

مدلسازی دینامیک سرمایه‌گذاری در توسعه تولید با در نظر گرفتن پاسخگویی بار

مهدی صمدی^۱، دانشجوی دکتری، محمد حسین جاویدی^۱، استاد، محمد صادق قاضی زاده^۲، استادیار

۱- دانشکده مهندسی - دانشگاه فردوسی مشهد - ایران
 mahdi.samadi@stu-mail.um.ac.ir, h-javidi@ferdowsi.um.ac.ir

۲- دانشگاه صنعت آب و برق (شهید عباسپور) تهران - ایران
 ghazizadeh@pwut.org

چکیده: در سالهای اخیر استفاده از برنامه‌های پاسخگویی بار برای بهبود بهره‌برداری از سیستم قدرت، مورد توجه فراوان واقع شده است. پاسخگو بودن تقاضا و تأثیر آن بر قیمت تسویه بازار که مشوق اصلی سرمایه‌گذاری می باشد، موجب تغییرات جدی در روند توسعه تولید می‌شود. تا به حال در مدل‌های سرمایه‌گذاری تولید، معمولاً بار بدون کنش قیمتی فرض می‌شده است. با گسترش روز افزون شبکه‌های هوشمند، این فرض خدشه دار می‌شود. در این مقاله مسئله سرمایه‌گذاری در توسعه تولید شامل منابع انرژی نو، در یک سیستم شامل بارهای پاسخگو، با استفاده از برنامه‌ریزی پویای تصادفی مدلسازی شده است. در این مدل، عدم قطعیت در تولید و عدم قطعیت در عملکرد بار پاسخگو لحاظ گردیده است. در این راستا با مدلسازی فعل و انفعال بین قیمت و بار پاسخگو، قیمت تسویه بازار تعیین می‌گردد. برای آنالیز نتایج شبیه‌سازی، چند شاخص بلند مدت پیشنهاد و مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج بدست آمده، اثرات قابل توجه پاسخگویی بار را بر کاهش قیمت، کاهش خاموشیها و افزایش قابلیت اطمینان بصورت کمی نشان می‌دهد.

واژه های کلیدی: پاسخگویی بار، سرمایه‌گذاری تولید، انرژی‌های نو، برنامه‌ریزی پویای تصادفی.

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۱/۰۹/۱۵

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۱/۱۱/۳

نام نویسنده‌ی مسئول : مهدی صمدی

نشانی نویسنده‌ی مسئول : مشهد، میدان آزادی، دانشگاه فردوسی مشهد، دانشکده‌ی مهندسی، گروه برق، آزمایشگاه تخصصی مطالعات سیستم و تجدید ساختار.

۱- مقدمه

در این مقاله، سرمایه‌گذاری در توسعه تولید با در نظر گرفتن مولدهای بادی، در یک سیستم شامل بارهای پاسخگو، با استفاده از برنامه ریزی پویای تصادفی^۱، مدل‌سازی شده است. علت استفاده از برنامه ریزی پویای تصادفی، طبیعت دینامیک مسئله و نیز عدم قطعیت‌های موجود در مسئله می‌باشد. تا به حال از این نوع برنامه ریزی، در مدل‌سازی سرمایه‌گذاری در سیستم قدرت استفاده شده است [9-10]. نرخ خروج اضطراری واحدهای تولیدی، عدم قطعیت در تولید مولدهای بادی و نیز عدم قطعیت در عملکرد بار پاسخگو در مدل پیشنهادی لحاظ شده‌اند. در ادامه و در بخش دوم، مدل پیشنهادی توصیف و روابط ریاضی مربوطه ارائه شده است. بخش سوم به معرفی سیستم مورد مطالعه می‌پردازد. نتایج شبیه‌سازی در بخش چهارم آمده است. در بخش پنجم نیز نتیجه‌گیری انجام شده است.

۲- توصیف مدل و فرمول بندی مسئله

ابتدا اندیسهای بکار رفته در مقاله معرفی می‌شوند: اندیس t برای سال، s برای فصل، l برای سطوح بار، i مربوط به تکنولوژیهای تولید، n برای تکرارهای حلقه تعادل بار پاسخگو و K برای رخدادهای احتمالی سیستم. روند کلی اجرای الگوریتم پیشنهادی مطابق مراحل زیر است:

- ۱) محاسبه احتمال رخداد حوادث و ظرفیت در دسترس تولید در هر رخداد در سال t (توضیحات کامل در بخش ۲-۱)
 - ۲) اختصاص مقدار اولیه به بار پاسخگو در تمام سطوح بار فصل s
 - ۳) تسویه بازار جداگانه برای هر یک از سطوح بار فصل s به تعداد کل رخدادهای $(K=32)$ و محاسبه امید ریاضی قیمت و سایر خروجیها برای هر سطح بار (توضیحات در بخش ۲-۲)
 - ۴) محاسبه خطای قیمتی با استفاده از تمایل به پرداخت بارهای پاسخگو، اگر خطا بزرگتر از حد مجاز بود، مقدار جدید بار پاسخگو محاسبه و به گام ۳ می‌رود. (توضیحات در بخش ۲-۳)
 - ۵) اگر فصلها به اتمام نرسیده، $s = s + 1$ و به گام ۲ می‌رود.
 - ۶) محاسبه میزان توسعه ظرفیت تولید با توجه به سود سالانه و رشد بار و محاسبه ظرفیت سال بعد. اگر افق برنامه ریزی به اتمام نرسیده $t = t + 1$ و به گام ۱ می‌رود. (توضیحات در بخش ۲-۴)
 - ۷) محاسبه شاخصهای پیشنهادی (توضیحات در بخش ۲-۵)
- فرض شده سیستم مورد مطالعه شامل سه نوع تکنولوژی حرارتی با اندیسهای ۱ تا ۳، نیروگاه بادی (بعنوان منبع انرژی نو) با اندیس ۴ و نیروگاه برقی با اندیس ۵ باشد. تمام تکنولوژیها بجز واحدهای برقی با عنوان نامزدهای توسعه در نظر گرفته شده‌اند.

۲-۱- تحلیل رخدادهای

۲-۱-۱ خروج واحدهای حرارتی

برای در نظر گرفتن حوادث خروج واحدها، ساده‌سازی‌هایی انجام شده که در شبیه‌سازی بلند مدت سیستم، منطقی و معقول هستند. فرض

اثرات قابل توجه پاسخگویی بار در سالهای اخیر توجه سیاستگذاران را به خود معطوف نموده است. کاهش قیمت لحظه‌ای و نوسانات آن، افزایش کارایی بازار برق، بهبود امنیت و قابلیت اطمینان سیستم و کاهش یا تعویق نیاز به توسعه ظرفیتهای تولید در سیستم از مهمترین نتایج بکارگیری برنامه‌های پاسخگویی بار می‌باشد [1]. گسترش شبکه‌های هوشمند از مهمترین مواردی است که بر اهمیت پاسخگویی بار می‌افزاید. در واقع یکی از ملزومات و مهمترین عناصر سازنده شبکه‌های هوشمند پاسخگویی بار است [2]. از طرفی با توسعه روز افزون منابع انرژی نو با تولید متناوب، پاسخگویی بار بعنوان یک راه‌حل در ایجاد تعادل بین تولید و مصرف، مورد توجه زیادی واقع شده است [3]. لذا با توسعه وسایل اندازه‌گیری و کنترل هوشمند در سیستم، مشارکت مشتریان در بهره‌برداری افزایش می‌یابد. با تغییر روند بهره‌برداری، نیاز به بازبینی مدل‌های برنامه‌ریزی سیستم قدرت احساس می‌شود. ارزیابی تأثیرات پاسخگویی بار بر تصمیمات سرمایه‌گذاری در بخش تولید برای قانونگذاران و سیاستگذاران بسیار مهم قلمداد می‌شود [4]. تا به حال در مدل‌های سرمایه‌گذاری بخش تولید سیستم قدرت، معمولاً بار بدون کشش قیمتی فرض می‌شده است. در [5] با استفاده از برنامه ریزی پویا، مدلی برای تحلیل تأثیر سیاست‌های قانونگذار در مورد بهای آمادگی بر سرمایه‌گذاری در منابع تولید سیستم ارائه شده است. در این مدل‌سازی منابع انرژی نو لحاظ نشده، همچنین بار بصورت ثابت و غیر کشسان در طول افق برنامه ریزی در نظر گرفته شده است. در [6] چارچوبی برای آنالیز تأثیر بکارگیری زیرساخت اندازه‌گیری هوشمند و پاسخگویی بار بر قیمت بازار و قابلیت اطمینان در بلند مدت ارائه شده است. روش پیشنهادی در این مرجع بر پایه روش شبیه‌سازی احتمالی تولید می‌باشد. البته در این مدل فرایند سرمایه‌گذاری در توسعه تولید مدل‌سازی نشده بلکه بصورت ورودی مسئله در نظر گرفته شده است.

مرجع [7] با استفاده از برنامه ریزی پویا مدلی جدید برای حل برنامه ریزی توسعه تولید در محیط رقابتی ارائه نموده است. برای حل مسئله بهینه‌سازی تعریف شده از الگوریتم ژنتیک بهره‌گرفته شده است. در مدل این مرجع، فقط پیک بار سالانه و تعامل آن با قیمت در نظر گرفته شده و نگاه نویسندگان بیشتر معطوف به دیدگاه شرکت‌های تولیدی به مسئله توسعه تولید بوده است. در مرجع [8] مدلی برای تعیین سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری بهینه از ظرفیتهای تولید با هدف حداقل کردن هزینه ارائه شده که در آن پاسخگویی بار نیز لحاظ شده است. هدف اصلی، بررسی اثر چند سناریوی سیاستگذاری بوده است که نتایج آن، نیاز به مدل‌سازی پاسخگویی بار در سرمایه‌گذاری بلند مدت تولید را نشان می‌دهد. البته در مرجع [8]، اثر جابجایی مصرف بخاطر تغییر قیمت‌ها (کشش قیمتی متقابل) در نظر گرفته نشده است.

جدول (۳): توان تولیدی مزرعه بادی

احتمال	$wind_{High} = 0.08$	$wind_{Low} = 0.92$
C_{wind}^{pu}	$\frac{0.06 * 0.9 + 0.02 * 1}{0.06 + 0.02} = 0.925$	0.171

این ساده سازی ها برای مدلسازی عدم قطعیت باد در بلند مدت، منطقی است. در این مقاله برای توان احتمالی مولد بادی تعبیر دسترس پذیری بکار رفته است. در رابطه (۵)، $Availability_{wind,t,q}$ احتمال سرعت باد مناسب در q مزرعه بادی می باشد. دسترس پذیری معادل (Equivalent Availability) مزارع بادی از (۶) بدست می آید:

$$Availability_{wind,t,q} = \left(\frac{Nu_{wind,t}}{q} \right) \times (wind_{High})^q \times (wind_{Low})^{Nu_{wind,t}-q} \quad (5)$$

$$EA_{wind,t,q} = \sum_{q=1}^{NO_w} Availability_{wind,t,q} \quad (6)$$

ظرفیت معادل کل مزارع بادی سیستم در باد مناسب با $EC_{wind,t,H}$ و در باد کم با $EC_{wind,t,L}$ نشان داده شده است که مقدار تقریبی آنها از روابط (۷) و (۸) محاسبه می شود.

$$EC_{wind,t,H} \cong Average Capacity_{wind} \times \frac{\sum_{q=1}^{NO_w} \{Availability_{wind,t,q} \times (q \times C_{wind,High}^{pu} + (NO_w - q) \times C_{wind,Low}^{pu})\}}{\sum_{q=1}^{NO_w} Availability_{wind,t,q}} \quad (7)$$

$$EC_{wind,t,L} \cong Nu_{wind,t} \times C_{wind,Low}^{pu} \times Average Capacity_{wind} \quad (8)$$

نهایتاً ظرفیت معادل کل مزارع بادی مطابق جدول (۴) خواهد بود. به این ترتیب می توان عدم دسترس پذیری نیروگاههای بادی را متناظر خروج اضطراری این واحدها ($EFOR_{4,t}$) قلمداد کرد.

جدول (۴): ظرفیت معادل مزارع بادی

	$EA_{wind,t} \cong 1 - EFOR_{4,t}$	$1 - EA_{wind,t} \cong EFOR_{4,t}$
$EC_{4,t}$	$EC_{wind,t,H}$	$EC_{wind,t,L}$

۱-۳-۱ کل رخدادهای (با احتساب نایقینی پاسخگویی بار)

با در نظر گرفتن جدولهای (۱) و (۴)، ۱۶ حالت برای ظرفیت سیستم شامل مولدهای حرارتی و بادی ایجاد می شود. احتمال وقوع هر حالت از حاصلضرب احتمالات محاسبه می شود. برای نمونه روابط مربوط به دو حالت ارائه شده است (۹-۱۰). نهایتاً در (۱۱)، ظرفیت موجود هر تکنولوژی بر اساس ظرفیتهای معادل در ۱۶ حالت تعیین خواهد شد.

$$\pi_{t,k=1} = \prod_{i=1}^4 (1 - EFOR_{i,t}) \quad (9)$$

$$\pi_{t,k=2} = \left(\prod_{i=1}^3 (1 - EFOR_{i,t}) \right) \times EFOR_{4,t} \quad (10)$$

...

شده تمام واحدهای هر نوع تکنولوژی، ظرفیت یکسانی به اندازه $(Average Capacity_i)$ دارند. تعداد واحد موجود در هر سال $(Nu_{i,t})$ توسط رابطه (۱) تعیین می شود که $Capacity_{i,t}$ کل ظرفیت موجود واحدهای نوع i در سال t است. احتمال خروج q واحد از تکنولوژی i در سال t از رابطه (۲) بدست می آید. در این رابطه، FOR_i نرخ خروج اجباری است. نهایتاً نرخ خروج اجباری معادل (Equivalent Forced Outage Rate) واحدهای نوع i در سال t ($EFOR_{i,t}$) از رابطه (۳) محاسبه می شود. در رابطه (۳) حداکثر تعداد خروج همزمان در نظر گرفته شده برای واحدهاست.

$$Nu_{i,t} = Round \left(\frac{Capacity_{i,t}}{Average Capacity_i} \right) \forall t, \forall i = 1, 2, 3, 4 \quad (1)$$

$$prob_{i,t,q} = \left(\frac{Nu_{i,t}}{q} \right) \times (FOR_i)^q \times (1 - FOR_i)^{Nu_{i,t}-q} \quad (2)$$

$$\forall t, \forall i = 1, 2, 3$$

$$EFOR_{i,t} = \sum_{q=1}^{NO} prob_{i,t,q} \quad (3)$$

ظرفیت معادل از دست رفته (Equivalent Outage Capacity) از رابطه (۴) بدست می آید. بنابراین ظرفیت معادل هر تکنولوژی در هر سال مطابق جدول (۱) خواهد بود.

$$EOC_{i,t} = \frac{\sum_{q=1}^{NO} \{prob_{i,q,t} \times (q \times Average Capacity_i)\}}{\sum_{q=1}^{NO} prob_{i,q,t}} \quad (4)$$

جدول (۱): ظرفیت معادل واحدهای حرارتی

$i = 1, 2, 3$	$1 - EFOR_{i,t}$	$EFOR_{i,t}$
$EC_{i,t}$	$Capacity_{i,t}$	$Capacity_{i,t} - EOC_{i,t}$

۱-۲-۲ مدلسازی عدم قطعیت باد

طبیعت غیر قطعی و متناوب^۲ باد، باعث تفاوت بین مشخصات واحدهای بادی با نیروگاههای حرارتی می شود. مرجع [9] با استفاده از توزیع وایبل تغییرات تصادفی باد و رابطه غیر خطی بین توان مولد بادی و سرعت باد، تغییرات احتمالی توان مزرعه بادی را استخراج نموده که در جدول (۲) مقادیر آن نشان داده شده است.

جدول (۲): تغییرات احتمالی توان مزرعه بادی [9]

احتمال	0.06	0.21	0.28	0.23	0.14	0.06	0.02
توان تولیدی (پربونیت)	0	0.0005	0.083	0.26	0.53	0.9	1

در این مقاله ما دو حالت انتهایی جدول (۲) را، متناظر وزش باد مناسب ($wind_{High}$) و مابقی حالتها را، متناظر وزش باد کم ($wind_{Low}$) در نظر گرفته ایم که با میانگین گیری، توان احتمالی تولیدی در مزرعه بادی (C_{wind}^{pu})، مطابق جدول (۳) بدست می آید.

بر مگاوات ساعت، $PG_{i,t,l,K}$ توان تولیدی واحدهای نوع i در سال t فصل s ، سطح بار l و حادثه K بر حسب مگاوات و $PG_{i,t,l,K}^{Max}$ حداکثر توان قابل تولید واحدهای نوع i در سال t و حادثه K می‌باشد. با حل مسئله فوق، بار تغذیه شده (Ds: supplied demand)، از (۱۷) و نیز درآمد کسب شده توسط هر تکنولوژی از (۱۸) بدست خواهد آمد.

$$Ds_{t,l,K} = Dpir_{t,l,K} + Dpr_{t,l,K} \quad (17)$$

$$Revenue_{i,t,l,K} = MCP_{t,l,K} \times PG_{i,t,l,K} \quad (18)$$

با محاسبه امید ریاضی مقادیر بدست آمده روی ۳۲ رخداد محتمل، مقادیر مورد انتظار متغیرها بدست می‌آید (رابطه (۱۹)).

$$x_{t,l} = \sum_{K=1}^{32} \pi_{t,l,K} x_{t,l,K} \quad (19)$$

$$\{x_{t,l,K} = PG_{i,t,l,K}, MCP_{t,l,K}, Ds_{t,l,K}, UP_{t,l,K}, Revenue_{i,t,l,K}\}$$

۲-۳- مدلسازی بار پاسخگو و فعل وانفعال آن با قیمت

مطالعات نشان می‌دهند که مصرف برق در بلند مدت کشسان تر از کوتاه مدت است و کشش قیمتی تقاضا قابل صرف نظر کردن نیست. لذا در محیط رقابتی قیمت بر مصرف مشتریان اثر می‌گذارد. متقابلاً، مصرف نیز بر قیمت‌ها تأثیرگذار است. فعل و انفعال بین مصرف و قیمت تا جایی که اختلاف قیمت بازار و قیمت مورد انتظار مشتری کمتر از یک آستانه خاص شود، ادامه می‌یابد [11-12]. اگر قیمت تسویه بازار (MCP) از تمایل به پرداخت^۴ بار پاسخگو (P) بیشتر باشد، بار پاسخگو کاهش می‌یابد و بالعکس. این موضوع بصورت (۲۰) بیان می‌شود:

$$\begin{cases} P < MCP \rightarrow Dpr \text{ decreases} \\ P = MCP \rightarrow Dpr \text{ does not change} \\ P > MCP \rightarrow Dpr \text{ increases} \end{cases} \quad (20)$$

پاسخگویی بار، منحنی بار روزانه را تغییر می‌دهد. تداوم این رفتار در طول سال، موجب تغییر منحنی تداوم بار (LDC) می‌شود. در این مقاله منحنی تداوم بار سالانه، با چهار فصل و هر فصل دارای سه سطح بار فرض شده است. برای مدلسازی بار پاسخگو در بلند مدت، برآیند تغییر مصرف در طول روز در واکنش به قیمت، با تغییر سطوح بار هر فصل مدل شده است. به این ترتیب بدون پیچیدگی زیاد غیر ضروری، می‌توان تغییرات بار پاسخگو در بلند مدت و اثر آن بر تغییر منحنی تداوم بار را به خوبی مدلسازی نمود. برای فهم ساده تر، ابتدا روابط فقط برای کشش قیمتی خودی ارائه شده و در ادامه، روابط کامل برای هر دو نوع کشش قیمتی خودی و متقابل، بسط داده شده است.

۲-۳-۱ کشش قیمتی خودی

اگر کشش قیمتی مطابق رابطه (۲۱) تعریف شود و با فرض رابطه خطی، تغییرات بار پاسخگو در برابر تغییر قیمت، از رابطه (۲۲) بدست می‌آید. ضرایب a و b بصورت (۲۳) می‌باشند.

$$elasticity = \frac{P_0}{Dpr_0} \times \frac{\partial Dpr}{\partial P} \quad (21)$$

$$[Available Capacity_t]_{1 \times 4} = [EC_{1,t,k} \quad EC_{2,t,k} \quad EC_{3,t,k} \quad EC_{4,t,k}] \quad (11)$$

برای مدلسازی عدم قطعیت در عملکرد بار پاسخگو، ضریبی بنام نرخ صحت عملکرد پاسخگویی (Response Accuracy Rate) تعریف شده است. به این مفهوم که بارهای پاسخگو به احتمال RAR ($0 \leq RAR \leq 1$) به تغییرات قیمت واکنش نشان می‌دهند و به احتمال $(1 - RAR)$ واکنشی ندارند که در این حالت این بارها بصورت غیر کشسان در نظر گرفته می‌شوند. این دو حالت احتمالی بار پاسخگو، بر ۱۶ حالت واحدهای تولیدی نگاشت می‌شود. لذا تعداد رخدادهای احتمالی برابر ($K=32$) خواهد بود.

۲-۲ فرایند تسویه بازار

بخشی از بار، پاسخگو به قیمت فرض شده که با Dpr نشان داده شده است (price responsive demand). مقدار بار غیر پاسخگو به قیمت (price irresponsive demand) در هر سطح بار، هر فصل و هر سال با $Dpir_{t,l}$ نشان داده شده که مقدار آن از تفاضل کل بار پیش بینی شده ($D_{t,l}^{Max}$) از حداکثر بار پاسخگو مطابق (۱۲) بدست می‌آید.

$$Dpir_{t,l} = D_{t,l}^{Max} - Dpr_{t,l}^{Max} \quad \forall t, \forall s, \forall l \quad (12)$$

در ادامه فرایند تسویه بازار توضیح داده می‌شود. اگر مجموع ظرفیت موجود در هر حالت، بزرگتر از بار غیر کشسان باشد، مسئله بهینه سازی خطی (۱۳) انجام می‌شود. در غیر این صورت، توان تولیدی واحدها در مقدار حداکثر خود (رابطه (۱۴)) و قیمت تسویه بازار برابر سقف قیمت مجاز ($price_{CAP}$) خواهد بود (رابطه (۱۵)). توان تأمین نشده^۵ (UP) در این حالت نیز از (۱۶) محاسبه می‌شود. قیمت تسویه بازار (MCP: Market Clearing Price) در مسئله (۱۳)، برابر ضربگر لاگرانژ قید تساوی مسئله می‌باشد. اندیس (n) مربوط به تکرارهای حلقه تعادل بار پاسخگو می‌باشد (توضیح در بخش بعد).

$$\begin{aligned} & \forall t, \forall s, \forall l, \forall K \\ & \text{if } Dpir_{t,l,K} \leq \sum_{i=1}^5 Capacity_{i,t,K} \\ & \text{Min } \sum_{i=1}^5 VC_{i,t} \times PG_{i,t,l,K} \\ & \sum_{i=1}^5 PG_{i,t,l,K} = Dpir_{t,l,K} + Dpr_{t,l,K}(n) : MCP_{t,l,K}(n) \end{aligned} \quad (13)$$

$$0 \leq PG_{i,t,l,K} \leq PG_{i,t,l,K}^{Max} \quad i=1,2,3,4,5$$

else

$$PG_{i,t,l,K} = PG_{i,t,l,K}^{Max} \quad i=1,2,3,4,5 \quad (14)$$

$$MCP_{t,l,K} = price_{CAP} \quad (15)$$

$$UP_{t,l,K} = Dpir_{t,l,K} - \sum_{i=1}^5 PG_{i,t,l,K}^{Max} \quad (16)$$

در این روابط، $VC_{i,t}$ هزینه متغیر واحدهای نوع i (شامل هزینه سوخت و هزینه‌های متغیر تعمیر و نگهداری) بر حسب ده هزار ریال

مشابه بخش ۲-۳-۱، ماتریس $[Dpr_{ts}(n)]$ با استفاده از رابطه (۳۲) به هنگام می شود و شرط توقف هم بصورت (۳۳) خواهد بود.

$$[Dpr_{ts}(n)] = [Dpr_{ts}(n-1)] + \left(\frac{1}{2}\right)^n \times [Dpr_{ts}^{Max}] \times \text{sign}([P_{ts}(n)] - [MCP_{ts}(n)]) \quad (32)$$

$$[Dpr_{ts}(n=1)] = \frac{1}{2} [Dpr_{ts}^{Max}]$$

$$\sum_{t=1}^L |P_{tsl}(n) - MCP_{tsl}(n)| = \|[P_{ts}(n)] - [MCP_{ts}(n)]\| < \varepsilon \quad (33)$$

۲-۴- فرایند سرمایه گذاری

یکی از روشهای بسیار متداول برای بررسی اقتصادی پروژه‌ها روش ارزش معادل سالیانه (AEV) است. در این روش سودآوری سالانه هر طرح با مقدار هزینه سرمایه گذاری سالانه مقایسه می شود. در این مقاله سود سالیانه یک مگاوات ظرفیت تکنولوژی i در سال t ($profit_{i,t}$)، از تفاضل درآمد و هزینه‌ها مطابق رابطه (۳۴) بدست می آید. ΔT_{tsl} در این رابطه، طول بازه l در فصل s در سال t بر حسب ساعت است. ضریب $\xi(r, Tc_i, To_i)$ از رابطه (۳۵) محاسبه می شود که نرخ بازگشت سرمایه، Tc مدت ساخت و To عمر مفید می باشد. جملات رابطه (۳۵)، به ترتیب روابط تبدیل ارزش آینده به فعلی، تبدیل ارزش سالانه به فعلی و تبدیل ارزش یکنواخت سالیانه در طول مدت ساخت و بهره برداری از واحدها لازم است. توضیحات بیشتر در مورد این ضریب، در [5] آمده است.

$$profit_{i,t} = \frac{\xi(r, To_i, Tc_i) \cdot \sum_{s=1}^L \sum_{l=1}^L \Delta T_{tsl} \cdot (Revenue_{i,tsl} - VC_{i,t} \cdot PG_{i,tsl})}{Capacity_{i,t}} \quad (34)$$

$$\xi(r, Tc_i, To_i) \equiv (P/A, r, To_i)(P/F, r, Tc_i)(A/P, r, Tc_i + To_i) \quad (35)$$

با در نظر گرفتن بهای آمادگی، شاخص سوددهی (PI) برای هر تکنولوژی در هر سال می تواند از رابطه (۳۶) محاسبه شود [5]:

$$PI_{i,t} = \frac{profit_{i,t} + CP_{i,t}}{FC_i} \quad \forall t, i = 1, 2, 3, 4 \quad (36)$$

در رابطه (۳۶)، FC_i هزینه ثابت (مجموع هزینه سرمایه گذاری سالانه و هزینه های ثابت تعمیر و نگهداری) و $CP_{i,t}$ بهای آمادگی پرداختی به هر مگاوات از واحدهای نوع i در سال t می باشد. برای توصیف چگونگی سرمایه گذاری بر اساس شاخص سوددهی، از یک تابع لجستیک مطابق رابطه (۳۷) استفاده شده است [13]. در رابطه (۳۷)، m_i^{\max} حد بالای تابع و λ_i و γ_i پارامترهایی هستند که با فرض $1 = m_i(PI_i = 1) = m_i(0) = m_i^0$ ، به سادگی تعیین می شوند.

$$m_i(PI_i) = \frac{m_i^{\max}}{1 + e^{-(\lambda_i PI_i + \gamma_i)}} \quad (37)$$

$$Dpr = Dpr_0 + elasticity \times \frac{Dpr_0}{P_0} \times (P - P_0) \quad (22)$$

$$Dpr = a + b \times P$$

$$\begin{cases} a \equiv Dpr_0 \times (1 - elasticity) = Dpr^{Max} \\ b \equiv \frac{elasticity \times Dpr_0}{P_0} = \frac{elasticity}{1 - elasticity} \frac{Dpr^{Max}}{P_0} \end{cases} \quad (23)$$

محاسبه a و b نیاز به Dpr^{Max} ، کشش قیمتی و قیمت اولیه (P_0) دارد. دو مورد اول از ورودیهای مسئله هستند. مقدار P_0 نیز برابر قیمت تسویه بازار بدست آمده از (۱۳)، به ازای $Dpr = \frac{1}{2} Dpr^{Max}$ در نظر گرفته شده است. با داشتن a و b ، تمایل به پرداخت مشتری در هر تکرار ($P(n)$) را می توان از رابطه (۲۴) محاسبه نمود.

$$P(n) = \frac{1}{b} (Dpr(n) - a) \quad (24)$$

برای مدل سازی ریاضی (۲۰)، رابطه (۲۵) پیشنهاد شده است. تابع علامت (sign) در این رابطه، باعث افزایش یا کاهش Dpr بر اساس وضعیت دو قیمت می گردد. جمله $\left(\frac{1}{2}\right)^n \times Dpr^{Max}$ باعث می شود، گامهای اولیه بزرگتر از گامهای حول نقطه تعادل باشد. شرط توقف تکرارها مطابق (۲۶) فرض شده است.

$$Dpr(n) = Dpr(n-1) + \left(\frac{1}{2}\right)^n \cdot Dpr^{Max} \cdot \text{sign}(P(n) - MCP(n)) \quad (25)$$

$$Dpr(n=1) = \frac{1}{2} Dpr^{Max}$$

$$|P(n) - MCP(n)| < \varepsilon \quad \text{شرط توقف} \quad (26)$$

۲-۳-۲- کشش قیمتی خودی و متقابل

وقتی کشش قیمتی متقابل وجود دارد، بار در هر بازه تابعی از قیمت خود بازه و نیز قیمت بازه های دیگر خواهد بود (رابطه (۲۷)). $E_{l,m}$ در این رابطه، کشش قیمتی بین دو سطح بار l و m است.

$$Dpr_{tsl} = Dpr_{0,tsl} + \sum_{m=1}^L E_{l,m} \cdot \frac{Dpr_{0,tsl}}{P_{0,tsm}} \cdot (P_{tsm} - P_{0,tsm}) \quad (27)$$

رابطه (۲۷) را می توان به فرم ماتریسی (۲۸) نوشت. درایه های ماتریس $[A_{ts}]$ ، حداکثر بار پاسخگو در هر سطح بار می باشند (۲۹). به سادگی اثبات می شود که درایه های $[B_{ts}]$ از (۳۰) بدست می آیند.

$$[Dpr_{ts}]_{L \times L} = [A_{ts}] + [B_{ts}] [P_{ts}] \quad \forall t, \forall s \quad (28)$$

$$[A_{ts}] = [Dpr_{tsl}^{Max}]_{L \times L} \quad (29)$$

$$[B_{ts}] = [b_{ts,lm}]_{L \times L}, \quad b_{ts,lm} = \frac{E_{l,m}}{1 - \sum_{m=1}^L E_{l,m}} \times \frac{Dpr_{tsl}^{Max}}{P_{0,tsm}} \quad (30)$$

مقدار $P_{0,tsm}$ برابر قیمت بدست آمده به ازای $Dpr_{tsm} = \frac{1}{2} Dpr_{tsm}^{Max}$ در نظر گرفته شده است. با استفاده از رابطه (۲۸)، ماتریس $[P_{ts}(n)]$ می تواند از رابطه (۳۱) محاسبه شود.

$$[P_{ts}(n)]_{L \times L} = [B_{ts}]^{-1} ([Dpr_{ts}(n)] - [A_{ts}]) \quad (31)$$

رزرو سیستم بدون در نظر گرفتن اثر پاسخگویی بار، و رزرو بهبود یافته، با لحاظ کردن اثر پاسخگویی بار می‌باشد.

$$INR_t = 100 \times \frac{\sum_{i=1}^4 PG_{i,t}^{Max} - D_t^{Max}}{D_t^{Max}} \quad (48)$$

$$IMR_t = 100 \times \frac{\sum_{i=1}^4 PG_{i,t}^{Max} - Max_{s,l}\{DS_{tsl}\}}{Max_{s,l}\{DS_{tsl}\}} \quad (49)$$

سنجش سیگنال قیمت، توسط دو شاخص حداکثر قیمت سالانه (AMP: Annual Maximum Price) و قیمت سالانه مشترکین (ACP: Annual Consumer Price) صورت گرفته است، که از (۵۰) و (۵۲) بدست می‌آیند. حداکثر قیمت سالانه، جهشهای قیمتی در سمت عرضه کننده را نشان می‌دهد. معمولاً هر هزینه‌ای در سمت تولید، بصورت غیر مستقیم به مشترکین تحمیل می‌شود. لذا ACP از مجموع بهای آمادگی، هزینه خاموشی و میانگین وزن دار قیمت تسویه بازار (WAMCP)^۹ بدست می‌آید که WAMCP از (۵۱) محاسبه می‌گردد. لذا ACP در واقع قیمت تمام شده برق برای مشترکین در طول یک سال است. در (۵۲)، VOLL ارزش بار از دست رفته است.

$$AMP_t = Max_{s,l}\{MCP_{tsl}\} \quad (50)$$

$$WAMCP_t = \frac{1}{8760} \left(\sum_{s=1}^S \sum_{l=1}^L \Delta T_{tsl} \times MCP_{tsl} \right) \quad (51)$$

$$ACP_t = WAMCP_t + \frac{\sum_{i=1}^4 (CP_{i,t} \times \Delta C_{i,t}) + VOLL_t \times EENS_t}{\sum_{s=1}^S \sum_{l=1}^L \Delta T_{tsl} \times DS_{tsl}} \quad (52)$$

۳- سیستم مورد مطالعه

آزمایش روش پیشنهادی، بر روی سیستم عرضه برق در ایران و برای یک افق ۲۰ ساله انجام شده است. اطلاعات مورد نیاز از [۱۶-۱۴] استخراج گردیده است. مجموع ظرفیت اسمی نیروگاهی کشور تا پایان سال ۱۳۹۰ برابر ۶۵۲۱۲ مگاوات و پیک مصرف برق، ۴۲۳۶۷ مگاوات بوده است. متوسط رشد مصرف برق در کشور در پنج سال گذشته برابر ۵.۱۱ بوده است. پیش بینی می‌شود با واقعی شدن قیمت برق و مدیریت مصرف، به تدریج از رشد مصرف برق در کشور کاسته شود. در این مقاله رشد بار تا ۷ سال برابر ۶٪، در ۷ سال بعد برابر ۵٪ و در سالهای بعد برابر ۴٪ فرض شده است. بخش اعظم انرژی الکتریکی در کشور، توسط نیروگاههای بخاری، چرخه ترکیبی و گازی تولید می‌شود (مجموعاً ۹۴.۷٪ در سال ۱۳۹۰). در کشوری با آب و هوای نیمه خشک همچون ایران، با دوره های خشکسالی هر ۸ سال یکبار، نیروگاههای برقی نمی‌توانند نقطه اتکای مناسبی برای تأمین بار پایه باشند [۱۷]. در این مقاله نیز برای توسعه تولید، تنها چهار نوع نیروگاه با مشخصات جدول (۵)، مورد توجه قرار گرفته است. نرخ بازگشت سرمایه همه تکنولوژیها برابر ۹٪ فرض شده است. ظرفیت نصبی

در [13] فرایند تصمیم به سرمایه گذاری در ظرفیتهای جدید، توسط رابطه (۴۲) مدل شده است. \dot{I}_i در این رابطه، نرخ سرمایه گذاری واحدهای نوع i مربوط به بازنشستگی واحدها، و \dot{L}_i سهم تکنولوژی i در تأمین بار اضافه شده به سیستم در هر سال است.

$$\dot{I}_i = m_i (PI_i) \times (\dot{R}_i + \dot{L}_i) \quad (38)$$

ما در این مقاله، روند زیر برای مدلسازی سرمایه گذاری پیشنهاد نموده ایم. ابتدا سهم ظرفیت بادی در تأمین رشد تقاضا بر اساس سیاستهای گسترش منابع انرژی نو، از رابطه (۳۹) مشخص می‌گردد. در رابطه (۳۹) ΔD_t حداکثر بار اضافه شده در سال t بر حسب مگاوات و α_{wind} (مقداری بین صفر و یک) میزان نفوذ انرژی نو تعیین شده می‌باشد. سهم سایر تکنولوژیها برای تأمین رشد بار از رابطه (۴۰) بدست می‌آید. f_i در این رابطه ضریبی است که نسبت عکس با هزینه متوسط تکنولوژیها دارد ($\sum_{i=1}^3 f_i = 1$). در نهایت ظرفیت جدید بر اساس رابطه (۴۱) محاسبه می‌شود.

$$\Delta L_{i,t} = \alpha_{wind} \times \Delta D_t \quad \forall i = 4(wind) \quad (39)$$

$$\Delta L_{i,t} = (1 - \alpha_{wind}) \times \Delta D_t \times f_i \quad \forall i = 1,2,3 \quad (40)$$

$$\Delta C_{i,t} = m_i (PI_{i,t}) \times (\Delta R_{i,t} + \Delta L_{i,t}) \quad \forall i = 1,2,3,4 \quad (41)$$

در این رابطه، $\Delta R_{i,t}$ ظرفیت بازنشسته شده از هر تکنولوژی در سال t است که از حاصلضرب نرخ بازنشستگی در ظرفیت بدست می‌آید. میزان بار اضافه شده به سیستم و پیک بار در هر سال از (۴۳-۴۲) بدست می‌آیند. g_t در این روابط، نرخ رشد بار در هر سال است.

$$\Delta D_t = g_t \times D_{t-1}^{Max} \quad (42)$$

$$D_t^{Max} = D_{t-1}^{Max} + \Delta D_t = (1 + g_t) \times D_{t-1}^{Max} \quad (43)$$

در نهایت، با احتساب مدت ساخت واحدهای جدید، ظرفیت هر تکنولوژی در هر سال از رابطه (۴۴) محاسبه می‌شود.

$$\forall t, i = 1,2,3,4$$

$$Capacity_{i,t} = Capacity_{i,t-1} + \Delta C_{i,(t-Tc_i)} - \Delta R_{i,t} \quad (44)$$

۲-۵- تعریف شاخصها

برای بررسی قابلیت اطمینان سیستم، دو شاخص بسیار متداول یعنی مدت زمان از دست رفتن بار (LOLD^۷) و انرژی تغذیه نشده مورد انتظار (EENS^۸)، بکار گرفته شده اند که از روابط (۴۷-۴۵) بدست می‌آیند. LOLP در رابطه (۴۵)، احتمال از دست رفتن بار است که از رابطه (۴۶) محاسبه می‌شود.

$$LOLD_t = \left(\frac{1}{24} \sum_{s=1}^S \sum_{l=1}^L \Delta T_{tsl} \times LOLP_{tsl} \right) [day/year] \quad (45)$$

$$LOLP_{tsl} = probability(UP_{tsl} > 0) \quad (46)$$

$$EENS_t = \left(\sum_{s=1}^S \sum_{l=1}^L \Delta T_{tsl} \times UP_{tsl} \right) [MWh] \quad (47)$$

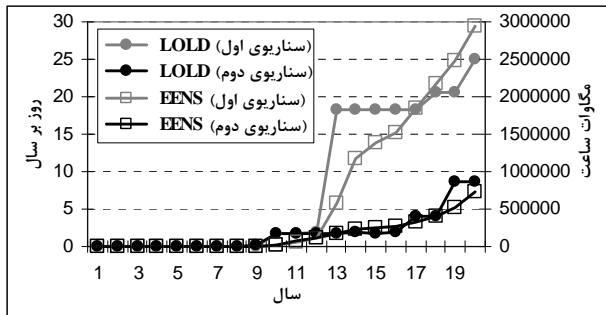
برای ارزیابی رزرو سیستم، در اینجا دو شاخص رزرو اولیه (INR: Initial Reserve) و رزرو بهبود یافته (IMR: Improved Reserve) با تعاریفی مطابق (۴۹-۴۸) پیشنهاد شده است. در واقع رزرو اولیه،

انرژی مصرفی مشترکین خانگی تقریباً یک سوم کل مصرف برق کشور است. توجه ما در این مقاله معطوف به این مشترکین می‌باشد. در این مقاله فرض شده در سال اول، ۲۰٪ مشترکین خانگی در پاسخگویی بار مشارکت دارند (یعنی یک پانزدهم پیک مصرف برق کشور). برای آزمایش تأثیر پاسخگویی بار بر شاخصهای ارزیابی سیستم در بلند مدت، سه سناریو بصورت زیر در نظر گرفته شده است:

- **سناریو اول:** ثابت ماندن تعداد کنتورهای هوشمند اولیه (عدم نصب کنتورهای هوشمند برای مشترکین جدید)
 - **سناریو دوم:** نصب کنتورهای هوشمند برای مشترکین جدید
 - **سناریو سوم:** نصب کنتورهای هوشمند برای مشترکین جدید و تعویض تمام کنتورهای قدیمی در طی ده سال
- سناریو اول به معنی پاسخگویی بار خیلی کم بوده، و سناریوی دوم و سوم به معنی پاسخگویی بار مناسب می‌باشند.

۴- نتایج شبیه‌سازی

در ابتدا نتایج یک حالت بعنوان نمونه ارائه شده است. فرض شده هزینه احداث واحدهای جدید، ۲۰٪ افزایش داشته باشد. علت انتخاب این حالت، واضح‌تر بودن نتایج در نمودارها می‌باشد. در این نمودارها نتایج سناریوی اول و دوم با هم مقایسه شده است. نرخ صحت پاسخگویی برابر ۹۰٪ فرض شده است. شکل (۱)، شاخصهای $EENS$ و $LOLD$ را در طول افق مورد مطالعه نشان می‌دهد. شاخص $LOLD$ بر روی محور عمودی چپ، و $EENS$ بر روی محور راست درجه بندی شده است. طبق نتایج، ایجاد بستر برای پاسخگویی بیشتر بار در سناریوی دوم، باعث کاهش شدید خاموشی و بهبود قابلیت اطمینان می‌شود.



شکل (۱): شاخصهای قابلیت اطمینان در دو سناریو

شکل (۲)، قیمت در سناریو اول و دوم را نشان می‌دهد. در حالی که قیمت در سناریوی اول از سال سیزدهم رو به افزایش است، سناریوی دوم روند کاهشی را دنبال می‌کند. لذا اثر پاسخگویی بار بر کاهش قیمت برای تمام مشترکین سیستم بخوبی دیده می‌شود. برای ارزیابی بهتر و روشنتر نتایج شبیه‌سازی حالات مختلف، چند شاخص بلند مدت پیشنهاد شده است. این شاخصها از میانگین گیری از شاخصهای معرفی شده در روابط (۴۵)، (۵۰-۴۷) و (۵۲) بر روی ۲۰ سال بدست می‌آیند که عبارتند از: $AEENS$ ، $ALOLD$ ، $AINR$ ، $AIMR$ و $AACP$. دو شاخص اول برای آنالیز قابلیت

نیروگاههای برقی تا پایان سال ۱۳۹۰، برابر ۸۷۴۵ مگاوات بوده است. هزینه متغیر این واحدها صفر فرض شده است.

جدول (۵): مشخصات واحدهای نامزد برای توسعه

نوع نیروگاه	بخاری	سیکل ترکیبی	گازی	بادی
ظرفیت اولیه (مگاوات)	۱۵۸۲۱	۱۴۷۸۰	۲۴۳۴۲	۹۴
ضریب قدرت عملی میانگین	۹۶.۸	۸۲.۳	۸۱.۸	۱۰۰
طول عمر (سال)	۳۰	۳۰	۲۰	۲۰
زمان احداث (سال)	۵	۵	۲	۱
ظرفیت متوسط (مگاوات)	۱۵۰	۱۱۰	۶۰	۲۵
راندمان	۴۰	۴۸	۳۳	-
هزینه ثابت (هزار ریال بر کیلووات در سال)	۱۰۷۷	۸۷۵	۵۵۸	۱۷۸۴
هزینه متغیر (هزار ریال بر KWh)	۰.۳۲۵	۰.۲۹۱	۰.۴۵۰	۰
نرخ خروج اضطراری (%)	۷.۸	۶.۷	۷.۵	-
نرخ بازنشستگی	۰.۰۲	۰.۰۱	۰.۰۱	۰.۰۱
m^0	۰.۱۵	۰.۱۵	۰.۱۵	۰.۱۵
m^{max}	۱.۵	۳	۲	۳

با توجه به استهلاك پایین نیروگاههای برقی نرخ بازنشستگی آنها صفر فرض شده است. همچنین با توجه به جوان بودن توربینهای بادی نصب شده در کشور، بازنشستگی در مولدهای بادی تا ۱۰ سال برابر صفر فرض شده است. تعداد خروجهای همزمان در نظر گرفته شده برای واحدهای حرارتی برابر $NQ=4$ و مقدار $NQ_{th}=10$ فرض شده است. سقف قیمتی و ارزش بار از دست رفته به ترتیب برابر ۱۰۰ و ۱۵۰۰ (ده هزار ریال بر مگاوات ساعت) در نظر گرفته شده اند. بهای آمادگی پرداختی به نیروگاهها برای ساعتهایی که اعلام آمادگی می‌کنند، برابر ۷۲۰۰۰ ریال بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. تعداد روزهایی که واحدهای بخاری، سیکل و گازی در مدار نیستند به ترتیب ۵۶، ۴۳ و ۳۵ روز در سال می‌باشد. با توجه به اطلاعات آماری، ضرایب پیک بار فصلی به ترتیب برابر ۰.۹۳، ۰.۱۰۰، ۰.۸۸ و ۰.۷۷ پیک بار سال در نظر گرفته شده اند. سهم هر یک از سطوح کم باری و میان باری و پر باری در فصول مختلف سال مطابق جدول (۶) در نظر گرفته شده است. سطوح بار در فصل تابستان برابر ۰.۷۸، ۰.۹۲ و ۰.۱۰۰ پیک بار فصل و برای سایر فصول برابر ۰.۶۴، ۰.۸۵ و ۰.۱۰۰ فرض شده است.

جدول (۶): مدت دوام سطوح مختلف بار در فصول سال

کم باری (%)	میان باری (%)	پر باری (%)	بهار	تابستان	پاییز	زمستان
۲۶	۴۹	۲۵	۳۱	۳۴	۳۱	۳۱

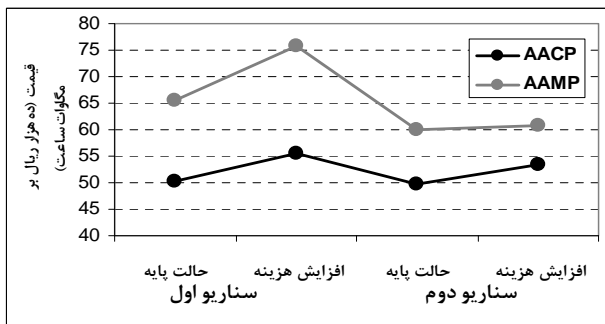
ماتریس کشش قیمتی بصورت (۵۳) در نظر گرفته شده است که ستونهای آن به ترتیب متناظر کم باری، میان باری و پر باری می‌باشند.

$$E = \begin{bmatrix} -0.1 & 0.02 & 0.03 \\ 0.02 & -0.1 & 0.04 \\ 0.03 & 0.04 & -0.15 \end{bmatrix} \quad (53)$$

تغییر الگوی مصرف ممکن است برای مشترکین صنعتی مقرون به صرفه نباشد ولی معمولاً برای مشترکین خانگی خسارتی ندارد [18].

در هر دو حالت با اینکه رزرو اولیه سناریو دوم از سناریو اول کمتر است، ولی پاسخگویی بار، باعث فراهم کردن رزرو و افزایش رزرو بهبود یافته شده است. برای مثال در حالت پایه، رزرو اولیه سناریو اول و دوم به ترتیب ۱۱.۱۷٪ و ۱۱.۰۳٪ است. با وجود این رزرو بهبود یافته سناریو دوم ۱۲.۲۴٪ و بیشتر از سناریو اول (۱۱.۴۵٪) می باشد.

شکل (۵)، متوسط قیمت تمام شده برق برای مشتری (AACP) و متوسط حداکثر قیمت تسویه بازار (AAMP) را نشان می دهد. افزایش هزینه ها، باعث افزایش هر دو شاخص می شود. با این حال این افزایش در سناریو دوم بخصوص در مورد AAMP کمتر است. AACP در سناریو اول تا ۵۵.۶۵ و ۷۵.۷۹ افزایش می یابند در حالی که در سناریو اول این مقادیر به ترتیب برابر ۵۳.۳۸ و ۶۰.۸۶ می باشند.



شکل (۵): شاخصهای قیمت

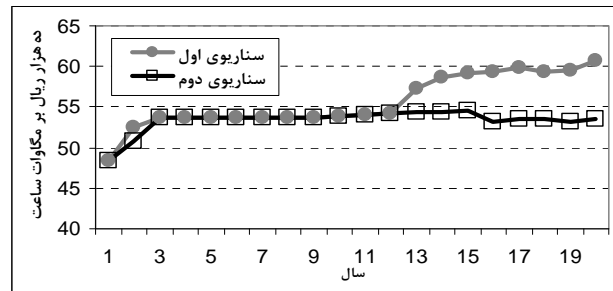
۴-۲- مقایسه نتایج سناریوهای دوم و سوم

برای بررسی اثر تعویض کنتورهای قدیمی با کنتورهای هوشمند، نتایج سناریوهای دوم و سوم با هم مقایسه شده‌اند. در واقع در سناریو سوم، پس از ده سال، امکان پاسخگویی به قیمت برای یک سوم بار سیستم فراهم شده است. با مقایسه دو ستون ابتدایی (از چپ) جدول (۷)، ملاحظه می‌شود، شاخصهای AEENS و رزرو اولیه، کمی بدتر می‌شوند و شاخصهای AIMR و AACP کمی بهبود می‌یابند. علت بدتر شدن این شاخصها می‌تواند سرمایه‌گذاری کمتر در واحدهای جدید باشد (دو سطر پایانی جدول (۷)). سیاستگذار می‌تواند برای بهبود وضعیت، با کمی افزایش بهای آمادگی، این کمبود را جبران نماید. ستون آخر جدول (۷)، نتایج را به ازای افزایش ۵ درصدی بهای آمادگی نشان می‌دهد. در این حالت شاخصهای AEENS و AINR بهبود می‌یابند.

جدول (۷): نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی سناریو دوم و سوم

	سناریو دوم	سناریو سوم	سناریو سوم (افزایش بهای آمادگی)
ALOLD	0.64	0.64	0.64
AEENS	41273.89	43819.97	35463.03
AINR	11.03	10.95	11.33
AIMR	12.24	12.45	12.84
AACP	49.78	49.71	49.56
AAMP	60.02	60.02	60.02
متوسط ظرفیت جدید (مگاوات)	4412.49	4399.94	4460.41
کل ظرفیت سال آخر (مگاوات)	132709	132476	133623

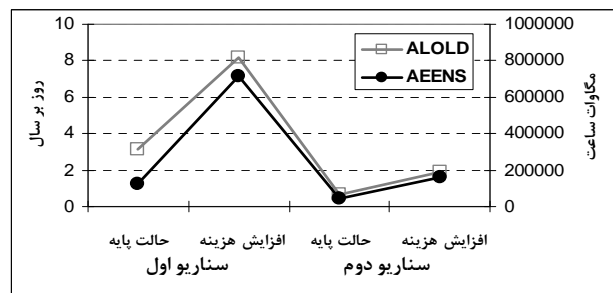
اطمینان در بلند مدت و دو شاخص بعد برای ارزیابی رزرو پیشنهاد شده‌اند. شاخص AACP برای سنجش قیمت تمام شده برق برای مشترکین و AAMP برای ارزیابی جهشهای قیمتی بکار رفته است.



شکل (۲): قیمت تمام شده برق در دو سناریو

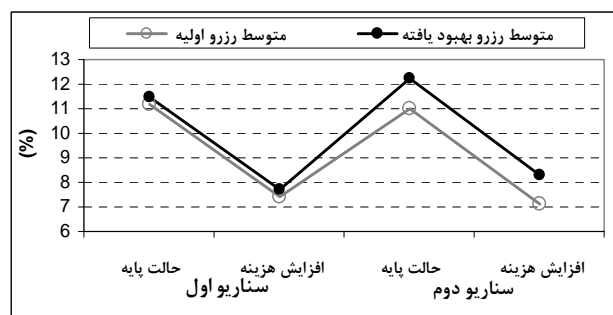
۴-۱- بررسی اثر پاسخگویی بار در شاخصهای بلند مدت

در این بخش خلاصه نتایج شبیه‌سازی دو حالت پایه (هزینه احداث مطابق جدول (۵)) و حالت افزایش هزینه‌های احداث واحدهای تولیدی به اندازه ۲۰٪، در دو سناریوی اول و دوم ارائه شده است. در شکل (۳)، وضعیت قابلیت اطمینان در هر حالت و هر سناریو به نمایش در آمده است. مشابه قبل، LOLD بر روی محور عمودی چپ، و EENS بر روی محور راست درجه بندی شده است.



شکل (۳) شاخصهای قابلیت اطمینان

ملاحظه می‌شود، افزایش هزینه احداث در سناریو اول متوسط مدت خاموشی را از ۳.۱ به ۸.۱۵ روز بر سال افزایش می‌دهد. این در حالی است که در سناریو دوم، این افزایش از ۰.۶۴ به ۱.۹۱ روز بر سال است. بنابراین پاسخگویی بار (سناریو دوم)، قابلیت اطمینان را به مقدار قابل ملاحظه‌ای بهبود می‌دهد، که اثر پاسخگویی بار در حالت افزایش هزینه احداث، چشمگیرتر است. در شکل (۴) شاخصهای رزرو AINR و AIMR در دو حالت به ازای هر دو سناریو دیده می‌شوند.



شکل (۴): شاخصهای رزرو

- [6] Manho Joung, Jinho Kim, "Assessing demand response and smart metering impacts on long-term electricity market prices and system reliability", *Applied Energy*, vol. 101, January 2013.
- [7] Adelino J.C. Pereira, João Tomé Saraiva, "Generation expansion planning (GEP) – A long-term approach using system dynamics and genetic algorithms (GAs)", *Energy*, vol. 36, no. 8, August 2011.
- [8] DG. Choi, VM. Thomas, "An electricity generation planning model incorporating demand response", *Energy Policy*, vol. 42, March 2012.
- [9] Ehsan Alishahi, Mohsen P. Moghaddam, Mohammad K. Sheikh-El-Eslami, "An investigation on the impacts of regulatory interventions on wind power expansion in generation planning", *Energy Policy*, vol. 39, no. 8, 2011.
- [10] Doorman, G.L.; Botterud, A. "Analysis of Generation Investment Under Different Market Designs", *IEEE Trans on Power Systems*, vol. 23, no. 3, 2008.
- [11] L. Goel, Qiuwei Wu, Peng Wang; "Nodal price volatility reduction and reliability enhancement of restructured power systems considering demand-price elasticity" *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 10, 2008.
- [12] J.M. Yusta, H.M. Khodr, A.J. Urdaneta; "Optimal pricing of default customers in electrical distribution systems: Effect behavior performance of demand response models", *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 5, 2007.
- [13] Fernando Olsina, Francisco Garcés, H.-J. Haubrich, "Modeling long-term dynamics of electricity markets", *Energy Policy*, vol. 34, no. 12, August 2006.
- [۱۴] سید احسان شفیعی، محمد علی مقدم تبریزی، مجید فرمد، "توسعه سیستم عرضه برق کشور در شرایط محدودیت سوخت در ماههای سرد"، بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق، آبان ۱۳۸۷.
- [۱۵] آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه تولید نیروی برق سال ۱۳۹۰.
- [۱۶] مروری بر ۲۳ سال آمار انرژی کشور (۱۳۸۹-۱۳۶۷)، گزارشات دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو.
- [۱۷] حامد شکوری، احسان کرمی، "ارائه راهکارهایی برای بهبود روش های برنامه ریزی انرژی الکتریکی ایران"، گزارشات دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو، تابستان ۱۳۸۷.
- [18] M.H. Albadi, E.F. El-Saadany; "A summary of demand response in electricity markets", *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 11, November 2008.

زیر نویس ها

- ¹ Stochastic Dynamic Programming
- ² Intermittent
- ³ Unserved power
- ⁴ Willingness to pay
- ⁵ Annual Equivalent Value
- ⁶ Profitability Index
- ⁷ Loss of Load Duration
- ⁸ Expected Energy Not Supplied
- ⁹ Weighted Average Market Clearing Price
- ¹⁰ Average LOLD

۳-۴- بررسی اثر نرخ صحت پاسخگویی

برای ارزیابی اثر افزایش صحت عملکرد پاسخگویی بار، بر شاخصهای پیشنهادی، شبیه سازی برای چهار مقدار از RAR در حالت پایه سناریو سوم، انجام شده که خلاصه نتایج در جدول (۸) گردآوری شده است. ملاحظه می شود، افزایش نرخ صحت پاسخگویی موجب بهبود قابل ملاحظه شاخصهای قابلیت اطمینان می گردد.

جدول (۸): نتایج افزایش صحت پاسخگویی

	RAR=0.85	RAR=0.9	RAR=0.95	RAR=0.99
ALOLD	0.96	0.64	0.32	0.06
AEENS	64109.4	43819.9	22315.8	4549.2
AINR	10.98	10.95	10.92	10.89
AIMR	12.40	12.45	12.51	12.55
AACP	49.82	49.71	49.62	49.54
AAMP	60.74	60.02	59.29	58.71

۵- نتیجه گیری

در این مقاله مدلی برای شبیه سازی روند سرمایه گذاری در منابع تولید با در نظر گرفتن پاسخگویی بار و عدم قطعیتها ارائه شده است. برای مقایسه نتایج، چند شاخص بلند مدت پیشنهاد و مورد ارزیابی قرار گرفته است. طبق نتایج، ایجاد بستر برای پاسخگویی بیشتر بار، باعث کاهش قابل ملاحظه خاموشی و بهبود قابلیت اطمینان می شود. همچنین اثر پاسخگویی بار بر کاهش قیمت برای تمام مشترکین بخوبی دیده می شود. در مورد رزرو سیستم هم ملاحظه می شود پاسخگویی بار، باعث فراهم کردن رزرو مناسب می شود. بهبود تمام شاخصها در حالتی که هزینه های احداث واحدهای تولیدی افزایش می یابد چشمگیرتر است. همچنین افزایش صحت عملکرد پاسخگویی بار، موجب بهبود قابل ملاحظه شاخصهای قابلیت اطمینان می شود. با استفاده از مدل پیشنهادی در این مقاله سیاستگذاران می توانند اثرات پاسخگویی بار در شاخصهای قیمت و قابلیت اطمینان سیستم را، در بلند مدت بصورت کمی ارزیابی نمایند.

مراجع

- [1] H.A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, G.R. Yousefi, "Modeling and prioritizing demand response programs in power markets", *Electric Power System Research*, vol. 80, no. 4, April 2010.
- [2] Rahimi, F.; Ipakchi, A., "Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm", *IEEE Trans. On Smart Grid*, vol. 1, no. 1, June 2010.
- [3] Klobasa, M., "Analysis of demand response and wind integration in Germany's electricity market", *Renewable Power Generation, IET*, vol. 4, no. 1, 2010.
- [4] SE. Widergren, "Demand or request: Will load behave?", *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, July 2009.
- [5] Mohsen Assili, M. Hossein Javidi D.B., Reza Ghazi, "An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment", *Energy Policy*, vol. 36, no.10, October 2008.