

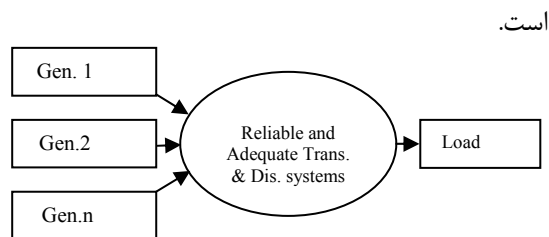
\*

( // // // )

6

IEEE-RTS

: قابلیت اطمینان تولید، بازار برق رقابتی کامل، شبیه سازی مونت کارلو



است.

هدف اصلی یک سیستم قدرت، تامین انرژی الکتریکی قابل اطمینان و مقرون به صرفه برای مشترکین است [۱]. یک سیستم قدرت واقعی، بسیار پیچیده و بزرگ است. لذا «سطوح سلسله مراتبی»<sup>۱</sup> به منظور شناخت و تقسیم بندی حوزه های عملیاتی بسط و گسترش پیدا کرده اند [۲]. در سطح HLI، سیستمهای انتقال و توزیع، قابل اطمینان و کافی فرض می شوند و فقط ارتباط مستقیم بار الکتریکی و مجموعه تولید مورد نظر است. سطح HLII، علاوه بر HLI، سیستم انتقال را نیز به عنوان واسطه تولید و مصرف در بر می گیرد؛ و سطح HLIII به ارزیابی قابلیت اطمینان مجموعه کامل سیستم قدرت، شامل تولید، انتقال و توزیع می پردازد. این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید (HLI) در بازار برق اشتراکی رقابتی کامل می پردازد؛ و فرض بر آن است که سیستمهای انتقال و توزیع، مانند شکل (۱) قابل اطمینان و کافی هستند.

یکی از شاخصهای مناسبی که بیان کننده قابلیت اطمینان تولید بوده و در این مقاله نیز از آن استفاده می شود، «انتظار از دست دادن بار»<sup>۲</sup> است؛ که عبارت از مدت زمانی است که بار مصرفی، بیش از توان قابل تولید

به طور کلی، قابلیت اطمینان یک سیستم می تواند بر اساس یکی از دو روش زیر ارزیابی شود [۳]:

- روش تحلیلی مستقیم
- روش شبیه سازی آماری

در این تحقیق، نظر به تصادفی بودن رفتار بازار و نرخ خروج اجباری نیروگاهها از «شبیه سازی مونت کارلو»<sup>۲</sup> (MCS) که یکی از ابزارهای مهندسی کارآمد جهت تحلیل آماری عدم قطعیتها موجود در مسائل مهندسی است، استفاده می شود.

هدف اصلی در بهره برداری از سیستمهای قدرت سنتی، افزایش قابلیت اطمینان و کاهش هزینه تولید است. در حالی که در سیستمهای قدرت تجدید ساختار

شامل احتمال وقوع آن وضعیت، فرکانس مواجه با آن وضعیت و ظرفیت تولید در دسترس معادل محاسبه شده اند.

مقاله [۱۳] با استفاده از یک مسأله کمینه سازی تابع هزینه نیروگاهها، تحت قیود سیستم قدرت و در حضور بازار اشتراکی و قراردادهای دو طرفه، به ارزیابی «توان بکار نرفته مورد انتظار»<sup>۱۲</sup> پرداخته است.

مقاله [۱۴] شاخص «انتظار از دست دادن سود عمومی»<sup>۱۳</sup> را جهت اندازه گیری مقدار عمومی تولید سیستم قدرت معرفی کرده است. این شاخص، به عنوان تفاوت بین سود عمومی و هزینه تغذیه برای مصرف مقدار مشخصی برق تعریف می شود. مدل ارائه شده یک مدل احتمالاتی بیشینه کردن سود عمومی بر اساس تابع هزینه نیروگاهها است.

مقاله [۱۵] برای هر سیستم، سطوح عملکرد مختلفی را در نظر گرفته و در این راستا، یک سیستم قابلیت اطمینان چند حالتی به منظور تعیین امکان وقوع در یک سطح عملکرد مشخص تعریف کرده است. سپس روشی به منظور تعیین حداکثر قابلیت اطمینان توپولوژی سیستم قدرت سری- موازی ارائه شده است. در این روش، تجهیزات سیستم قدرت، از میان تجهیزات موجود در بازار و بر اساس قابلیت اطمینان، عملکرد و قیمتشان مشخص می شوند. برای تعیین بهترین توپولوژی سیستم قدرت نیز از «الگوریتم کلنی مورچه ها»<sup>۱۴</sup> استفاده شده است.

مقاله [۱۶] روشی را به منظور ارزیابی قابلیت اطمینان و قیمت برای بازار برق اشتراکی و قراردادهای دو طرفه ارائه کرده است. در این روش به منظور تسهیل شبیه سازی قراردادهای ما بین شرکت کنندگان بازار، از «معادلهای شبکه ای قابلیت اطمینان»<sup>۱۵</sup> استفاده می شود. سپس قیمت و قابلیت اطمینان سیستم قدرت، با و بدون در نظر گرفتن قراردادها، توسط روشهای پخش بار بهینه شده بر اساس مدل‌های مذکور ارزیابی می شوند.

در اکثر مقالاتی که تحت عنوان سیستمهای قدرت تجدید ساختار شده مطرح شده اند (از جمله مقالات مذکور)، نوع و رفتار بازار و اثر آن بر سیستم قدرت از دیدگاه اقتصادی، به طور مشخص مطرح نشده است. لذا این مقاله، ضمن انتخاب یکی از انواع بازار در نظریه اقتصاد خرد (بازار رقابتی کامل) و در نظر گرفتن اصول حاکم بر آن به تعیین قابلیت اطمینان تولید می پردازد.

شده [۸-۴]، هدف اصلی شرکت کنندگان در بازار، افزایش سود شخصی است که این موضوع نیز ارتباط تنگاتنگی با نوع بازار و مکانیزم حاکم بر آن دارد. لذا عملاً بهره برداری از سیستمهای قدرت تجدید ساختار شده و قابلیت اطمینان این سیستمها نیز، به نوع بازار و مشخصه های آن وابستگی کامل دارند.

به طور کلی اقتصاددانان، بازارها را به چهار دسته کلی شامل: «بازار رقابتی کامل»<sup>۴</sup>، «بازار انحصاری»<sup>۵</sup>، «بازار رقابتی انحصاری»<sup>۶</sup> و «بازار انحصار چند جانبه فروش»<sup>۷</sup> تقسیم می کنند [۹]. این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق رقابتی کامل می پردازد. شرایط اصلی فعالیت در یک بازار به صورت رقابتی کامل عبارت است از [۹]:

- یکسان بودن کالاها
  - آزادی ورود و خروج از بازار
  - تعداد زیاد موسسات و تعلق سهم کمی از بازار به هر یک از آنها
- فرض اخیر حاکی از آن است که ورود و خروج نیروگاهها به بازار و مقدار تولیدات آنها تاثیری در قیمت بازار برق نداشته و در واقع، نیروگاهها «قیمت گیر»<sup>۸</sup> می باشند. پیش از پرداختن به نظر مطرح در این مقاله، به مرور اجمالی برخی دیدگاه های دیگر مرتبط با این موضوع می پردازیم.

مقاله [۱۰] با معادل سازی سیستمهای تولید و انتقال و با در نظر گرفتن محدودیتهای آنها (توان تولیدی نیروگاهها و ظرفیت خطوط) به ارزیابی قابلیت اطمینان در قراردادهای دو طرفه پرداخته است.

در مقاله [۱۱] از «منحنی تداومی بار موثر»<sup>۹</sup> جهت محاسبه شاخصهای «انتظار از دست دادن بار» و «انرژی بکار نرفته مورد انتظار»<sup>۱۰</sup> برای ارزیابی قابلیت اطمینان تولید استفاده شده است.

مقاله [۱۲] برخی مدل‌های قابلیت اطمینان را برای شرکت کنندگان مختلف بازار نشان داده است. در این مقاله، مجموعه تولید با یک «تهیه کننده تولید چند حالتی معادل»<sup>۱۱</sup> جایگزین شده، و پارامترهای هر تهیه کننده تولید چند حالتی معادل، با یک جدول احتمال ظرفیت در دسترس که با استفاده از روشهای سنتی محاسبه می شود، نشان داده شده است. سپس پارامترهای قابلیت اطمینان معادل برای هر وضعیت،

متغیر و کل به مقدار تولید حاصل می‌گردند.

$$AFC = \frac{FC}{Q}, AVC = \frac{VC}{Q}, ATC = \frac{TC}{Q} \quad (2)$$

«هزینه نهایی»<sup>۲۳</sup>، به صورت تغییرات هزینه کل در ازای یک واحد تولید اضافی تعریف می‌شود. چون هزینه ثابت مستقل از مقدار تولید موسسه است، لذا می‌توان هزینه نهایی را برابر تغییرات هزینه متغیر در اثر یک واحد تولید اضافی نیز در نظر گرفت.

$$MC = \frac{\Delta TC}{\Delta Q} = \frac{\Delta VC}{\Delta Q} \quad (3)$$

در یک بازار رقابتی کامل، هر موسسه، قیمت گیر بوده و منحنی تقاضای آن به صورت خطی افقی است که از قیمت بازار رسم می‌شود. به عبارت دیگر، در بازار رقابتی کامل، هر موسسه می‌تواند هر مقداری را که تولید می‌نماید با قیمت بازار بفروشد. حال اگر فرض کنیم که قیمت یک واحد کالا در بازار  $P$ ، و مقدار تولید یک موسسه برابر  $Q$  باشد، در این صورت «درآمد کل»<sup>۲۴</sup> موسسه برابر است با:

$$TR = P \cdot Q \quad (4)$$

قابل اثبات است که منحنی عرضه یک مؤسسه در بازار رقابتی کامل، آن بخش از منحنی هزینه نهایی است که دارای شیب مثبت بوده و مقدار آن بیشتر و یا برابر با هزینه متغیر متوسط باشد [۹]. همچنین منحنی عرضه کل یک صنعت نیز از جمع افقی منحنی های عرضه تک تک اعضا حاصل می‌شود. این منحنی، یک «منحنی صعودی بر حسب قیمت»<sup>۲۵</sup> است.

در یک نیروگاه، هزینه متغیر متوسط برابر مجموع «هزینه متغیر متوسط سوخت»<sup>۲۶</sup> (برای نیروگاههای حرارتی) و «هزینه متغیر متوسط تعمیر و نگهداری»<sup>۲۷</sup> نیروگاه است. هزینه متغیر متوسط سوخت از (۵) حاصل می‌شود [۱۸].

$$AVFC_0 = \frac{f_0 \times HR}{1000} \quad (5)$$

نظر به اینکه نیروگاههای حرارتی در محدوده ظرفیت اسمی خود، حداقل نرخ حرارتی را دارند، لذا با فرض ثابت بودن قیمت سوخت و هزینه متغیر متوسط تعمیر و

همچنین حساسیت قابلیت اطمینان نسبت به «حاشیه ذخیره»<sup>۱۶</sup> و سطوح مختلف بار نیز مورد ارزیابی قرار می‌گیرند.

الگوریتم مونت کارلو یکی از قویترین ابزارهای مهندسی است که ما را به تحلیل آماری عدم قطعیت‌های موجود در مسائل مهندسی قادر می‌سازد. این روش در حل مسائل پیچیده‌ای که در آنها متغیرهای تصادفی بسیاری به وسیله معادلات غیر خطی به یکدیگر مرتبط شده‌اند، کاربرد فراوان دارد. این روش، شبیه سازی سیستم مورد مطالعه است که در آن، عمل شبیه سازی به جای اجراء در عمل، به وسیله رایانه انجام می‌شود.

اساس شبیه سازی مونت کارلو، تولید مجموعه‌ای از اعداد تصادفی یکنواخت است. اعداد تصادفی تولیدی دارای این خاصیت می‌باشند که برای فاصله بین صفر تا یک، احتمال وقوعشان در هر جای این فاصله یکسان است. در این روش نخست  $n$  عدد تصادفی برای هر یک از پارامترهای تصادفی موجود در معادله مورد نظر تولید شده، سپس این معادله، به ازای تک تک اعداد تصادفی تولید شده حل می‌شود. نهایتاً  $n$  مقدار برای معادله مورد نظر بدست می‌آید که با به کارگیری روابط مربوطه می‌توان اطلاعات آماری را برای پاسخ بدست آورد. لازم به ذکر است که هر چه تعداد تکرار افزایش یابد، پاسخ همگرایی بیشتری نسبت به مقدار حقیقی می‌یابد [۱۷].

به طور کلی در مباحث اقتصادی و بازار، سه قیمت حائز اهمیت می‌باشند: «هزینه ثابت»<sup>۱۷</sup>، «هزینه متغیر»<sup>۱۸</sup> و «هزینه کل»<sup>۱۹</sup>. هزینه ثابت، برابر کلیه تعهدات موسسه، متناسب با عوامل تولید ثابت در یک دوره زمانی معین است. کلیه هزینه های یک موسسه که مربوط به منابع و عوامل تولید متغیر می‌باشند، هزینه متغیر نامیده می‌شود. در نهایت هزینه کل، از مجموع هزینه های ثابت و متغیر حاصل می‌شود.

$$TC = FC + VC \quad (1)$$

هزینه های «ثابت متوسط»<sup>۲۰</sup>، «متغیر متوسط»<sup>۲۱</sup> و «کل متوسط»<sup>۲۲</sup> نیز به ترتیب از تقسیم هزینه‌های ثابت،

$$AVC_i = AVFC_{0_i} \times (1 + e_i)^n + AVOMC_{0_i} \times (1 + d)^n; i \in NG \quad (7)$$

در این مقاله فرض می شود که ظرفیت تولید اضافه شده سالانه، به طور یکسان بین تمام نیروگاههای موجود توزیع می شود. لیکن چنانچه در روش پیشنهادی، «سناریوهای برنامه ریزی تولید»<sup>۲۸</sup> برای یک سیستم قدرت مشخص باشند، واحدهای نیروگاهی جدید می توانند جایگزین شوند.

قابلیت اطمینان تولید یک سیستم قدرت به پارامترهای زیادی بستگی دارد. یکی از این پارامترها که نقش بسزائی در قابلیت اطمینان تولید دارد، حاشیه ذخیره است که از (۸) بدست می آید [۲۰].

$$RM\% = \frac{Installed\ Capacity - Peak\ Demand}{Peak\ Demand} \times 100 \quad (8)$$

در مباحث بازار برق، جهت اندازه گیری «تمرکز بازار»<sup>۲۹</sup>، از «HHI»<sup>۳۰</sup> که مطابق (۹) بدست می آید، استفاده می شود [۲۱].

$$HHI = \sum_M q_i^2 \quad (9)$$

در این فرمول  $q_i$ ، میزان مالکیت هر یک از شرکتها در بازار بر حسب درصد می باشد. لذا این شاخص در محدوده صفر (بازار بسیار خرد) و ۱۰۰۰۰ (بازار انحصاری کامل) متغیر خواهد بود. در یک نوع تقسیم بندی رایج که برای ادغام شرکتها در ایالات متحده صورت گرفته است، اگر شاخص HHI کمتر از ۱۰۰۰ باشد، بازار غیر متمرکز خواهد بود. اگر بین ۱۰۰۰ و ۱۸۰۰ باشد، بازار نسبتاً متمرکز، و اگر بیش از ۱۸۰۰ باشد، بازار بسیار متمرکز خواهد بود [۲۲].

منحنی تقاضای بازار دارای شیب منفی است. میزان کاهش توان، از طریق «کشسانی قیمتی تقاضا»<sup>۳۱</sup> بیان شده و به صورت درصد تغییرات بار به ازای درصد مشخصی از تغییرات قیمت انرژی الکتریکی تعریف می شود. این شاخص برای زمانهای کوتاه، مقدار کمی داشته و هر چه زمان طولانی تر شود، این شاخص نیز افزایش می یابد؛ زیرا در زمانهای طولانی تر، امکان تطبیق

نگهداری، هزینه متغیر متوسط یک نیروگاه برای هر واحد انرژی تولیدی با کاهش توان تولیدی از مقدار اسمی آن افزایش می یابد. به عبارت دیگر، حداقل هزینه متغیر متوسط یک نیروگاه، زمانی حاصل می شود که نیروگاه در توان اسمی خود کار کند؛ و هر چه توان تولیدی آن از مقدار اسمی کمتر شود، هزینه متغیر متوسط هر واحد انرژی تولیدی افزایش خواهد یافت. لذا با شروع به کار یک نیروگاه از حداقل ظرفیت خود و افزایش توان خروجی آن تا مقدار اسمی، نرخ افزایش هزینه متغیر دارای سیر نزولی می شود که این امر نیز موجب کاهش شیب مثبت هزینه نهائی می گردد. نتیجه آنکه به ازاء هر مقدار توان تولیدی، هزینه نهائی کمتر از هزینه متغیر متوسط می باشد.

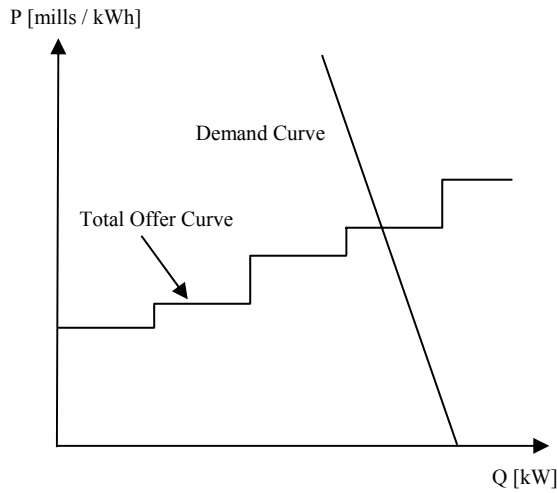
در علم اقتصاد، اگر قیمت فروش در بازار کمتر از حداقل هزینه متغیر متوسط باشد، موسسه تولید را متوقف خواهد کرد؛ زیرا تولید موسسه، نه تنها هزینه ثابت، بلکه هزینه متغیر را نیز تامین نخواهد کرد [۹]. حال نظر به اینکه در نیروگاهها به دلیل متغیر بودن راندمان و نرخ حرارتی بر حسب توان تولیدی، هزینه متغیر متوسط بیش از هزینه نهائی است، لذا عملاً در نیروگاهها، هزینه متغیر متوسط جایگزین هزینه نهائی می شود [۱۹]. لیکن منحنی هزینه متغیر متوسط دارای شیب منفی و سیر نزولی می باشد؛ به طوری که در توان اسمی، دارای حداقل قیمت تمام شده خواهد بود. لذا منطقی ترین پیشنهاد از نظر میزان توان تولیدی و قیمت پیشنهادی برای یک نیروگاه به منظور شرکت در یک بازار رقابتی کامل، تولید توان اسمی ( $Pg$ ) با حداقل هزینه متغیر متوسط است؛ به طوری که منحنی عرضه هر نیروگاه به صورت یک تابع پله ای با پهنای توان نامی و قیمت پیشنهادی برابر با هزینه متغیر متوسط می باشد.

حال با احتساب درصد رشد سالانه توان تولیدی نیروگاهها ( $\alpha$ )، توان اسمی تولیدی هر نیروگاه در سال  $n$  ام از (۶) بدست می آید.

$$Pg_i = Pg_{0_i} \times (1 + \alpha_i)^n; i \in NG \quad (6)$$

همچنین هزینه متغیر متوسط هر نیروگاه نیز با احتساب نرخ سالانه افزایش بهای سوخت ( $e$ ) و نرخ سالانه افزایش هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری ( $d$ ) در سال  $n$  ام به صورت زیر محاسبه می شود:

تقاطع این دو منحنی بدست می آید [۹]. یک نمونه از منحنی های عرضه کل و تقاضا در شکل (۳) نشان داده شده است.



شکل ۳: منحنی های عرضه کل و تقاضای نمونه.

الگوریتم ارزیابی شاخص قابلیت اطمینان تولید (LOLE) در بازار برق اشتراکی رقابتی کامل با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو مطابق شکل (۴) و به شرح ذیل است:

۱. منحنی عرضه کل نیروگاهها محاسبه می شود.
۲. یکی از روزهای دوره زمانی و بار متناظر با آن روز انتخاب می شود ( $Q_n$ ). سپس با استفاده از (۱۲)، منحنی تقاضا بدست می آید.
۳. از تلاقی منحنی عرضه کل نیروگاهها و منحنی تقاضا و با در نظر گرفتن حاشیه ذخیره، نیروگاههایی که برای آن روز انتخابی در اولویت تولید قرار می گیرند، تعیین می شوند.
۴. برای هر نیروگاه انتخابی در بند (۳)، یک عدد تصادفی بین [۰-۱] تولید می شود. اگر عدد تصادفی انتخابی بزرگتر از «نرخ خروجی اجباری»<sup>۳۲</sup> آن نیروگاه باشد، نیروگاه مذکور سالم و در سرویس است؛ در غیر این صورت، دچار خروج اجباری شده و قادر به تامین توان نخواهد بود. این مرحله برای تمام نیروگاههای انتخابی و با تولید یک عدد تصادفی مستقل برای هر نیروگاه، انجام می شود. در نهایت، مجموع توان تولیدی نیروگاههایی که سالم بوده و در مدار قرار می گیرند، محاسبه می شود.
۵. اگر مجموع توان تولیدی در دسترس نیروگاهها از

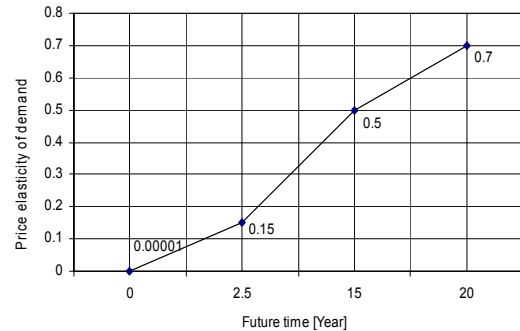
بار مشترکین نسبت به قیمت بیشتر می شود [۲۳]. تابع تقاضا معمولاً به صورت  $P=a-b.Q$  بیان می شود. لذا کشسانی قیمتی تقاضا از (۱۰) بدست می آید.

$$E_d = \left| \frac{dQ}{dP} \right| = \frac{1}{b} \quad (10)$$

اگر توان تخمین زده شده از سوی مراکز دیسپاچینگ و کنترل سیستم قدرت را توانی مستقل از قیمت و برابر  $Q_n$  در نظر بگیریم، به ازای این توان  $Q_n$ ، قیمت، برابر صفر خواهد بود و یا به عبارت دیگر  $Q_n = \frac{a}{b}$ . در نتیجه با داشتن کشسانی قیمتی تقاضا، معادله تابع تقاضا از (۱۱) بدست می آید.

$$P = a - b.Q = b.Q_n - b.Q = \frac{Q_n}{E_d} - \frac{Q}{E_d} \quad ( )$$

کشسانی قیمتی تقاضا در بازارهای برق، نوعاً برابر  $0.1 - 0.2$  برای زمانهای ۲ تا ۳ سال و  $0.7 - 0.3$  برای ۱۰ تا ۲۰ سال آتی، مطابق شکل (۲) می باشد [۲۳].



شکل ۲: مقادیر کشسانی قیمتی تقاضا برای زمانهای مختلف

البته بدیهی است که میزان کشسانی قیمتی تقاضا از مکانی به مکان دیگر و برحسب زمانهای مختلف قابل تغییر بوده و لذا می توان از مقادیری غیر از مقادیر مذکور در مطالعات مربوطه استفاده کرد.

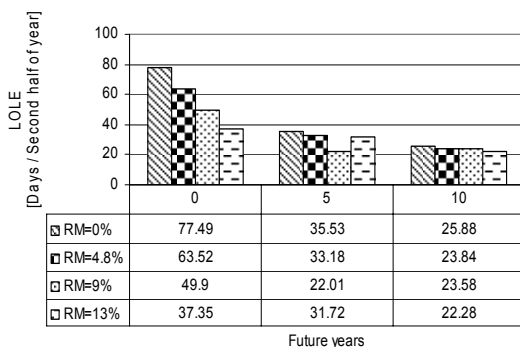
حال با توجه به درصد رشد سالانه بار  $Q_n$  که برابر  $\beta$  است و با استفاده از (۱۱)، معادله تابع تقاضا در سال آتی  $n$ م، از (۱۲) بدست می آید.

$$p = \frac{Q_n \times (1 + \beta)^n}{E_d} - \frac{Q}{E_d} \quad (12)$$

پس از تعیین منحنی عرضه کل نیروگاهها (بخش ۳) و منحنی تقاضا (معادله ۱۲)، مقدار و قیمت تعادلی، از

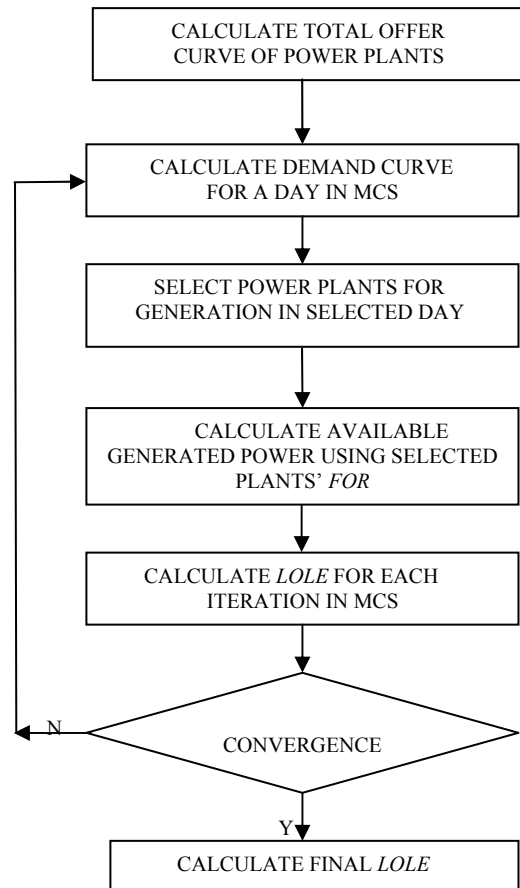
گرفته شده اند:

۱. شبیه سازی ها برای نیمه دوم سال و بر اساس مقادیر حداکثر بار روزانه شبکه آزمون انجام می شوند.
  ۲. تعداد تکرارها در شبیه سازی مونت کارلو برابر ۱۰۰۰۰ تکرار است.
  ۳. هر شبیه سازی برای سه مقطع زمانی مختلف به فاصله زمانی پنج سال (سال جاری، سال پنجم و سال دهم) و چهار حاشیه ذخیره متفاوت (۰٪، ۰.۴٪، ۰.۸٪، ۰.۹٪ و ۱.۳٪) انجام می شود.
  ۴. نرخهای پایه ای در نظر گرفته شده برای رشد سالانه توان تولیدی و بار مصرفی به ترتیب ۳/۴٪ و ۳/۳۴٪ می باشند.
  ۵. مقادیر پایه ای رشد سالانه بهای نفت و زغال سنگ به ترتیب ۰.۴٪ و ۰.۱٪ در نظر گرفته می شوند. بهای سوخت هسته ای (شامل اورانیوم، غنی سازی و ساخت آن) ثابت فرض می شود. همچنین نرخ پایه ای رشد سالانه هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری ۰.۱٪ در نظر گرفته شده است.
  ۶. نرخهای خروج اجباری نیروگاهها که در شبکه آزمون IEEE-RTS ذکر شده اند، به عنوان مقادیر پایه ای آنها در نظر گرفته می شوند.
- در شبیه سازی اول، نرخهای رشد سالانه توان تولیدی، رشد سالانه بار مصرفی، خروج اجباری نیروگاهها، رشد سالانه بهای انواع سوخت و رشد سالانه هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری تماماً برابر مقادیر پایه ای می باشند. با توجه به این مفروضات و با استفاده از الگوریتم شکل (۴) مقادیر شاخص *LOLE* برای سالهای آتی و حاشیه ذخیره های مختلف، مطابق نمودار و جدول ارائه شده در شکل (۵) بدست می آیند.



شکل ۵: مقادیر شاخص *LOLE* برای شبیه سازی اول (تمامی متغیرها برابر مقادیر پایه).

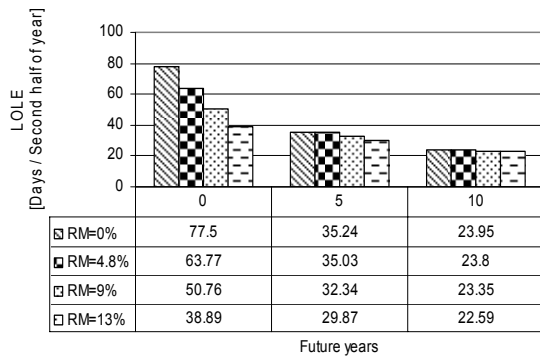
- نقطه تقاطع منحنی عرضه کل نیروگاهها و منحنی تقاضا (که برابر بار شبکه است) کمتر باشد، در آن روز (و در نتیجه در آن تکرار) خاموشی خواهیم داشت. لذا باید *LOLE* یک واحد افزایش یابد؛ در غیر این صورت به تکرار بعد می رویم.
۶. مراحل ۲ تا ۵ را به منظور تعیین شاخص *LOLE* نهائی به تعداد زیاد تکرار می کنیم.



شکل ۴: الگوریتم ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی رقابتی کامل با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو.

جهت انجام مطالعات عددی از شبکه آزمون قابلیت اطمینان IEEE-RTS استفاده می شود [۲۴]. اگر فرض کنیم که در شبکه آزمون، هر نیروگاه متعلق به یک شرکت مستقل است، شاخص *HHI* برابر ۶۳۴ بدست می آید. چون این مقدار کمتر از ۱۰۰۰ است، لذا بازار برق، غیر متمرکز و رقابتی محسوب می شود. در شبیه سازی ها، مفروضات و اطلاعات ذیل در نظر

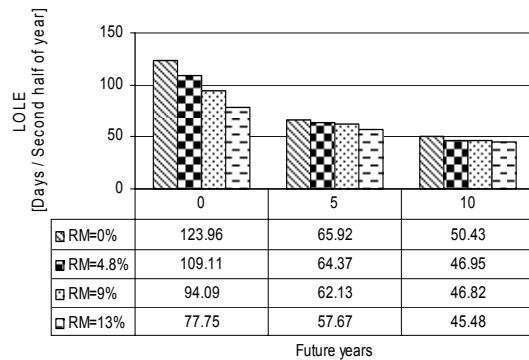
در چهارمین شبیه سازی، نرخهای رشد سالانه توان تولیدی، رشد سالانه بار مصرفی و خروج اجباری نیروگاهها برابر مقادیر پایه ای بوده و لیکن نرخهای رشد سالانه افزایش بهای انواع سوخت (نفت و زغال سنگ) و رشد سالانه هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری، دو برابر مقادیر پایه فرض شده اند. در این شرایط و با استفاده از الگوریتم شکل (۴)، مقادیر شاخص *LOLE* برای سالهای آتی و حاشیه ذخیره های مختلف، مطابق نمودار و جدول ارائه شده در شکل (۸) بدست می آیند.



شکل ۸: مقادیر شاخص *LOLE* برای شبیه سازی چهارم (نرخ رشد هزینه سوخت و O&M، دو برابر مقادیر پایه).

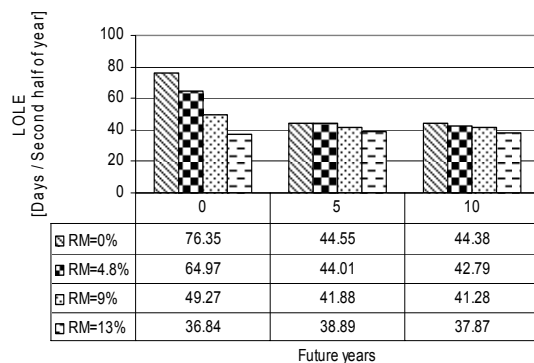
همان گونه که پیشتر نیز اشاره شد، نظر به اینکه با افزایش زمان، امکان تطبیق بار مشترکین نسبت به قیمت افزایش می یابد، لذا کشسانی قیمتی تقاضا افزایش یافته و منحنی تقاضا دارای شیب کمتری می گردد. لذا چنانکه در تمامی شبیه سازی ها مشاهده می گردد، با وجود نرخ رشد سالانه توان مصرفی، کاهش شیب منحنی تقاضا بر افزایش درصد رشد بار برتری یافته و در نتیجه نقطه تقاطع منحنی های «عرضه کل نیروگاهها» و «تقاضا» در توان مصرفی کمتری اتفاق می افتد. این امر نیز به نوبه خود موجب استفاده و بهره برداری از تعداد نیروگاههای کمتری شده و در نتیجه در تمامی شبیه سازی ها شاخص *LOLE* با گذشت زمان کاهش می یابد. اگرچه رشد سالانه توان تولیدی نیز در این مورد بی تأثیر نیست. همچنین نظر به اینکه با افزایش حاشیه ذخیره، درصد توان نصب شده نسبت به بار افزایش می یابد، بدیهی است که با افزایش حاشیه ذخیره، شاخص *LOLE* کاهش یافته و قابلیت اطمینان تولید افزایش می یابد.

در شبیه سازی دوم، نرخهای رشد سالانه توان تولیدی، رشد سالانه بار مصرفی، رشد سالانه بهای انواع سوخت و رشد سالانه هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری برابر مقادیر پایه ای بوده ولیکن نرخ خروج اجباری تمام نیروگاهها، دو برابر مقادیر پایه فرض شده است. با این فرض و با استفاده از الگوریتم شکل (۴)، مقادیر شاخص *LOLE* برای سالهای آتی و حاشیه ذخیره های مختلف، مطابق نمودار و جدول ارائه شده در شکل (۶) محاسبه می شوند.



شکل ۶: مقادیر شاخص *LOLE* برای شبیه سازی دوم (نرخ خروج اجباری واحدها، دو برابر مقادیر پایه).

در شبیه سازی سوم، نرخهای رشد سالانه توان تولیدی، رشد سالانه افزایش بهای انواع سوخت، رشد سالانه هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری و خروج اجباری نیروگاهها برابر مقادیر پایه ای بوده و لیکن نرخ رشد سالانه بار مصرفی، دو برابر مقدار پایه و برابر ۶/۶۸٪ فرض شده است. با این فرض و با استفاده از الگوریتم شکل (۴)، مقادیر شاخص *LOLE* برای سالهای آتی و حاشیه ذخیره های مختلف، مطابق نمودار و جدول ارائه شده در شکل (۷) تعیین می گردند.



شکل ۷: مقادیر شاخص *LOLE* برای شبیه سازی سوم (نرخ رشد سالانه بار مصرفی، دو برابر مقدار پایه).

اگر شبیه سازی یک را به عنوان مبنا در نظر بگیریم، همان گونه که از مقایسه چهار شبیه سازی فوق مشاهده می شود، افزایش نرخ خروج اجباری واحدها (شبیه سازی دوم) بیشترین تاثیر را در افزایش شاخص *LOLE* دارد.

در شبیه سازیهای سه و چهار، مقادیر شاخص *LOLE* در سال صفر تقریباً برابر مقادیر متناظر آن برای سناریوی مبنا می باشند. زیرا در تمام شبیه سازیها برای سال صفر، هیچ گونه رشد سالانه بار مصرفی، رشد سالانه بهای انواع سوخت و رشد سالانه هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری واقع نمی شود. در شبیه سازی سوم، با افزایش زمان، تاثیر افزایش رشد سالانه بار مصرفی نیز بیشتر شده و همان گونه که از شکل (۷) مشاهده می گردد، با افزایش زمان، درصد رشد شاخص *LOLE* نسبت به مقادیر متناظر آن در شبیه سازی مبنا افزایش بیشتری را نشان می دهد.

از مقایسه اشکال (۵) و (۸) می توان دریافت که به دلیل عدم تغییر در نحوه چیدمان صعودی واحدهای نیروگاهی از نظر قیمت، افزایش رشد سالانه بهای انواع سوخت و رشد سالانه هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری (شبیه سازی چهارم)، عملاً تاثیر کمی در تغییر مقادیر شاخص *LOLE* نسبت به مقادیر متناظر آن در شبیه سازی مبنا داشته و در واقع در بین سه شبیه سازی اخیر، کمترین تغییر را نسبت به شبیه سازی مبنا دارد.

لازم به ذکر است که چون در شبکه IEEE-RTS توان تولیدی نیروگاههای آبی در نیمه های اول و دوم سال با یکدیگر متفاوت می باشند، لذا تمام شبیه سازیها، برای نیمه دوم سال انجام شده اند. البته بدیهی است که روش پیشنهادی می تواند برای هر بازه زمانی دلخواه، مورد استفاده و شبیه سازی قرار گیرد.

این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی رقابتی کامل می پردازد. نظر به خلاء مباحث اقتصادی در مقالات مطروح در این زمینه، این تحقیق، با بررسی اصول حاکم بر یکی از انواع بازار در تئوری اقتصاد خرد و تلفیق این اصول اقتصادی با سیستم تولید- مصرف انرژی الکتریکی، به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در این فضا پرداخته است. همچنین به دلیل تصادفی بودن رفتار بازار و نرخ خروج اجباری

نیروگاهها از شبیه سازی مونت کارلو جهت ارزیابی قابلیت اطمینان استفاده شده است. در این مقاله از *LOLE* به عنوان شاخص قابلیت اطمینان تولید استفاده شده و نتایج زیر حاصل گردیده است:

۱. هر چه کشسانی قیمتی تقاضا افزایش یابد، *LOLE* کاهش یافته و قابلیت اطمینان تولید افزایش می یابد.
۲. افزایش نرخ خروج نیروگاهها، بیشترین تاثیر، و افزایش رشد سالانه بهای سوخت و رشد سالانه هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری، کمترین تاثیر را در تغییرات شاخص قابلیت اطمینان تولید دارند.

*TC*: هزینه کل (mills/h)

*FC*: هزینه ثابت (mills/h)

*VC*: هزینه متغیر (mills/h)

*ATC*: هزینه کل متوسط (mills/kWh)

*AFC*: هزینه ثابت متوسط (mills/kWh)

*AVC*: هزینه متغیر متوسط (mills/kWh)

*MC*: هزینه نهائی (mills/kWh)

*TR*: درآمد کل (mills/h)

*Q*: مقدار توان (kW)

*P*: قیمت انرژی الکتریکی (mills/kWh)

*f<sub>0</sub>*: قیمت سوخت نیروگاههای حرارتی در سال صفر (mills/GJ)

*HR*: نرخ حرارتی نیروگاههای حرارتی (kJ/kWh)

*AVFC<sub>0</sub>*: هزینه متغیر متوسط سوخت برای نیروگاههای حرارتی در سال صفر (mills/kWh)

*P<sub>g</sub>*: توان نامی تولیدی نیروگاهها (kW)

*P<sub>g0</sub>*: توان نامی تولیدی نیروگاهها در سال صفر (kW)

$\alpha$ : نرخ رشد سالانه توان تولیدی نیروگاهها (%)

$\beta$ : نرخ رشد سالانه توان مصرفی (%)

*NG*: تعداد نیروگاههای موجود در بازار

*e*: نرخ رشد سالانه بهای سوخت (%)

*d*: نرخ رشد سالانه هزینه متغیر تعمیر و نگهداری (%)

*RM*: حاشیه ذخیره (%)

*E<sub>d</sub>*: کشسانی قیمتی تقاضا ( $kWh / mills$ )

*Q<sub>n</sub>*: توان پیش بینی شده (kW)

*LOLE*: انتظار از دست دادن بار ( روز بر نیمه دوم سال)



$a$ : عرض از مبدا تابع تقاضا (mills/kWh)

$b$ : شیب تابع تقاضا ( $mills / kW^2 h$ )

$FOR$ : نرخ خروج اجباری نیروگاهها

$HHI$ : شاخص Hirschman-Herfindahl

$q_i$ : سهم شرکت  $i$  از کل توان نصب شده در بازار

$M$ : تعداد شرکتهای مستقل در بازار

- 1 - Billinton, R. and Allan, R. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. Second Ed. PP. 1, Plenum press, New York.
- 2 - Billinton, R. and Allan, R. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. Second Ed. PP. 10, Plenum press, New York.
- 3 - Billinton, R. and Allan, R. (1992). *Reliability Evaluation of Engineering Systems*. Second Ed. PP. 372, Plenum press, New York.
- 4 - Energy Information Administration (EIA), (1996). *The changing structure of the electric power industry: An update*, DOE/EIA-0562(96), Washington DC.
- 5 - Energy Information Administration (EIA), (1996). *Electric sales and revenue*, DOE/EIA-0450(96), Washington DC.
- 6 - Office of Gas and Electricity Market (OFGEM), Department of Trade and Industry (DTI), (2000). *An overview of the New Electricity Trading Arrangement (NETA)*. V. 1, England.
- 7 - Office of Gas and Electricity Market (OFGEM), DTI, (2001). *News release, New electricity market goes live*. England.
- 8 - <http://www.ks.dk/publikationer/konkurrence/2003/nordisk>.
- 9 - Pindyck, Robert, S. and Rubinfeld, D. L. (2001). *Microeconomics*. Fifth Ed. Prentice Hall, USA.
- 10 - Ding, Yi. et al (2007). "Reliability assessment of restructured power systems using reliability network equivalent and pseudo- sequential simulation techniques." *Electr. Power Syst. Res.*, doi:10.1016/j.epr.2006.11.010.
- 11- Jaeseok Choi, Hongsik Kim, Junmin Cha, and Roy Billinton, (2001). "Nodal probabilistic congestion and reliability evaluations of a transmission system under the deregulated electricity market." *2001 IEEE Power engineering society summer meeting*, PP. 497-502.
- 12 - Peng Wang, and Billinton, R. (2003). "Implementation of non-uniform reliability in a deregulated power market." *2003 IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 150, No. 5, PP. 857- 861.
- 13 - Satoru Niioka, and Ryuichi Yokoyama, (2004). "Supply reliability cost assessment in a generation market." *Electrical power and energy systems*, Vol. 26, PP. 317-323.
- 14 - Zuwei Yu, Nderitu, G. and Smardo, F. (2000). "A proposed LOSBE as a generation reliability index for deregulated electricity markets." *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 3, PP. 1820-1834.
- 15 - Meziane, R. et al. (2005). "Reliability optimization using ant colony algorithm under performance and cost constraints." *Electric power systems research*, Vol. 76, PP. 1-8.
- 16 - Ding, Yi and Peng Wang. (2006). "Reliability and price risk assessment of restructured power systems with hybrid market structure." *IEEE Transactions on power systems*, Vol. 21, No. 1, PP. 108-116.
- 17 - Billinton, R. and Allan, R. (1992). *Reliability Evaluation of Engineering Systems*. Second Ed. Chapter 13, Plenum press, New York.

- 
- 18 - International Atomic Energy Agency (IAEA), (1984). *Expansion planning for electrical generating systems*. Chapter 6, IAEA, Vienna.
  - 19 - <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=1018&context=iber/cpc>.
  - 20 - International Energy Agency (IEA), (2002). *Security of supply in electricity markets- Evidence and policy issues*. Chapter 2, IEA, France.
  - 21 - International Energy Agency (IEA), (2003). *The Power to Choose- Demand Response in Liberalized Electricity Markets*. PP. 54, IEA, France.
  - 22 - <http://www.ks.dk/publikationer/konkurrence/2003/nordisk/kap03>.
  - 23 - International Energy Agency (IEA), (2003). *The Power to Choose- Demand Response in Liberalized Electricity Markets*. PP. 21, IEA, France.
  - 24 - IEEE- Reliability Test System (IEEE- RTS). *IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol. Pas-98*, No.6, PP. 2047-2054.

- 1 - Hierarchical Levels (HL)
  - 2 - Loss Of Load Expectation (LOLE)
  - 3 - Monte Carlo Simulation (MCS)
  - 4 - Perfect competition market
  - 5 - Monopoly market
  - 6 - Monopolistic competition market
  - 7 - Oligopoly market
  - 8 - Price taker
  - 9 - Effective Load Duration Curve (ELDC)
  - 10 - Expected Energy Not Served (EENS)
  - 11 - Equivalent multistate generation provider
  - 12 - Expected Unserved Power (EUP)
  - 13 - Loss Of Social Benefit Expectatin (LOSBE)
  - 14 - Ant Colony Algorithm (ACA)
  - 15 - Reliability network equivalents
  - 16 - Reserve Margin (RM)
  - 17 - Fixed Cost (FC)
  - 18 - Variable Cost (VC)
  - 19 - Total Cost (TC)
  - 20 - Average Fixed Cost (AFC)
  - 21 - Average Variable Cost (AVC)
  - 22 - Average Total Cost (ATC)
  - 23 - Marginal Cost (MC)
  - 24 - Total Revenue (TR)
  - 25 - Merit order
  - 26 - Average Variable Fuel Cost (AVFC)
  - 27 - Average Variable O&M Cost (AVOMC)
  - 28 - Generation planning scenarios
  - 29 - Market concentration
  - 30 - Hirschman-Herfindahl Index (HHI)
  - 31 - Price elasticity of demand
  - 32 - Forced Outage Rate (FOR)
-