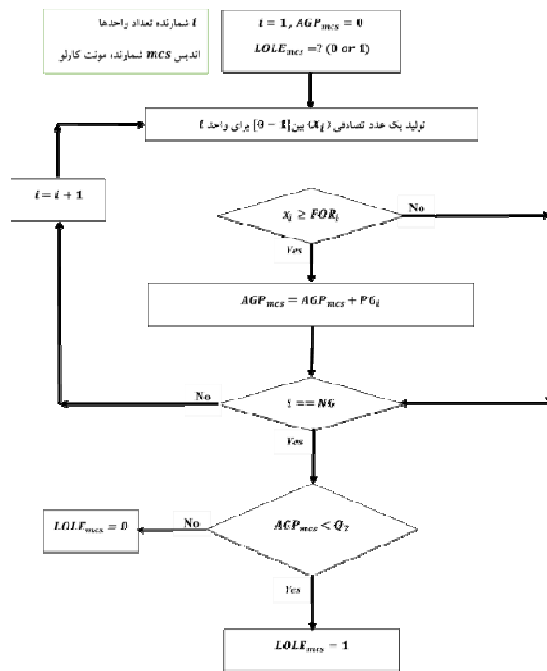


شکل (۲): دیاگرام حل معادلات خطی تعادل بازار رقابتی غیرکامل

۴-۲-۲- الگوریتم محاسبه LOLE در شبیه‌سازی مونت- کارلو

در هر تکرار مونت کارلوی الگوریتم تعیین قیمت بازار، نیروگاه‌های مجاز به تولید، و مقدار توان تولیدی آنها مشخص می‌شود. در این مرحله برای هر واحد تولیدی که در لیست تأمین‌کنندگان پیک بار روز انتخابی قرار دارند، یک عدد تصادفی بین [0-1] تولید می‌شود (به عنوان مثال x_i).

الگوریتم محاسبه توان در دسترس و ثبت خاموشی در شبیه‌سازی مونت کارلو برای هر تکرار در شکل (۴) نمایش داده شده است. اگر عدد تصادفی هر واحد در محدوده‌ی سالم بودن آن نیروگاه باشد ($FOR \leq x_i \leq 1$)، آن واحد در این تکرار مونت کارلو، در حالت کار و توان تولیدی آن در دسترس فرض می‌شود. اما اگر عدد تصادفی تولید شده آن واحد در محدوده‌ی خرابی ($0 \leq x_i < FOR$) واحد قرار گیرد، فرض بر این می‌شود که آن واحد تولیدی دچار خروج اضطراری شده و توانایی تأمین توان محوله را ندارد. بعد از مشخص شدن وضعیت تولید همه نیروگاه‌ها، مجموع توان تولیدی نیروگاه‌هایی که سالم بوده و در مدار تولید هستند ($AGP^{(t)}$)، محاسبه می‌شود. اگر این مجموع توان تولیدی از بار مصرفی شبکه Q_T کمتر باشد، در آن روز انتخابی (این تکرار مونت کارلو) خاموشی خواهیم داشت. پس برای این تکرار، خاموشی ثبت می‌شود. بعد از اتمام تکرارهای مونت کارلو، مجموع تعداد دفعاتی که خاموشی ثبت شده است، محاسبه شده و نتیجه بر مبنای دوره زمانی مورد نظر اعلام می‌شود.



شکل (۴): الگوریتم محاسبه توان تولیدی در دسترس و شاخص LOLE در شبیه‌سازی مونت کارلو برای هر تکرار

شدن Q_n ، مقدار رزرو نیز برای این منحنی بر اساس درصد رزرو اعلام شده، محاسبه می‌شود. با مشخص شدن روز انتخابی، پارامتر v_m از پایگاه داده سرعت باد منطقه [۱۴] استخراج و پارامتر c محاسبه شده و با بکارگیری شبیه‌سازی مونت کارلو و تابع توزیع ویبال $Weibull(c, k)$ ، سرعت باد در منطقه هر واحد بادی برای روز انتخاب شده مدل و محاسبه می‌گردد. و در نهایت با استفاده از رابطه (۴) توان تولیدی واحدهای بادی (P_{wi}) محاسبه می‌گردد.

(۳) حالت تعادل‌نش بازار از حل معادله (۱۵) بدست می‌آید. از حالت تعادل‌نش میزان بار درخواست مشترکین (Q_T) و قیمت بازار استخراج شده و برای این تکرار مونت کارلو ذخیره می‌گردد. همچنین واحدهای تولیدی که برای تأمین بار روز انتخابی و رزرو در اولویت قرار گرفته‌اند مشخص می‌شوند.

(۴) در این مرحله محاسبات ارزیابی شاخص قابلیت اطمینان LOLE انجام می‌شود. معرفی روش ارزیابی LOLE در قسمت (۵-۲) به طور کامل توضیح داده شده است.

(۵) مراحل ۴ تا ۶ را به تعداد مشخص شده روش مونت کارلو (مرحله ۱) انجام می‌شود و نتایج هر تکرار ذخیره می‌گردد.

(۶) جهت ثبت و تحلیل نتایج، مجموع مقادیر ذخیره شده برای هر پارامتر محاسبه و بر تعداد دفعات مونت کارلو تقسیم شده تا میانگینی از پارامترهای مورد نظر اعلام شود.

۴-۲-۴ ارزیابی شاخص LOLE قابلیت اطمینان سیستم قدرت

LOLE شاخص قابلیت اطمینانی است که در این مطالعه مورد بررسی قرار می‌گیرد و نشان دهنده انتظار قطع بار می‌باشد. با تولید اعداد تصادفی وضعیت تولید نیروگاه‌ها برای هر تکرار مونت کارلو، مشخص می‌شود. جهت تعیین وضعیت تمامی واحدها از نرخ خروج اجباری واحدها (FOR) جهت محاسبه LOLE استفاده شده است.

۴-۲-۱- تعریف محدوده سالم بودن و خرابی واحدها

در این روش برای کار هر واحد تولیدی یک محدوده‌ی صفر تا یک فرض شده است [۱-۰]، با توجه به FOR هر واحد، فاصله‌ی صفر تا FOR محدوده‌ی خرابی ($[0-FOR]$) و فاصله‌ی FOR تا یک ($[FOR-1]$)، محدوده‌ی سالم بودن آن واحد در نظر گرفته شده است. FOR نشان‌دهنده‌ی احتمال ناآمادگی واحد تولیدی است و باتوجه به تعریف احتمال، محدوده نرخ خروج اجباری هر واحد بین [0-1] می‌باشد. نرخ خروج اجباری واحدهای تولیدی از جدول (۱) استخراج شده است. در این مطالعه از مقدار پیک بار روزانه استفاده شده پس واحد LOLE، روز بر سال می‌باشد. نحوه محاسبه LOLE به این شرح می‌باشد که هر زمان ظرفیت تولید سیستم کاهش یابد و سیستم تولید، توانایی تأمین میزان باردرخواستی مشتریان را نداشته باشد، در شبکه خاموشی یا قطعی برق اتفاق می‌افتد و یک قطعی بار ثبت می‌شود.

۵- بیان و مدلسازی طرح‌های حضور واحدهای بادی در شبکه

حضور نیروگاه بادی را در یک سیستم قدرت می‌توان به عنوان یک منبع تولید توان با خروجی بسیار متغیر فرض کرد. از آنجا که این خروجی بسیار متغیر، اثراتی بر بازار و شبکه قدرت دارد، می‌بایست حضور واحدهای بادی، تحت کنترل و طبق اصول بازار و شبکه قدرت باشد. در این بررسی دو طرح متفاوت برای حضور نیروگاه‌های بادی در بازار رقابتی غیرکامل برق تعریف شده است. این طرح‌ها عبارت انداز:

- اضافه شدن سه واحد بادی
- جایگزینی سه واحد بادی

هدف اصلی این طرح‌ها بررسی تأثیر گذاری واحدهای بادی بر نقطه تعادل سیستم (قیمت بازار و مقدار درخواست) و ارزیابی این تأثیرات بر شاخص LOLE می‌باشد.

در این دو طرح، تولیدکنندگان اعم از بادی و غیربادی منحنی عرضه خود را به بهره‌بردار بازار ارائه می‌دهند و منحنی عرضه کل نیروگاه‌ها محاسبه می‌شود. جهت مدلسازی حضور واحدهای بادی اینگونه فرض می‌شود که هر واحد بادی آخرین و دقیق ترین تابع عرضه خود را یک ساعت قبل از تحویل انرژی به بهره‌بردار ارائه می‌دهد و بهره‌بردار مجموع پیشنهادهای تولیدی واحدهای بادی را از بار کل درخواستی مشترکان (D) کم می‌کند و باقیمانده توان درخواستی را براساس اصول بازار غیرکامل به نیروگاه‌های غیربادی اختصاص می‌دهد. طبق رابطه (۱۶) می‌توان گفت حضور واحدهای بادی به صورت بار منفی مدل شده است.

$$D - \sum P_{w,forecast} = \sum P_{NW} \quad (16)$$

D : کل بار درخواستی مشترکان

$\sum P_{w,forecast}$: مجموع توان تولیدی نیروگاه‌های بادی

$\sum P_{NW}$: مجموع توان تولیدی نیروگاه‌های غیربادی

در صورت تولید برق بادی بیش از مقدار پیش‌بینی ($P_{w,forecast}$) یا تولید کمتر از آن، که باعث ایجاد عدم تعادل مثبت یا منفی می‌شود، بهره‌بردار سیستم باید با استفاده از رزروهای تعیین شده، این مشکل را جبران کند و با فرض اینکه هزینه تخصیص رزرو برعهده مصرف‌کنندگان می‌باشد، تولیدکنندگان در بازار در محیطی بدون عدم قطعیت شرکت می‌کنند. ورود نیروگاه‌های بادی در بازار رقابتی غیر کامل، قدرت تعیین قیمت شرکت‌ها یا تولید کننده‌های تأثیر گذار بر بازار را کاهش می‌دهد. در شبیه سازی طرح‌های حضور واحدهای بادی، پوشش عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های بادی بر عهده سیستم رزرو شبکه فرض شده است.

در شبیه سازی حضور واحدهای بادی، در مرحله اول سه واحد بادی را به شبکه **اضافه** می‌کنیم و در مرحله دوم همان واحدهای بادی را **جایگزین** واحدهای غیر بادی منتخب می‌کنیم. به عنوان مثال ۳ واحد آبی ۵۰ مگاواتی را حذف کرده و ۳ واحد بادی با حداکثر توان تولیدی

۶- تعیین داده‌های شبیه‌سازی

۶-۱- معرفی سیستم تست

برای هرگونه بررسی و مطالعه بر روی سیستم‌های قدرت، نیاز به اطلاعات یک شبکه جهت مدلسازی است. در این مطالعه تمامی مطالعات بر روی شبکه تست (IEEE) RTS-24BUS انجام شده است [۱۹]. این شبکه، دارای ۱۱ باس ژنراتوری است که مجموع ۳۲ واحد ژنراتوری بر روی آنها مستقر هستند، همچنین ظرفیت نصب شده در این شبکه ۳۴۰۵ مگاوات بوده و پیک بار آن ۲۸۵۰ مگاوات است. اطلاعات این واحدها بر اساس داده‌های شبکه [۱۹] به صورت جدول (۱) نمایش داده شده است. داده‌های مربوط به هزینه حاشیه ای تولید واحدها نیز از مرجع [۱۸] استخراج شده است.

جدول (۱): اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه تست [۱۹]

ظرفیت (مگاوات)	نوع واحد	تعداد	نرخ خروج اجباری	هزینه حاشیه‌ای (\$/MWh)
۱۲	حرارتی	۵	۰/۰۲	۹۴/۷
۲۰	حرارتی	۴	۰/۱	۱۰۹/۴
۵۰	آبی	۶	۰/۰۱	۶۶/۲
۷۶	حرارتی	۴	۰/۰۲	۱۴۰
۱۰۰	حرارتی	۳	۰/۰۴	۹۴/۷
۱۵۵	حرارتی	۴	۰/۰۴	۱۲۳/۲
۱۹۷	حرارتی	۳	۰/۰۵	۹۴/۷
۳۵۰	حرارتی	۱	۰/۰۸	۱۲۳/۲
۴۰۰	هسته‌ای	۲	۰/۱۲	۹۹/۱

۶-۲- مدلسازی بار

مدلسازی بار در ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت و تعیین قیمت بازار برق از اصول مهم و اساسی می‌باشد. در این بررسی از اطلاعات پیک بار روزانه [۱۹] استفاده شده است. بیشترین مقدار پیک روزانه برابر ۲۸۵۰ مگاوات و کمترین مقدار پیک روزانه ۱۴۸۵/۶ مگاوات در یک سال (دوره مطالعه) می‌باشد.

۶-۳- روش تعیین مقدار رزرو

در سیستم‌های قدرت همیشه احتمال خرابی، از دسترس خارج شدن واحدهای تولیدی و یا تغییر بار پیش‌بینی نشده، وجود دارد. با توسعه استفاده از نیروگاه‌های تجدیدپذیر و دارای عدم قطعیت در تولید، به ویژه نیروگاه‌های بادی، چالش‌های جدی برای حفظ پایداری شبکه‌های قدرت ایجاد می‌شود. یکی از راه‌های موثر برای کاهش این اثرات در نظرگرفتن رزرو تولید برای سیستم‌های قدرت می‌باشد. رزرو چرخان (SR) به عنوان یک منبع مهم برای حفاظت از سیستم‌های قدرت و عاملی برای بهبود قابلیت اطمینان شبکه، شناخته شده است. در صورتی که یک واحد یا چند واحد تولیدشان کاهش یافته یا قطع شود، باید ذخیره کافی در سایر واحدها وجود داشته‌باشد تا در یک زمان

با توجه به اینکه هزینه رزرو بر عهده مصرف کنندگان فرض شده است و طبق نتایج جدول (۳)، قیمت بازار با افزایش مقدار رزرو افزایش یافته و در هر ستون با افزایش کشش قیمتی تقاضا، قیمت بازار کاهش یافته است و این نشان دهنده تأثیر پذیری بالای بازارهای رقابتی غیرکامل از کشش قیمتی تقاضا می‌باشد.

جدول (۴): میانگین توان درخواستی مصرف کنندگان در بازار، بدون حضور واحدهای بادی در بازار رقابتی غیرکامل

طرح	بدون حضور نیروگاه‌های بادی			
پارامتر	میانگین بار درخواستی (MW)			
Ed	٪۱۳	٪۸	٪۴	۰
۰/۰۵	۲۰۰۲/۹۶۲	۲۰۰۵/۸۸۰	۲۰۰۷/۹۱۵	۲۰۰۹/۷۷۳
۰/۰۵	۱۹۹۸/۰۱۲	۲۰۰۰/۸۸۲	۲۰۰۲/۸۹۶	۲۰۰۴/۷۳۵
۰/۱۵	۱۹۹۳/۰۴۵	۱۹۹۵/۸۷۵	۱۹۹۷/۸۶۷	۱۹۹۹/۶۸۶
۰/۲	۱۹۸۸/۰۶۳	۱۹۹۰/۸۶۲	۱۹۹۲/۸۲۹	۱۹۹۴/۶۱۹

طبق نتایج جدول (۴)، همانطور که انتظار می‌رفت با افزایش Ed (کشش قیمتی تقاضا) میانگین بار درخواستی کاهش یافته و همچنین با افزایش رزرو و در پی آن افزایش قیمت، میانگین توان درخواستی مصرف کنندگان، کاهش را نشان می‌دهد.

۷-۲- اضافه شدن ۳ واحد بادی در بازار رقابتی غیرکامل

در این مرحله به شبکه تست ۳ نیروگاه بادی با حداکثر توان تولیدی ۵۰ مگاواتی اضافه می‌شود و مجموع تولیدکنندگان به ۳۵ تولید کننده افزایش می‌یابد. نتایج محاسبات در جداول (۵)، (۶) و (۷) ثبت شده است.

در طرح اضافه شدن واحدهای بادی، نقش موثر رزرو بر قابلیت اطمینان سیستم بازار رقابتی غیرکامل را می‌توان مشاهده کرد. در این طرح با توجه به افزایش تعداد واحدهای شرکت کننده در بازار، احتمال کلی خروج واحدها نیز افزایش می‌یابد و از طرفی عدم قطعیت در تولید واحدهای بادی باعث افزایش شاخص LOLE می‌شود، اما افزایش رزرو، توانست شاخص قابلیت اطمینان سیستم (LOLE) را کاهش داده و بهبود بخشد.

جدول (۵): مقادیر شاخص LOLE شبکه RTS، با اضافه شدن سه واحد 50MW بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	اضافه شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	LOLE			
Ed	٪۱۳	٪۸	٪۴	۰
۰/۰۵	۲۶/۲۰۸	۷۴/۶۹۳	۲۰۰/۷۸۲	۲۸۶/۹۷۸
۰/۰۵	۲۶/۱۳۵	۷۴/۶۲۰	۲۰۰/۴۱۸	۲۸۶/۶۸۰
۰/۱۵	۲۵/۷۷۱	۷۴/۶۲۰	۲۰۰/۲۰۰	۲۸۶/۴۳۶
۰/۲	۲۵/۴۸۰	۷۴/۵۴۷	۱۹۹/۲۵۴	۲۸۶/۰۷۴

مشخص، کمبود توان را جبران کنند. مقدار رزرو پیک بار روز انتخابی، درصدی از پیک بار پیش‌بینی شده همان روز تعیین می‌شود. در این روش رزرو کمتری در نظر گرفته می‌شود و هزینه‌های سیستم تولید نیز کاهش می‌یابد. در این بررسی سعی شده تأثیر حضور نیروگاه‌های بادی (در حداکثر ظرفیت‌های تولیدی ۱۵۰ مگاوات) همراه با تغییرات (افزایش) رزرو مورد ارزیابی قرار گیرد. میزان رزرو مورد نیاز شبکه به صورت درصدی ثابت از نیروگاه‌های غیر بادی در نظر گرفته می‌شود. هر شبیه‌سازی ابتدا بدون در نظر گرفتن رزرو انجام می‌شود و در ادامه با سه حاشیه ذخیره ۴٪، ۸٪ و ۱۳٪ انجام می‌شود. فرض شده است که شرکت‌های غیربادی که در بازار برق حضور دارند، مسئول تأمین رزرو می‌باشند.

۷- نتایج شبیه‌سازی

۷-۱- نتایج شبیه‌سازی شبکه بدون حضور نیروگاه-

های بادی در بازار رقابتی غیرکامل

ابتدا شبکه تست را بدون حضور تولیدکننده‌های توان بادی، با در نظر گرفتن رزروها و کشش‌های قیمتی مورد نظر، شبیه‌سازی کرده و پارامترهای شاخص قابلیت اطمینان LOLE، میانگین قیمت بازار و میانگین بار درخواستی مصرف کنندگان، در حالت‌های مختلف محاسبه و ثبت می‌شود. نتایج بدست آمده را مبنای محاسبات در نظر گرفته و با اعمال نفوذ توان بادی در طرح‌های مختلف، تغییرات قیمت، LOLE و دیگر فاکتورها بررسی می‌شود. نتایج بدست آمده در جداول (۲)، (۳) و (۴) ثبت شده است.

طبق نتایج جدول (۲)، نتایج شاخص LOLE این حالت نشان می‌دهد با افزایش مقدار رزرو و کشش قیمتی تقاضا، این شاخص رو به بهبودی پیش رفته است.

جدول (۲): مقادیر شاخص LOLE شبکه RTS، بدون حضور واحدهای بادی در بازار رقابتی غیرکامل

طرح	بدون حضور نیروگاه‌های بادی			
پارامتر	LOLE			
Ed	٪۱۳	٪۸	٪۴	۰
۰/۰۵	۲۷/۶۶۴	۷۵/۷۱۲	۲۰۱/۸۷۴	۲۷۹/۲۶۱
۰/۰۵	۲۷/۴۴۶	۷۵/۴۹۴	۲۰۱/۵۱۰	۲۷۹/۰۱۰
۰/۱۵	۲۷/۳۰۰	۷۵/۴۹۴	۲۰۱/۲۱۹	۲۷۸/۷۸۵
۰/۲	۲۶/۶۴۵	۷۵/۴۹۴	۲۰۰/۴۹۱	۲۷۸/۶۰۲

جدول (۳): میانگین قیمت بازار برق برای مصرف کننده، بدون حضور واحدهای بادی در بازار رقابتی غیرکامل

طرح	بدون حضور نیروگاه‌های بادی			
پارامتر	میانگین قیمت بازار (\$/MWh)			
Ed	٪۱۳	٪۸	٪۴	۰
۰/۰۵	۲۲۴/۰۵۰	۲۱۸۹/۶۷۸	۲۱۴۸/۹۸۳	۲۱۱۱/۸۲۱
۰/۰۵	۱۱۷۳/۵۲۵	۱۱۴۴/۸۲۰	۱۱۲۴/۶۸۶	۱۱۰۶/۲۹۱
۰/۱۵	۸۱۵/۴۶۲	۷۹۶/۵۹۴	۷۸۳/۳۱۶	۷۷۱/۱۸۹
۰/۲	۶۳۶/۵۰۶	۶۲۲/۵۰۸	۶۱۲/۶۷۶	۶۰۳/۷۲۷

با توجه به نتایج، حذف واحدهای آبی دارای قطعیت و جایگزین شدن واحدهای بادی دارای عدم قطعیت و پرنوسان در تولید توان بادی باعث شده قدرت بازار دیگر تولیدکنندگان تأثیرگذار بر بازار، بیشتر شود و سهم بیشتری از تولید بازار رقابتی غیرکامل را در اختیار بگیرند. با توجه به افزایش قدرت بازار برخی تولیدکنندگان، افزایش قیمت نیز در تمام حالت‌های طرح نسبت به مرجع اتفاق افتاده است که از نظر مصرف کنندگان امری نامطلوب تلقی می‌شود.

جدول (۹): میانگین قیمت بازار برق برای مصرف کننده، جایگزین شدن سه واحد 50MW بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	جایگزین شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	میانگین قیمت بازار (\$/MWh)			
Ed	٪۱۳	٪۸	٪۴	۰
۰/۰۵	۲۱۹۹/۳۱۴	۲۱۴۴/۰۷۷	۲۱۰۴/۶۶۷	۲۰۶۸/۶۶۰
۰/۰۵	۱۱۴۹/۳۹۹	۱۱۲۲/۱۳۲	۱۱۰۲/۶۳۸	۱۰۸۴/۸۲۴
۰/۱۵	۷۹۹/۵۱۷	۷۸۱/۵۲۸	۷۶۸/۷۰۸	۷۵۶/۹۸۳
۰/۲	۶۲۴/۶۲۴	۶۱۱/۲۸۲	۶۰۱/۸۰۸	۵۹۳/۱۷۶

جدول (۱۰): میانگین توان درخواستی مصرف کنندگان در بازار، جایگزین شدن سه واحد 50MW بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	جایگزین شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	میانگین بار درخواستی (MW)			
Ed	٪۱۳	٪۸	٪۴	۰
۰/۰۵	۲۴۶۶/۰۵۵	۲۳۹۳/۳۸۱	۲۳۴۷/۵۳۶	۲۳۰۸/۱۲۲
۰/۰۵	۱۲۸۱/۷۰۹	۱۲۴۶/۰۳۰	۱۲۲۳/۵۴۸	۱۲۰/۰۴۵۲
۰/۱۵	۸۸۷/۰۱۶	۸۶۳/۶۴۷	۸۴۸/۹۵۳	۸۳۶/۰۹۳
۰/۲	۶۸۹/۷۱۶	۶۷۲/۵۳۱	۶۶۱/۷۰۵	۶۵۲/۱۶۱

در این طرح جایگزینی، همراه با افزایش قیمت، کاهش تقاضا نیز ثبت شده است. اما شاخص LOLE در رزروهای ۰ و ۴٪ کاهش جزئی را ثبت کرده اند ولی با افزایش رزرو، شاخص LOLE طرح جایگزینی ۳ واحد بادی، نسبت به نتایج مرجع افزایش یافته و نامطلوب شده است. در طرح جایگزینی واحدهای بادی بجای واحدهای آبی، به دلیل اینکه هزینه تولید و نرخ خروج اجباری واحدهای آبی کمتر از سایر واحدهای سنتی می‌باشد و از طرفی جایگزینی واحدهای بادی که دارای عدم قطعیت و نوسان بالا در تولید هستند، باعث حضور واحدهای سنتی با هزینه‌ی تولید گرانتر و نرخ خروج اجباری بالاتر می‌شود، در نتیجه، هزینه‌ی نهایی سیستم (افزایش قیمت بازار) و شاخص LOLE سیستم افزایش یافته است.

۸- نتیجه گیری

به طور کلی در این مطالعه نشان داده شد افزایش درصد تخصیص رزرو سیستم، می‌تواند قابلیت اطمینان سیستم را بهبود داده و افزایش کشش قیمتی تقاضا (عکس العمل مصرف کنندگان در برابر تغییرات قیمت بازار) باعث کاهش بار درخواستی و کاهش قیمت بازار می‌شود. در بازار رقابتی غیرکامل، اضافه شدن واحدهای بادی همراه با در نظر گرفتن رزرو، در مقدار همه پارامترها تأثیر مثبت داشته است.

جدول (۶): میانگین قیمت بازار برق برای مصرف کننده، با اضافه شدن سه واحد 50MW بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	افزایش شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	میانگین قیمت بازار (\$/MWh)			
Ed	٪۱۳	٪۸	٪۴	۰
۰/۰۵	۲۱۹۹/۳۱۴	۲۱۴۴/۰۷۷	۲۱۰۴/۶۶۷	۲۰۶۸/۶۶۰
۰/۰۵	۱۱۴۹/۳۹۹	۱۱۲۲/۱۳۲	۱۱۰۲/۶۳۸	۱۰۸۴/۸۲۴
۰/۱۵	۷۹۹/۵۱۷	۷۸۱/۵۲۸	۷۶۸/۷۰۸	۷۵۶/۹۸۳
۰/۲	۶۲۴/۶۲۴	۶۱۱/۲۸۲	۶۰۱/۸۰۸	۵۹۳/۱۷۶

جدول (۷): میانگین توان درخواستی مصرف کنندگان در بازار، با اضافه شدن سه واحد 50MW بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	افزایش شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	میانگین بار درخواستی (MW)			
Ed	٪۱۳	٪۸	٪۴	۰
۰/۰۵	۲۰۰۵/۳۹۸	۲۰۰۸/۱۶۰	۲۰۱۰/۱۳۱	۲۰۱۱/۹۳۱
۰/۰۵	۲۰۰۰/۳۲۴	۲۰۰۳/۱۵۱	۲۰۰۵/۱۰۰	۲۰۰۶/۸۸۲
۰/۱۵	۱۹۹۵/۴۳۷	۱۹۹۸/۱۳۵	۲۰۰۰/۰۵۸	۲۰۰۱/۸۱۷
۰/۲	۱۹۹۰/۴۳۹	۱۹۹۳/۱۰۸	۱۹۹۵/۰۰۳	۱۹۹۶/۷۲۹

در این طرح با افزایش واحدهای ارزان تر در شبکه و کاهش حضور واحدهای گران، افت قیمت اتفاق افتاده و در پی آن میزان بار درخواستی نسبت به حالت مرجع، افزایش یافته و این افزایش تقاضا می‌تواند منجر به افزایش شاخص LOLE شود. در حالیکه طبق نتایج جدول (۵)، شاخص LOLE کاهش یافته است.

۷-۳- نتایج جایگزینی سه نیروگاه بادی با سه واحد آبی

جهت نمایش بهتر اثر نفوذ توان بادی بر شبکه در بازار رقابتی غیرکامل، تحت طرح جایگزینی، شبکه را شبیه سازی کرده و نتایج مقایسه می‌شود. با توجه به کمبود منابع آبی، محدودیت در ظرفیت آب ذخیره شده در پشت سدها و اثرات زیست محیطی استفاده مستمر از آب برای تولید توان برقی، فرض شده است که مجبور به حذف ۳ واحد آبی و جایگزینی ۳ نیروگاه بادی ۵۰ مگاوات بوده ایم. در طرح جایگزینی، تعداد تولیدکنندگان توان برقی تغییری نمی‌کند. در این شبیه سازی واحدهای آبی با FOR = 0.01 را حذف کرده و بجای آن واحدهای بادی دارای عدم قطعیت در تولید و FOR = 0.05 جایگزین شده است.

نتایج طرح جایگزینی در جداول (۸)، (۹) و (۱۰) ثبت شده است.

جدول (۸): مقادیر شاخص LOLE شبکه RTS، جایگزین شدن سه واحد 50MW بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	جایگزین شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	LOLE			
Ed	٪۱۳	٪۸	٪۴	۰
۰/۰۵	۳۷/۷۱۰	۷۶/۷۳۱	۲۰/۱۷۲۰	۲۷۷/۰۷۷
۰/۰۵	۳۷/۳۴۶	۷۶/۵۸۶	۲۰/۱۵۱۷	۲۷۶/۷۹۲
۰/۱۵	۳۷/۲۰۱	۷۶/۳۶۷	۲۰/۱۳۱۹	۲۷۶/۵۴۲
۰/۲	۳۶/۹۱۰	۷۶/۴۴۰	۲۰/۱۱۷۴	۲۷۶/۲۷۵

[5] Liu, Yangyang, Chuanwen Jiang, Jingshuang Shen, and Jiakai Hu. "Coordination of hydro units with wind power generation using interval optimization." *IEEE Trans. Sustain. Energy* 6, no. 2 (2015): 443-453.

[6] Banaei, Mohsen, Majid Oloomi Buygi, and Hamidreza Zareipour. "Impacts of strategic bidding of wind power producers on electricity markets." *IEEE Transactions on Power Systems* 31, no. 6 (2016): 4544-4553.

[7] Rajeevan, A. K., P. V. Shouri, and Usha Nair. "ARIMA modeling of wind speed for wind farm reliability analysis." In *Emerging Research Areas: Magnetics, Machines and Drives (AICERA/iCMMMD)*, 2014 Annual International Conference on, pp. 1-5. IEEE, 2014.

[8] Haroonabadi, H., and M-R. Haghifam. "Generation reliability assessment in power market using fuzzy logic and monte carlo simulation." In *Intelligent Systems Applications to Power Systems, 2007. ISAP 2007. International Conference on*, pp. 1-6. IEEE, 2007.

[9] Haroonabadi, H. "Generation Reliability Assessment in Electricity Markets using Market Power Concept and Neural networks." (*IJSEAS*) – Volume-2, Issue-9, September 2016

[10] Parvini, Zohreh, et al. "Operational Reliability Studies of Power Systems in the Presence of Energy Storage Systems." *IEEE Transactions on Power Systems* 33.4 (2018): 3691-3700.

[11] Ajalli, Majid, and Abolfazl Pirayesh. "Effect of wind units on market clearing price, transmission congestion and network reliability in transmission expansion planning." *The Journal of Engineering* 2018.5 (2018): 304-315.

[12] Liu, Xian, and Wilsun Xu. "Minimum emission dispatch constrained by stochastic wind power availability and cost." *IEEE Transactions on Power Systems* 25, no. 3 (2010): 1705-1713.

[13] Kwon, Soon-Duck. "Uncertainty analysis of wind energy potential assessment." *Applied Energy* 87, no. 3 (2010): 856-865.

[14] www.sotaventogalicia.com

[15] Sulaeman, Samer, Mohammed Benidris, and Joydeep Mitra. "Evaluation of wind capacity credit using discrete convolution considering the mechanical failure of wind turbines." In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2014 International Conference on, pp. 1-6. IEEE, 2014.

[16] Daniel, S. K., and Strbac Goran. "Fundamentals of power system economics." John & Wileys Sons Ltd., London (2004).

[17] Haroonabadi, H., and M-R. Haghifam. "Generation reliability assessment in power markets using Monte Carlo simulation & soft computing." *Applied Soft Computing* 11, no. 8 (2011): 5292-5298.

[18] Cost, EIA Levelized. "Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy

شاخص LOLE و قیمت، حتی با افزایش تقاضای توان، کاهش داشته و نتایج مطلوب را در اطمینان شبکه و قیمت بازار، می توان مشاهده کرد. نتایج طرح جایگزین شدن واحدهای بادی بجای واحدهای آبی، نشان داد که جایگزینی نیروگاه های بادی، باعث افزایش شاخص LOLE و قیمت بازار شده، که نتایج نامطلوبی برای بازار و شبکه محسوب می شود. در کل به منظور کاهش قیمت بازار برق و بهبود قابلیت اطمینان سیستم های قدرت، باید همزمان با افزایش تعداد واحدها و ظرفیت تولید توان بادی، با تخصیص رزروها و استفاده از طرح های کاربردی مناسب، قیمت بازار و قابلیت اطمینان سیستم قدرت را در وضعیت قابل قبولی برای بازیگران بازار و سیستم های قدرت، قرار داد. همچنین به عنوان ادامه تحقیق، موارد زیر پیشنهاد می گردند:

(۱) به منظور رفع بهتر مشکل ماهیت تصادفی و نوسانی بودن توان بادی می توان از سیستم های ذخیره ساز انرژی بهره برد و که مطمئناً شاخص LOLE قابلیت اطمینان را بهبود خواهد بخشید.

(۲) به منظور کاهش سوخت های فسیلی و استفاده کمتر از رزرو سیستم های قدرت، می توان طرح ائتلاف نیروگاه های بادی با نیروگاه های غیربادی را پیشنهاد داد.

(۳) می توان با در نظر گرفتن قیود بیشتری از بازار برق و سیستم های قدرت، مانند قیود تجهیزات و خطوط انتقال، به نتایج صحیح تر طرح های حضور واحدهای بادی دست یافت.

(۴) می توان با مکان یابی صحیح احداث نیروگاه های بادی در شبکه، نسبت به بار شبکه و تلفات خطوط انتقال، به نتایج درست تری رسید.

(۵) با افزایش تعداد واحدهای بادی جایگزین شده در طرح جایگزینی شاید بتوان به نتایج بهتری دست یافت.

(۶) می توان اثر ESSها را بر ظرفیت های مختلف نفوذ توان بادی بررسی کرد.

(۷) می توان در مطالعات آتی از شاخص های دیگر ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم های قدرت استفاده کرد.

مراجع

[1] www.gwec.net/global-figures/graphs

[2] Baringo, Luis, and Antonio J. Conejo. "Risk-constrained multi-stage wind power investment." *IEEE Transactions on Power Systems* 28, no. 1 (2013): 401-411.

[3] Nasri, Amin, Antonio J. Conejo, S. Jalal Kazempour, & Mehrdad Ghandhari. "Minimizing wind power spillage using an OPF with FACTS devices." *IEEE Transactions on Power Systems* 29, no. 5 (2014): 2150-2159.

[4] Shahoei, Zagros, Mahmud Fotuhi-Firuzabad, and Ali Abbaspour. "Reliability improvement of power system utilizing BESS with wind farm." In *Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2015 IEEE 15th International Conference on, pp. 1120-1125. IEEE, 2015.

زیرنویس‌ها

- ¹ PDF : probabilistic Density Function
- ² Cut-in Wind Speed
- ³ Cut-out Wind Speed
- ⁴ Rated Wind Speed
- ⁵ rated power
- ⁶ Imperfect Competition
- ⁷ Nash Equilibrium
- ⁸ Cournot Model
- ⁹ Bertrand Model
- ¹⁰ Supply Function Model
- ¹¹ Marginal Cost
- ¹² Marginal Revenue
- ¹³ Levelized Cost of Electricity
- ¹⁴ Available Generated Power

- Outlook 2017"* Energy Information Administration 2017.
- [19] Subcommittee, Probability Methods. "*IEEE reliability test system.*" IEEE Transactions on power apparatus and systems 6 (1979): 2047-2054.

Effects of Wind Power plants on Energy Price and Power Systems Reliability in Imperfect Competition Electricity Market

Masoodreza Habibi¹, Hossein Haroonabadi^{2,*} and Ebrahim Khorram²

¹ Student of Electrical Engineering, Islamshahr Branch, Islamic Azad University, Islamshahr, Iran

² Department of Electrical Engineering, Islamshahr Branch, Islamic Azad University, Islamshahr, Iran

Abstract: The benefits of wind power generation have led to an ever-increasing expansion of wind farms around the world. The low cost of production and the environmental benefits of wind farms are some of the main reasons for using wind energy. On the other hand, uncertainty costs in the production and control of the output of wind turbines are among the problems that are being encountered for electricity operators and markets. One of the basic measures to increase the penetration of wind power is to study the effects of this penetration on the restructured power grids. In this study, the effects of wind power plants on the market price and power system reliability in generation sector is evaluated in the one-year period. The proposed method is tested on IEEE-RTS 24 bus network and it will be tried to obtain more realistic results compared to the market and reliability of the network, taking into account the different Reserves percentage and price elasticity of demands. In simulations, the effect of network reservation uncertainty is considered. Also, Monte Carlo simulation is used for wind modeling. This study attempts to compare the results of adding and replacing wind power producers in the grid to assess the changes in the system reliability and market efficiency. The results indicate a positive effect of concurrency of allocation of reserves and proposed schemes on reliability and market efficiency.

Keywords: Wind Power plants, Power Systems Reliability, Electricity Market, Monte Carlo simulation.