

ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی با استفاده از سیستمهای هوشمند و شبیه سازی مونت کارلو

حسین هارون آبادی^{۱*}، محمودرضا حقی فام^۲، محمود فتوحی فیروزآباد^۳

۱- دانشجوی دکترای مهندسی برق، دانشگاه آزاد اسلامی - واحد علوم و تحقیقات تهران

۲- استاد مهندسی برق، دانشگاه تربیت مدرس

۳- دانشیار مهندسی برق، دانشگاه صنعتی شریف

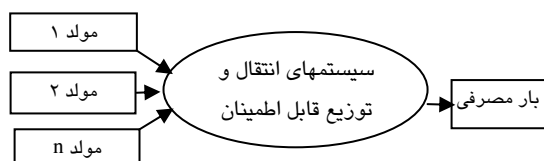
*تهران، صندوق پستی ۱۴۵۱۵/۷۷۵

hoharoonabadi@yahoo.com

(دریافت مقاله: اردیبهشت ۱۳۸۶، پذیرش مقاله: اردیبهشت ۱۳۸۷)

چکیده- سیاست تجدید ساختار، موجب بروز تغییراتی در برخی مسائل مرتبط با قابلیت اطمینان سیستمهای قدرت شده است. این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی با استفاده از سیستمهای هوشمند می پردازد. همچنین، به دلیل رفتار تصادفی بازار و نرخ خروج اجباری واحدهای نیروگاهی، از شبیه سازی مونت کارلو استفاده می شود. در قابلیت اطمینان تولید، صرفاً تعامل بین مجموعه تولید و بار الکتریکی مد نظر است. لذا در این تحقیق، بر اساس نوع بازار و میزان تمرکز آن، حاشیه ذخیره و زمانهای آتی مختلف، نوعی سیستم عصبی - فازی برای ارزیابی قابلیت اطمینان تولید ارائه می شود که برای تمامی انواع بازار برق اشتراکی معتبر و قابل استفاده است. روش پیشنهادی بر روی شبکه آزمون IEEE-Reliability Test System آزمایش شده و شاخص های قابلیت اطمینان بازارهای مختلف، به ازای حاشیه ذخیره و سطوح متفاوت بار، ارزیابی می شوند.

کلید واژگان: قابلیت اطمینان تولید، بازار برق اشتراکی، شبیه سازی مونت کارلو، سیستمهای هوشمند.



شکل ۱ طرحواره بازار برق اشتراکی برای ارزیابی قابلیت اطمینان تولید

یکی از شاخصهای مناسبی که بیان کننده قابلیت اطمینان تولید بوده و در این مقاله نیز از آن استفاده می شود،

۱- مقدمه

هدف اصلی سیستم قدرت، تأمین انرژی الکتریکی قابل اطمینان و مقرون به صرفه برای مشترکان است [۱]. سیستم قدرت واقعی، بسیار پیچیده و بزرگ است، لذا «سطوح سلسله مراتبی»^۱ به منظور شناخت و تقسیم بندی حوزه های عملیاتی، بسط و گسترش پیدا کرده است [۲]. این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید (HLI) در بازار برق اشتراکی می پردازد و سیستمهای انتقال و توزیع، مانند شکل ۱ قابل اطمینان فرض می شوند.

1. Hierarchical Levels (HL)

نرفته مورد انتظار^۶ برای ارزیابی قابلیت اطمینان تولید استفاده شده است.

مقاله دیگری [۱۲]، برخی مدل‌های قابلیت اطمینان را برای شرکت‌کنندگان مختلف بازار نشان داده است. در این مقاله، مجموعه تولید، با یک «تهیه کننده تولید چند حالتی معادل»^۷ جایگزین شده و پارامترهای هر تهیه کننده تولید چند حالتی معادل، توسط یک جدول احتمال ظرفیت در دسترس - که با استفاده از روشهای سستی محاسبه می شود - نشان داده شده است. سپس پارامترهای قابلیت اطمینان معادل برای هر وضعیت، شامل احتمال وقوع آن وضعیت، فرکانس مواجهه با آن وضعیت و ظرفیت تولید در دسترس معادل محاسبه شده است. مرجع [۱۳] از یک مسأله کمینه سازی تابع هزینه نیروگاهها تحت قيود محدودیتهای سیستم قدرت، برای بررسی قابلیت اطمینان تولید استفاده کرده و با فرض غیرقطعی بودن بار، به ارزیابی شاخص «توان به کار نرفته مورد انتظار» پرداخته است.

در بسیاری از مقالاتی که با عنوان سیستمهای قدرت تجدید ساختار شده مطرح شده، نوع و رفتار بازار و اثر آن بر سیستم قدرت، به طور واضح مطرح نبوده است. لذا این مقاله، ضمن در نظر گرفتن اصول بازار اشتراکی، با استفاده از سیستم عصبی - فازی، به تعیین قابلیت اطمینان تولید می پردازد. همچنین حساسیت شاخص قابلیت اطمینان نسبت به «حاشیه ذخیره»^۸ و سطوح مختلف بار ارزیابی خواهد شد. بخش دو، به بررسی اصول حاکم بر بازار برق اشتراکی می پردازد. در بخش سه الگوریتم ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو و سیستم عصبی - فازی بررسی شده و در نهایت، بخش چهار، به مطالعات عددی روش پیشنهادی بر روی شبکه آزمون IEEE-RTS و تحلیل نتایج آن می پردازد.

شاخص «انتظار از دست دادن بار»^۱ بوده و عبارت است از مدت زمانی که بار مصرفی، بیش از توان تغذیه کننده باشد. به طور کلی، شاخصهای قابلیت اطمینان سیستم، می توانند بر اساس یکی از دو روش زیر ارزیابی شوند [۳]:

- روش تحلیلی مستقیم.
- روش شبیه سازی آماری.

در این مقاله، با توجه به تصادفی بودن رفتار بازار و نرخ خروج اجباری نیروگاهها، از «شبیه سازی مونت کارلو»^۲ (MCS) که یکی از ابزارهای مهندسی کارآمد برای تحلیل آماری عدم قطعیت‌های موجود در مسائل مهندسی است، استفاده می شود.

تابع هدف سیستمهای سستی برای «در مدار قرار گرفتن واحدها»^۳، کاهش هزینه تولید است. با ورود به قرن بیست و یکم، بسیاری از کشورها سعی در تجدید ساختار و ایجاد بازار برق کرده اند [۴] - [۸]. در بازار برق، هدف اصلی شرکت کنندگان در بازار، افزایش سود شخصی است که این موضوع نیز به طور تنگاتنگی به نوع بازار وابسته است. پس در عمل قابلیت اطمینان تولید در سیستمهای قدرت تجدید ساختار شده، وابستگی زیادی به نوع بازار و مشخصه های آن خواهد داشت.

به طور کلی، اقتصاددانان بازارها را به چهار دسته کلی تقسیم می کنند که بین بازار رقابتی کامل و بازار انحصاری کامل تغییر می کنند [۹، فصل ۷]. این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در انواع مختلف بازار برق اشتراکی می پردازد. در [۱۰] اثر تولیدکنندگان مستقل برق بر قابلیت اطمینان، با استفاده از شاخص «توان به کار نرفته مورد انتظار»^۴ ارزیابی شده است. در این مقاله، از یک مسأله توزیع اقتصادی بار، تحت قيود شبکه و قابلیت اطمینان، برای انجام این کار استفاده شده است. در [۱۱]، از «منحنی تداومی بار مؤثر»^۵ برای محاسبه شاخصهای «انتظار از دست دادن بار» و «انرژی به کار

1. Loss Of Load Expectation (LOLE)
2. Monte Carlo Simulation (MCS)
3. Unit Commitment (UC)
4. Expected Unserved Power (EUP)
5. Effective Load Duration Curve (ELDC)

6. Expected Energy Not Served (EENS)
7. Equivalent multistate generation provider
8. Reserve Margin (RM)

۲- بررسی اصول بازار برق اشتراکی

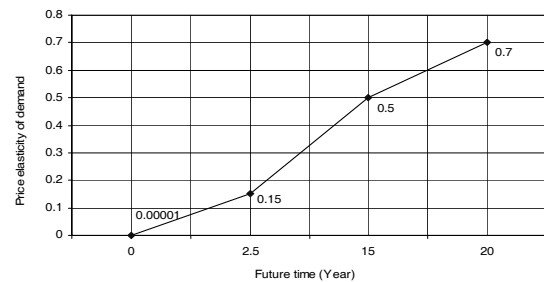
منحنی تقاضای بازار دارای شیب منفی است. میزان کاهش توان، توسط «کشش قیمتی تقاضا»^۱ بیان شده و به صورت درصد تغییرات بار به ازای درصد مشخصی از تغییرات قیمت انرژی الکتریکی تعریف می شود. این شاخص برای زمانهای آتی کوتاه، مقدار کمی داشته و هر چه زمان طولانی تر شود، این شاخص نیز افزایش می یابد؛ زیرا در زمانهای طولانی تر، امکان تطبیق بار مشترکان نسبت به قیمت بیشتر می شود. [۱۴]. تابع تقاضا معمولاً به صورت $P=a-bQ$ بیان می شود. لذا کشش قیمتی تقاضا از (۱) به دست می آید:

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

اگر توان تخمین زده شده توسط 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. در نتیجه با داشتن کشش قیمتی تقاضا (Ed)، معادله تابع تقاضا از (۲) به دست می آید:

$$P = a - bQ = bQ_n - bQ = \frac{Q_n}{Ed} - \frac{Q}{Ed} \quad (2)$$

کشش قیمتی تقاضا در بازارهای برق، نوعاً برابر 0.7 تا 0.1 برای زمانهای ۲ تا ۳ سال و 0.7 تا 0.3 برای ۱۰ تا ۲۰ سال آتی، مطابق شکل (۲) است [۱۴].



شکل ۲ مقادیر کشش قیمتی تقاضا برای سالهای آتی مختلف

منحنی عرضه هر مؤسسه، آن بخش از منحنی هزینه نهایی است که دارای شیب مثبت بوده و مقدار آن، بیشتر یا برابر با هزینه متغیر متوسط باشد [۹، فصل ۷]. همچنین منحنی عرضه کل هر صنعت نیز از جمع افقی منحنی های عرضه تک تک اعضا حاصل می شود. این منحنی، یک «منحنی صعودی بر حسب قیمت»^۲ است. در علم اقتصاد اگر قیمت فروش در بازار، کمتر از حداقل هزینه متغیر متوسط باشد، مؤسسه، تولید را متوقف خواهد کرد؛ زیرا تولید مؤسسه، نه تنها هزینه ثابت، بلکه هزینه متغیر را نیز تأمین نخواهد کرد [۹، فصل ۷]. در نیروگاهها، به دلیل متغیر بودن راندمان و نرخ حرارتی، هزینه متغیر متوسط بیش از هزینه نهایی است. لذا در نیروگاهها، در عمل هزینه متغیر متوسط جایگزین هزینه نهایی می شود [۱۵].

در بازار رقابتی کامل، مقدار و قیمت تعادلی از قطع منحنی های عرضه کل و تقاضا به دست می آیند [۹، فصل ۷]. از سوی دیگر، در بازار انحصاری کامل، انحصارگر برای حداکثر شدن سود خود، سطح تولیدی را در نظر می گیرد که در آن هزینه نهایی هر یک از کارخانه ها (یا هزینه نهایی کل مؤسسه) با درآمد نهایی مؤسسه برابر شود [۹، فصل ۸].

$$MC_1 = MC_2 = \dots = MC = MR \quad (3)$$

به طوری که:

$$MR = a - 2bQ = bQ_n - 2bQ = \frac{Q_n}{Ed} - \frac{2Q}{Ed} \quad (4)$$

با توجه به مطالب مذکور و همچنین مقایسه (۲) و (۴) می توان دریافت که بدون وجود «قدرت بازار»^۳ در بازار برق اشتراکی، منحنی عرضه برای انواع بازار، یکسان و برابر منحنی هزینه نهایی است؛ لیکن شیب «منحنی معرف تقاضا»^۴ بین b (برای منحنی تقاضا در بازار رقابتی

2. Merit order
3. Market power
4. Demand exponent curve

1. Price elasticity of demand

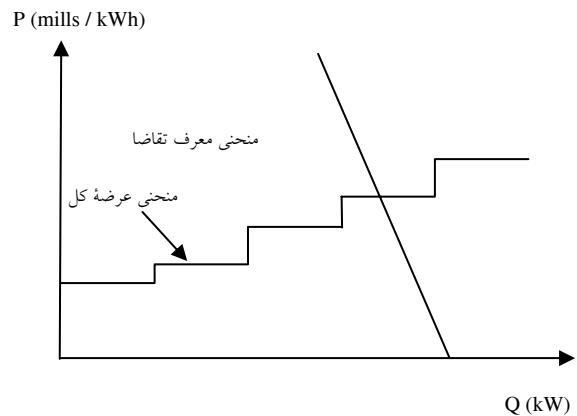
کامل) و $2b$ (برای منحنی درآمد نهایی در بازار انحصاری کامل) در تغییر است. لذا به طور کلی می‌توان منحنی معرف تقاضا را به صورت (۵) تعریف کرد؛ به طوری که بر حسب نوع بازار، K بین ۱ و ۲ تغییر می‌کند:

کامل) و $2b$ (برای منحنی درآمد نهایی در بازار انحصاری کامل) در تغییر است.

لذا به طور کلی می‌توان منحنی معرف تقاضا را به صورت (۵) تعریف کرد؛ به طوری که بر حسب نوع بازار، K بین ۱ و ۲ تغییر می‌کند:

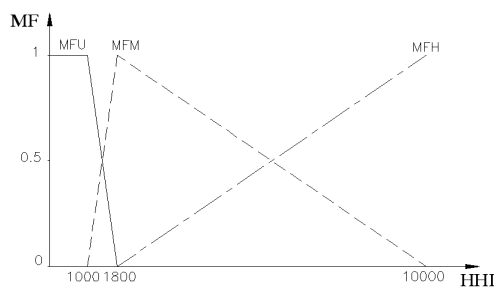
$$DE = a - KbQ = \frac{Qn}{Ed} - \frac{KQ}{Ed} \quad (5)$$

نمونه‌ای از منحنی «عرضه کل» و «منحنی معرف تقاضا» در شکل ۳ نشان داده شده است.



شکل ۳ منحنی‌های «عرضه کل» و «معرف تقاضای» نمونه

همانطور که پیشتر نیز اشاره شد، بر اساس نوع بازار، شیب منحنی معرف تقاضا بین b و $2b$ در تغییر است. لذا برای شبیه‌سازی بازار، از یک عدد فازی برای تخمین ضریب شیب منحنی معرف تقاضا (K) بر اساس مقادیر HHI استفاده می‌شود. توابع عضویت مجموعه‌های فازی بازارهای غیرمتمرکز، نسبتاً متمرکز و بسیار متمرکز و رابطه تعیین ضریب شیب منحنی معرف تقاضا به ترتیب در شکل (۴) و (۷) ارائه شده است.



شکل ۴ توابع عضویت مجموعه‌های فازی بازارهای غیرمتمرکز، نسبتاً متمرکز و بسیار متمرکز

$$K = (MFU + \frac{1}{5}MFM + \frac{2}{5}MFH) \quad (7)$$

همانطور که از شکل (۴) و (۷) مشاهده می‌شود ضمن اینکه ضریب K ، تمامی بازارها را با درجات مختلف پوشش می‌دهد، لیکن این تفاوت، ناگهانی نبوده، بلکه پیوسته و تدریجی است. همچنین منطق فازی پیشنهادی برای تمامی بازارهای برق اشتراکی، معتبر و قابل استفاده است.

قابلیت اطمینان تولید سیستم قدرت به پارامترهای متعددی بستگی دارد. یکی از این پارامترها که نقش

۳- الگوریتم ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو و سیستم عصبی - فازی

در مباحث بازار برق، برای اندازه‌گیری «تمرکز بازار»^۱، از « HHI »^۲ که طبق (۶) به دست می‌آید، استفاده می‌شود [۱۶].

$$HHI = \sum_M q_i^2 \quad (6)$$

اگر میزان مالکیت هر یک از شرکتها در این شاخص، بر حسب درصد بیان شود، این شاخص در محدوده صفر (بازار

1. Market concentration
2. Hirschman-Herfindahl Index

۳- یکی از روزهای دوره زمانی و بار متناظر با آن روز انتخاب می‌شود (Qn). سپس با استفاده از (۵)، منحنی معرف تقاضا به دست می‌آید.

۴- از تلاقی منحنی عرضه کل نیروگاهها و منحنی معرف تقاضا و با در نظر گرفتن حاشیه ذخیره، نیروگاههایی که برای آن روز انتخابی در اولویت تولید قرار می‌گیرند، تعیین می‌شوند.

۵- برای هر نیروگاه انتخابی در بند (۴)، عددی تصادفی در فاصله [۰-۱] تولید می‌شود. اگر عدد تصادفی انتخابی، بزرگتر از «نرخ خروجی اجباری» آن نیروگاه باشد، نیروگاه مذکور در این تکرار، سالم و در سرویس است؛ در غیر این صورت، نیروگاه دچار خروج اجباری شده و قادر به تأمین توان نخواهد بود. این مرحله برای تمامی نیروگاهها و با تولید عدد تصادفی مستقلی برای هر نیروگاه انجام می‌شود. در نهایت مجموع توان تولیدی نیروگاههایی که سالم بوده و در مدار قرار می‌گیرند، محاسبه می‌شوند. اگر این مجموع، از نقطه تقاطع منحنی عرضه کل نیروگاهها و منحنی معرف تقاضا (که برابر بار شبکه است) کمتر باشد، در آن روز (و در نتیجه در آن تکرار) خاموشی خواهیم داشت و لذا باید LOLE یک واحد افزایش یابد؛ در غیر این صورت به تکرار بعدی می‌رویم.

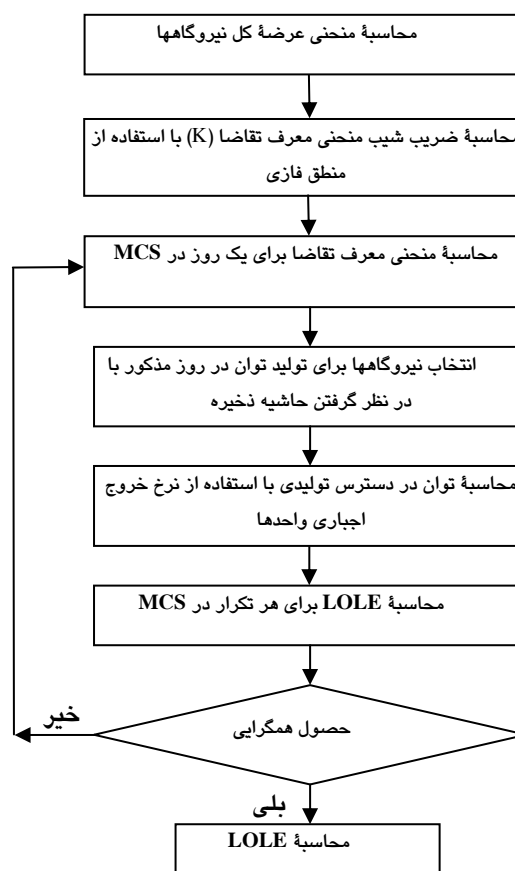
۶- مراحل ۳ تا ۵ را به منظور تعیین شاخص LOLE، به تعداد دفعات زیادی تکرار می‌کنیم.

حال به منظور ایجاد ساختاری واحد برای محاسبه قابلیت اطمینان تولید در انواع بازار برق اشتراکی، از شبکه عصبی پرسپترون چهار لایه‌ای که تعداد نوروهای آن در هر لایه‌ای به ترتیب ۲۰، ۱۵، ۱۲ و ۱ نورو است، مطابق شکل ۶ استفاده می‌شود.

به سزایی در قابلیت اطمینان تولید دارد، حاشیه ذخیره است که از (۸) به دست می‌آید [۱۸].

$$RM\% = \frac{\text{بار حداکثر} - \text{ظرفیت نصب شده}}{\text{بار حداکثر}} \times 100 \quad (8)$$

الگوریتم ارزیابی شاخص قابلیت اطمینان تولید (LOLE) در بازار برق اشتراکی با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو مطابق شکل ۵ و به شرح ذیل است:



شکل ۵ الگوریتم ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو

- ۱- منحنی عرضه کل نیروگاهها محاسبه می‌شود.
- ۲- بر اساس مشخصه‌های بازار، HHI به دست می‌آید.
- سپس بر اساس HHI محاسبه شده و با استفاده از شکل ۴ و
- ۷، ضریب شیب منحنی معرف تقاضا محاسبه می‌شود.

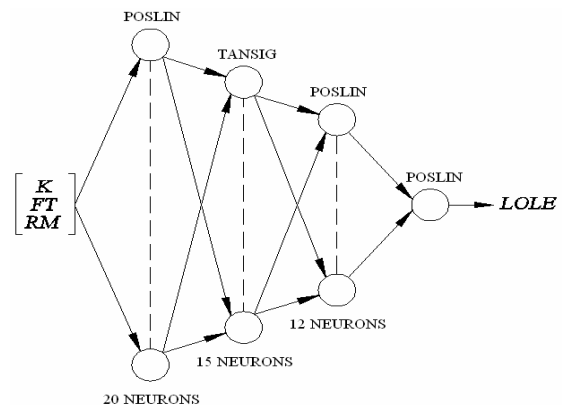
۳- شبکه عصبی، با روش TRAINLM در نرم افزار MATLAB 7.0 با ۱۵۰ «گام»، آموزش یافته و به «میانگین مربعات خطایی»^۳ برابر ۰/۲ می رسد.

۴- هر شبیه سازی، برای دو مقطع زمانی مختلف (سال جاری و سال دوم آتی) و دو حاشیه ذخیره (۰/۰، و ۰/۹) انجام می شود.

۵- نرخهای رشد سالیانه توان تولیدی و بار مصرفی، به ترتیب ۳/۴٪ و ۳/۳۴٪ در نظر گرفته می شوند.

۶- افزایش سالیانه بهای نفت و زغال سنگ، به ترتیب ۴٪ و ۱٪ در نظر گرفته می شوند. بهای سوخت هسته ای (شامل اورانیم، غنی سازی و ساخت آن)، ثابت فرض می شود. همچنین نرخ رشد سالیانه هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری، ۱٪ در نظر گرفته شده است.

در شبیه سازی اول، هر نیروگاه به عنوان یک شرکت مستقل فرض شده و هیچگونه ادغامی بین شرکتها وجود ندارد. در این حالت، شاخص HHI برابر ۶۳۴، و بازار، غیرمتمرکز است. لذا با استفاده از منطق فازی، مقدار K برابر ۱ به دست می آید. با این فرض، مقادیر LOLE با استفاده از الگوریتم پیشنهادی روش مونت کارلو و شبکه عصبی، به ترتیب بر طبق نمودار و جدول ارائه شده در شکلهای ۷ و ۸ به دست می آیند.



شکل ۶ شبکه عصبی پیشنهادی برای ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی

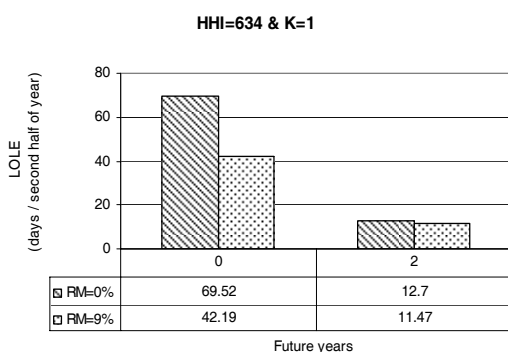
«تابع انتقال»^۱ نورونهای این شبکه عصبی در لایه های اول، سوم و آخر، POSLIN، و در لایه دوم، TANSIG است. ورودیهای این شبکه عصبی، به ترتیب ضریب شیب منحنی معرف تقاضا (K)، سال آتی شبیه سازی شده (FT) و حاشیه ذخیره (RM) بوده و خروجی آن شاخص LOLE است. برای آموزش این شبکه عصبی نیز از برخی مقادیر ورودی و خروجی روش مونت کارلو استفاده می شود.

۴- مطالعات عددی

برای مطالعات عددی، از شبکه آزمون قابلیت اطمینان IEEE- Reliability Test System (IEEE-RTS) استفاده می شود [۱۹]. در تمامی شبیه سازیها، مفروضات ذیل در نظر گرفته شده است:

۱- شبیه سازیها، برای نیمه دوم سال و بر اساس مقادیر حداکثر بار روزانه شبکه آزمون مذکور انجام می شوند.

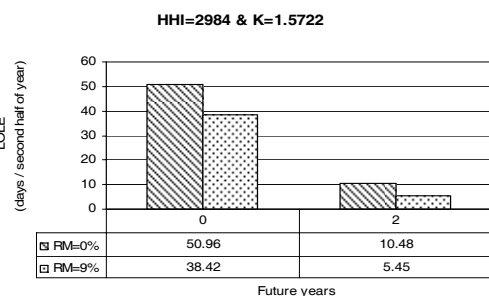
۲- تعداد تکرارها در شبیه سازی مونت کارلو برابر ۵۰۰۰ تکرار است.



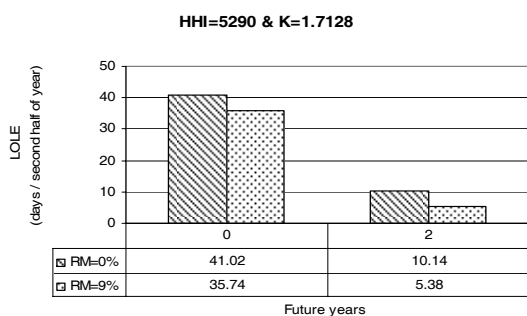
شکل ۷ مقادیر LOLE شبیه سازی اول با استفاده از MCS

2. Epoch
3. Mean Square Error (MSE)

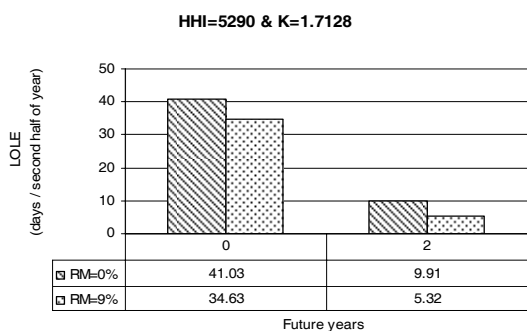
1. Transfer function



شکل ۱۰ مقادیر LOLE شبیه‌سازی دوم با استفاده از شبکه عصبی

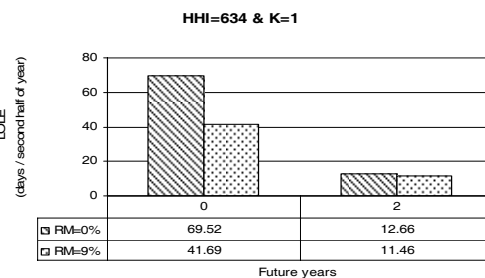


شکل ۱۱ مقادیر LOLE شبیه‌سازی سوم با استفاده از MCS



شکل ۱۲ مقادیر LOLE شبیه‌سازی سوم با استفاده از شبکه عصبی

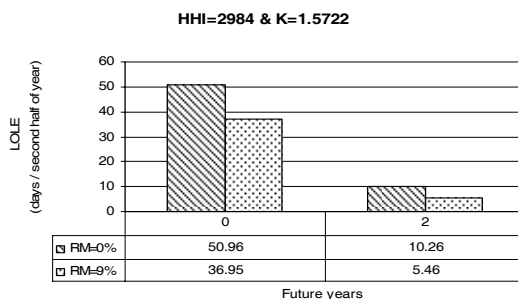
در چهارمین و آخرین شبیه‌سازی، فرض بر آن است که تمامی نیروگاهها، متعلق به یک شرکت انحصاری بوده و لذا بازار، انحصاری کامل است. در این حالت، شاخص HHI برابر ۱۰۰۰۰ بوده و K برابر ۲ به دست می‌آید. با این فرض، مقادیر LOLE با استفاده از الگوریتم شبیه‌سازی مونت کارلو و شبکه عصبی، به ترتیب بر طبق نمودار و جدول ارائه شده در شکل‌های ۱۳ و ۱۴ به دست می‌آیند.



شکل ۸ مقادیر LOLE شبیه‌سازی اول با استفاده از شبکه عصبی

در شبیه‌سازی دوم، تمامی نیروگاههایی که از یک نوع باشند با یکدیگر ادغام می‌شوند. لذا به‌طور کلی ۴ دسته نیروگاه در بازار وجود خواهد داشت (نیروگاههای نفتی، زغال سنگی، هسته‌ای و آبی). در این حالت، شاخص HHI برابر ۲۹۸۴ بوده و K نیز با استفاده از منطق فازی، برابر ۱/۵۷۲۲ به دست می‌آید. با این فرض، مقادیر LOLE با استفاده از الگوریتم شبیه‌سازی مونت کارلو و شبکه عصبی، به ترتیب بر طبق نمودار و جدول ارائه شده در شکل‌های ۹ و ۱۰ به دست می‌آیند.

در شبیه‌سازی سوم، علاوه بر شبیه‌سازی دوم، تمامی نیروگاههای فسیلی نیز (شامل نیروگاههای نفتی و زغال سنگی) با یکدیگر ادغام می‌شوند. در این حالت، شاخص HHI برابر ۵۲۹۰ بوده و K با استفاده از منطق فازی، برابر ۱/۷۱۲۸ محاسبه می‌شود. با این فرض، مقادیر LOLE با استفاده از الگوریتم شبیه‌سازی مونت کارلو و شبکه عصبی، به ترتیب بر طبق نمودار و جدول ارائه شده در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ به دست می‌آیند.



شکل ۹ مقادیر LOLE شبیه‌سازی دوم با استفاده از MCS

«عرضه کل نیروگاهها» و «معرف تقاضا» در توان کمتری رخ می‌دهد. این مسأله نیز به نوبه خود موجب استفاده از نیروگاههای کمتر و در نتیجه کاهش LOLE و بهبود قابلیت اطمینان می‌شود. لذا در تمامی شبیه‌سازیها با گذشت زمان، قابلیت اطمینان بهبود یافته است. اگر چه نرخ رشد سالیانه توان تولیدی نیز در این رابطه بی‌تأثیر نیست.

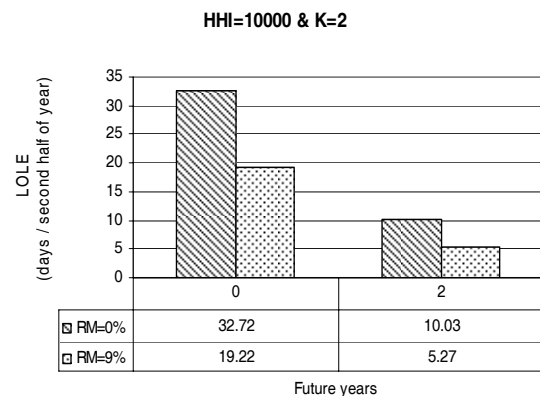
از آنجاکه با تمرکز بیشتر بازار، K نیز افزایش می‌یابد، لذا بر طبق (5)، تقاطع منحنیهای «عرضه کل نیروگاهها» و «معرف تقاضا» در توان کمتری اتفاق افتاده و LOLE کاهش می‌یابد. به‌طوری‌که مقادیر LOLE در آخرین شبیه‌سازی (بازار انحصاری کامل)، کمترین مقدار را در بین تمامی شبیه‌سازیها دارد.

در این مقاله فرض می‌شود که ظرفیت تولید اضافه شده سالانه، به‌طور یکسان بین تمامی نیروگاههای موجود، توزیع می‌شود. لیکن چنانچه در روش پیشنهادی، «سناریوهای برنامه‌ریزی تولید»¹ برای سیستم قدرت مشخص باشند، واحدهای نیروگاهی جدید می‌توانند جایگزین شوند.

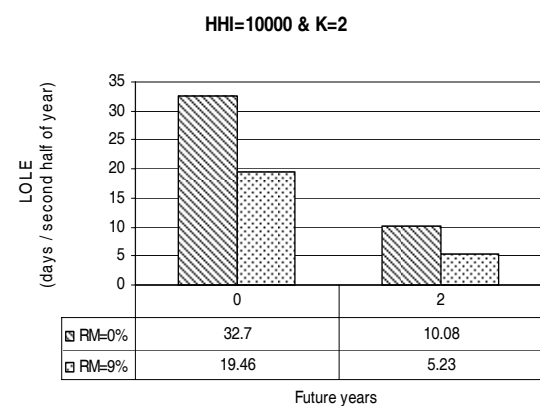
همچنین چون در شبکه IEEE-RTS توان تولیدی نیروگاههای آبی در نیمه‌های اول و دوم سال با یکدیگر متفاوت است، لذا کلیه شبیه‌سازیها برای نیمه دوم سال انجام شده است. البته بدیهی است که روش پیشنهادی می‌تواند برای هر بازه زمانی دلخواهی مورد استفاده و شبیه‌سازی قرار گیرد.

5- نتیجه‌گیری

این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی با استفاده از سیستمهای هوشمند و شبیه‌سازی مونت کارلو می‌پردازد. از آنجاکه تغییرات شاخص تمرکز بازار (HHI) در بازارهای برق مختلف تدریجی است، لذا



شکل ۱۳ مقادیر LOLE شبیه‌سازی چهارم با استفاده از MCS



شکل ۱۴ مقادیر LOLE شبیه‌سازی چهارم با استفاده از شبکه عصبی

همانطور که از منحنیهای فوق مشاهده می‌شود، مقادیر شاخص قابلیت اطمینان در دو روش شبیه‌سازی مونت کارلو و شبکه عصبی بسیار نزدیک به هم و در برخی موارد نیز یکسان است.

در تمامی شبیه‌سازیها با افزایش حاشیه ذخیره، شاخص LOLE کاهش یافته و قابلیت اطمینان تولید بهبود می‌یابد. همانطور که پیشتر نیز اشاره شد، با گذشت زمان، امکان تطبیق بار مصرفی مشترکان با قیمت انرژی افزایش می‌یابد. در نتیجه کاهش قیمتی تقاضا افزایش یافته و طبق (5)، شیب منحنی معرف تقاضا کاهش می‌یابد. لذا تقاطع منحنیهای

1. Generation planning scenarios

DE: تابع معرف تقاضا

K: ضریب شیب تابع معرف تقاضا

MFU: تابع عضویت بازار غیرمتمرکز در منطق فازی

MFM: تابع عضویت بازار نسبتاً متمرکز در منطق فازی

MFH: تابع عضویت بازار بسیار متمرکز در منطق فازی

FT: زمان آتی شبیه‌سازی شده (سال)

۷- منابع

- [1] Billinton R., Allan R., Reliability Evaluation of Power Systems, Second edition. NewYork: Plenum press, 1996, p. 1.
- [2] Billinton R., Allan R., Reliability Evaluation of Power Systems, Second edition. NewYork: Plenum press, 1996, p. 10.
- [3] Billinton R., Allan R., Reliability Evaluation of Engineering Systems, Second edition. NewYork: Plenum press, 1992, p. 372.
- [4] Energy Information Administration (EIA), "The changing structure of the electric power industry: An update, DOE/EIA-0562(96)", Washington DC, December 1996.
- [5] Energy Information Administration (EIA), "Electric sales and revenue, DOE/EIA-0450(96)", Washington DC, December 1996.
- [6] Office of Gas and Electricity Market (OFGEM), Department of Trade and Industry (DTI), "An overview of the New

روشی بر مبنای منطق فازی برای تخمین ضریب شیب منحنی معرف تقاضا ارائه می‌شود. با توجه به تصادفی بودن رفتار بازار و نرخ خروج اجباری نیروگاهها، از شبیه‌سازی مونت کارلو نیز برای ارزیابی قابلیت اطمینان استفاده می‌شود. همچنین به منظور ایجاد ساختاری واحد برای محاسبه قابلیت اطمینان تولید، از شبکه‌ای عصبی استفاده می‌شود که مقادیر خروجی آن بسیار نزدیک به مقادیر شبیه‌سازی مونت کارلو است.

در این مقاله، از LOLE به عنوان شاخص قابلیت اطمینان استفاده و نتایج زیر حاصل شده است:

۱. هر چه کاهش قیمتی تقاضا افزایش یابد، LOLE کاهش یافته و قابلیت اطمینان تولید افزایش می‌یابد.
۲. تمرکز بیشتر بازار منجر به کاهش LOLE و افزایش قابلیت اطمینان تولید می‌شود.

۶- فهرست علائم

MC: هزینه نهایی (mills/kWh)

MR: درآمد نهایی (mills/kWh)

Q: مقدار توان (kW)

P: قیمت انرژی الکتریکی (mills/kWh)

RM: حاشیه ذخیره (%)

Ed: کاهش قیمتی تقاضا (kW^h/mills)

Qn: توان پیش‌بینی شده (kW)

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

FOR: نرخ خروج اجباری نیروگاهها

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

M: تعداد شرکتهای مستقل در بازار

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

b: شیب تابع معرف تقاضا (mills/kW^h)

HHI: شاخص Hirschman-Herfindahl

- reliability evaluation method for deregulated electric power market considering customers uncertainty”, in Proc. 2002 IEEE International conference on power system technology, Proceedings PowerCon , vol. 3, pp. 1782-1786.
- [14] International Energy Agency (IEA), The Power to Choose-Demand Response in Liberalized Electricity Markets. France: IEA, 2003, p. 21.
- [15] Severin Borenstain, “Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity market”, University of California energy institute, Feb.1999.
- [16] International Energy Agency (IEA), The Power to Choose-Demand Response in Liberalized Electricity Markets. France: IEA, 2003, p. 54.
- [17] <http://www.ks.dk/publikationer/konkurrence/2003/nordisk/kap03>.
- [18] International Energy Agency (IEA), Security of Supply in Electricity Markets-Evidence and Policy Issues. France: IEA, 2002, p. 16.
- [19] “IEEE- Reliability Test System (IEEE-RTS)”, Nov./Dec.1979 IEEE Trans. Power Apparatus Syst.,Vol. Pas-98, No. 6, pp. 2047-2054.
- Electricity Trading Arrangement (NETA)”, V. 1, England, 31 May 2000.
- [7] Office of Gas and Electricity Market (OFGEM), DTI, “News release, New electricity market goes live”, England, 27 March 2001.
- [8] <http://www.ks.dk/publikationer/konkurrence/2003/nordisk>.
- [۹] فرجی، یوسف؛ تئوری اقتصاد خرد، شرکت چاپ و نشر بازرگانی، تهران، چاپ چهارم، ۱۳۸۲.
- [10] K. Okada, H. Asano, R. Yokoyama, T. Niimura, “Reliability-based impact analysis of independent power producers for power system operations under deregulation”, in Proc. 1999 IEEE Canadian conference on electrical and computer engineering, pp. 1325- 1330.
- [11] Jaeseok Choi, Hongsik Kim, Junmin Cha, Roy Billinton, “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, R. Billinton, “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, Akira Kozu, Masachika Ishimaru, Ryuichi Yokoyama, “Supply