ارائه یک مدل تحلیلی برای برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید در محیط رقابتی برمبنای تعادل دینامیکی عرضه و تقاضای انرژی

سعید رضا گلدانی[1] حبیب رجبی مشهدی[2] رضا قاضی[3]

۱- دانشجوی دکتری گروه برق - دانشکده مهندسی- دانشگاه فردوسی مشهد - مشهد- ایران
sa_go29@stu-mail.um.ac.ir
۲- دانشیار گروه برق - دانشکده مهندسی- دانشگاه فردوسی مشهد - مشهد- ایران
h_mashhadi@um.ac.ir
۳- استاد گروه برق - دانشکده مهندسی- دانشگاه فردوسی مشهد - مشهد- ایران
rghazi@um.ac.ir

چکیده: **برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید[1] (GEP) در محیط رقابتی صنعت برق یک مسئله مهم و پیچیده‌ی برنامه‌ریزی است که معمولاً برای بازه زمانی حدود ۱۰ تا ۳۰ سال انجام می‌شود. این مسئله از سوی بخش مدیریتی بازار با چالش تأمین مطمئن بار در طول دوره برنامه‌ریزی و از سوی بخش خصوصی با چالش تضمین حداقل سود شرکت‌های تولیدی مواجه است. در این مقاله با تنظیم و طراحی بهینه برنامه توسعه‌ی تولید بر روی افق زمانی مورد مطالعه، هدف ایجاد تعادل دینامیکی بین عرضه و تقاضای انرژی و همچنین تضمین دستیابی به سود مورد انتظار توسط واحدهای تولیدی است. در این راستا عدم قطعیت‌های بار و ظرفیت سیستم در قالب دو فرایند تصادفی، مدلسازی شده است. همچنین دینامیک قیمت بازار و تأثیر متقابل آن روی برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید مورد توجه قرار گرفته است. به کمک این مدل اهداف بخش خصوصی و تأثیرات آنها روی نتایج بدست آمده، قابل بررسی است. پاسخ این مسئله‌ی دینامیک غیرخطی به کمک یک روش بهینه‌سازی مبتنی بر آلگوریتم ژنتیک محاسبه می‌گردد. با اعمال روش پیشنهادی بر روی یک شبکه‌ی نمونه، کارایی و قابلیت‌های آن مورد ارزیابی قرار گرفته است.**

کلمات کلیدی: **برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید، تجدید ساختار در شبکه‌های برق، قیمت بازار، آلگوریتم ژنتیک، عدم قطعیت در برنامه‌ریزی.**

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۸۷/۱۲/۱۱
تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۸۹/۱۲/۱۶
نام نویسنده‌ی مسئول : دکتر حبیب رجبی مشهدی
نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران – مشهد – صندوق پستی ۹۱۷۷۹۴۸۹۴۴ – دانشگاه فردوسی – دانشکده‌ی مهندسی – گروه برق

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.8- No.1- Spring & Summer 2011
[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

۱- مقدمه

برنامه‌ریزی توسعه‌ی واحدهای تولیدی در افق بلند مدت، یک مسئله مهم برنامه‌ریزی در شبکه‌های برق است. این مسئله به خصوص در کشورهای در حال توسعه با توجه به نرخ رشد بالای مصرف انرژی الکتریکی، از اهمیت بالایی برخوردار است. اینکه چه نوع واحدهایی، با چه ظرفیتی و در چه زمانی باید راه اندازی شوند تا ضمن پاسخگویی به نیاز مصرف‌کنندگان، شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم نیز تأمین گردد، از اهداف اصلی برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید است.

با تجدید ساختار در صنعت برق، مسئله‌ی GEP ابعاد جدیدی یافته است که بر پیچیدگی‌های آن می‌افزاید [8]. در ساختار جدید، مکانیزم‌های اقتصادی و تبادلات مالی بین عوامل مختلف متحول شده و نهادها و مؤسسات مختلفی با اهداف متفاوت وارد این عرصه گردیده‌اند. در این شرایط مسئله‌ی GEP از ساختار متمرکز خارج شده و هر یک از شرکت‌های تولیدی بطور مستقل در این محیط رقابتی از دیدگاه خود، اقدام به برنامه‌ریزی در این زمینه می‌نماید [9,10].

برخی از متخصصان اقتصاد سیستم قدرت بر این عقیده‌اند که با انرژی الکتریکی باید مشابه هر کالای دیگری رفتار کرد. آنها اصرار دارند که در یک بازار آزاد تجارت انرژی الکتریکی نباید سازوکار متمرکزی برای کنترل یا ترغیب سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌ها وجود داشته باشد و بازار به تنهایی باید بتواند سطح بهینه‌ی ظرفیت تولید را برای تأمین تقاضا تعیین کند [4]. به هر حال تجربیات بدست آمده در چند سال گذشته در برخی از بازارهای برق و همچنین بحران مالی جهانی نشان می‌دهد که اتکای کامل به مکانیزم‌های بازار و یا به عبارتی خوشبینی غیرواقعی به توان خود تنظیمی بازار و ضعف نظارت مرکزی می‌تواند نتایج مخاطره‌آمیزی را در حوزه‌ی سرمایه‌گذاری صنعت برق به دنبال داشته باشد [11]. طبعاً در این شرایط، توسعه‌ی مبتنی بر بازار باید توسط یک سازوکار متمرکز پشتیبانی شود. این سازوکار برمبنای راهکارهایی مانند خرید تضمینی و یا سیاست‌های تشویقی، در جهت برنامه‌ریزی تأمین ظرفیت مورد نیاز تلاش می‌کند. با این حال هم اکنون بحث‌های فزاینده‌ای در باره‌ی لزوم وجود چنین نظارتی و چگونگی طراحی آن در میان محققین وجود دارد [12].

در یک بازار برق رقابتی ارتباط متقابلی بین تغییرات قیمت برق در آینده و میزان سرمایه‌گذاری در زمینه توسعه‌ی منابع تولیدی وجود دارد که به نوبه خود بر پیچیدگی مسئله‌ی GEP در محیط تجدید ساختار شده می‌افزاید. در این شرایط، امکان بروز ناپایداری در بازار وجود دارد بطوریکه با کاهش سرمایه‌گذاری در زمینه توسعه‌ی تولید، قیمت‌های بازار بطور بی‌رویه‌ای افزایش می‌یابد و سرمایه‌گذاری بیش از حد نیز سبب کاهش قیمت‌ها و عایدی پایین شرکت‌های تولیدی خواهد شد. در بسیاری از تحقیقاتی که تاکنون روی مسئله‌ی GEP انجام شده، تأثیر متقابل قیمت‌های آتی بازار و نتایج برنامه‌ریزی برروی یکدیگر بطور صریح مورد توجه قرار نگرفته است [10,13,14,1].

در [15] مسئله‌ی GEP بصورت یک مدل دینامیکی تصادفی[۲] و از دیدگاه تنها یک سرمایه‌گذار که به دنبال حداکثرسازی سود خود است، مدلسازی شده است. در این مقاله تأثیر عدم‌قطعیت‌های مسئله در تعیین زمان بهینه‌ی سرمایه‌گذاری‌های جدید بررسی شده است.

در [6,16] فرایند سرمایه‌گذاری در زمینه تولید انرژی الکتریکی، بصورت یک مسئله‌ی کنترل دینامیکی شبیه‌سازی شده و از سیگنال قیمت بازار بصورت یک فیدبک کنترلی استفاده شده است. در این مراجع تنها یک شبیه‌سازی کلی به ازای چند سناریوی مختلف انجام شده و مکانیزمی برای برنامه‌ریزی بهینه توسعه‌ی تولید ارائه نگردیده است. با توجه به نتایج بدست آمده در این مراجع، کارآمدی بازارهای صرفاً مبتنی بر تبادل انرژی، برای تأمین ظرفیت رزرو کافی در بلند مدت مورد تردید قرار گرفته است و بروز رفتارهای نوسانی در قیمت و ظرفیت نصب شده پیش‌بینی شده است.

با افزایش بار در طول دوره برنامه‌ریزی و کاهش ظرفیت رزرو، قیمت بازار یک روند افزایشی پیدا می‌کند که در صورت عدم پیش‌بینی منابع تولیدی لازم، ممکن است منجر به بروز قیمت‌هایی تا چندین برابر قیمت‌های متعارف بازار گردد؛ بر این اساس هدف اصلی از این مقاله عبارتست از ارائه یک مدل تحلیلی جهت بررسی مسئله‌ی GEP از دیدگاه یک نهاد مدیریتی مرکزی (مانند نهاد تنظیم بازار[۳]) بگونه‌ای که با ایجاد تعادل دینامیکی بین عرضه و تقاضای انرژی، از افزایش شدید قیمت بازار ناشی از کاهش ظرفیت رزرو در طول دوره برنامه‌ریزی جلوگیری شود بعلاوه اینکه حداقل سود مورد انتظار شرکت‌های تولیدی از سرمایه‌گذاری در این بخش تأمین گردد. در این تحقیق همچنین اثر متقابل برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید و قیمت‌های آینده بازار، در فرایند دستیابی به پاسخ بهینه مسئله مورد توجه قرار گرفته است. در نهایت مسئله‌ی GEP بصورت یک مسئله کنترل بهینه زمان گسسته مدل گردیده است و از یک روش مبتنی بر آلگوریتم ژنتیک برای دستیابی به پاسخ بهینه استفاده شده است.

۲- فرضیات و محدودیت‌ها

یکی از مشکلات اساسی در بررسی مسئله‌ی GEP، بزرگی ابعاد مسئله است. در همین راستا یکی از فرضیات مهمی که برای جلوگیری از بروز پدیده‌ی "نفرین ابعاد[۴]" در بررسی مسئله در نظر گرفته می‌شود، عبارتست از اینکه کل بار و ظرفیت سیستم در یک گره مدلسازی می‌گردد. به این ترتیب مطالعه چگونگی توسعه‌ی ظرفیت تولید در شبکه از مباحث سیستم انتقال تفکیک می‌شود و در نتیجه قیمت لحظه‌ای تولید و همچنین قیمت ظرفیت آماده در تمام شبکه یکنواخت خواهد بود. مراجع بسیاری از مدل تک گرهی در بررسی مسئله‌ی GEP استفاده نموده‌اند [2,3,6,9,10,12-17] و همچنین نرم‌افزار WASP بر همین اساس طراحی شده است [7].

در این بررسی بازار برق بصورت حراج با قیمت‌گذاری یکنواخت[۵] به همراه یک مکانیزم پرداخت بابت ظرفیت درنظر گرفته شده است در

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.8- No.1 Spring & Summer 2011

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

این مدل ما فرض کرده‌ایم که یک حوض بزرگ توان[۶] وجود دارد که در آن خرید و فروش انرژی بین شرکت‌ها بصورت حراج انجام می‌شود؛ همچنین فرض شده است که بازار در شرایطی نزدیک به رقابت کامل کار می‌کند. تحت این شرایط همه واحدها هزینه‌ی حدی خود را به عنوان قیمت پیشنهادی به بازار ارائه می‌دهند [18] لذا مولدهای با هزینه‌ی حدی تولید پایین‌تر، قبل از مولدهای با هزینه‌ی حدی تولید بالاتر فرصت تولید خواهند داشت؛ بنابر این انواع مختلف واحدهای تولیدی به ترتیب افزایش هزینه‌ی حدی تولید روی منحنی تداوم بار سیستم مرتب می‌شوند و مولدهای ارزان نسبت به مولدهای ناکارآمد، ضریب استفاده بالاتری کسب خواهند کرد.

در این تحقیق، واحدهای جدید قابل نصب در شبکه از نظر تکنولوژی و مشخصات اقتصادی به سه دسته واحدهای پایه، میانی و پیک تقسیم شده‌اند [14]. عایدی شرکت‌های تولیدی نیز از طریق فروش انرژی در بازار و بابت ظرفیت آماده آنها حاصل می‌شود. تغییرات بار نیز مستقل از تغییرات قیمت برق (غیرالاستیک) فرض شده است.

۳- مدلسازی قیمت بازار، بار و ظرفیت تولید

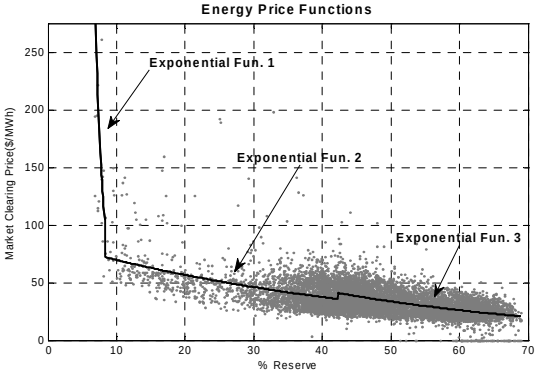
در این بررسی کل ظرفیت واحدهای تولیدی و کل بار مصرفی شبکه بصورت متمرکز هر یک در قالب یک مدل دینامیکی شبیه‌سازی شده است. یکی از ویژگی‌های این روش در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مختلف بصورت متمرکز در یک مدل دینامیکی است.

در مدل ارائه شده، متغیرهای متوسط بار ماهیانه (L_m) و ظرفیت آماده ماهیانه (C_m) به عنوان متغیرهای حالت سیستم مورد استفاده قرار گرفته‌اند. با توجه به مکانیزم عرضه و تقاضا در بازار و با استفاده از مدل‌های دینامیکی ارائه شده برای این دو بخش، امکان ارائه‌ی مدلی کارآمد برای محاسبه قیمت‌های آینده‌ی بازار فراهم شده است بطوریکه به کمک این مدل، شبیه‌سازی برخی ویژگی‌های سیگنال قیمت برق (مانند افزایش زیاد قیمت در نتیجه‌ی کاهش ظرفیت رزرو در شبکه) براحتی امکان پذیر است. با توجه به کاربرد گسترده‌ی زیربرنامه‌ی محاسبه قیمت، بکارگیری روش‌های پیچیده و زمانبر برای این منظور کارآیی لازم را نخواهد داشت.

۳-۱- مدلسازی بلندمدت قیمت بازار با درنظر گرفتن تأثیر نتایج برنامه‌ریزی توسعه‌ی واحدهای تولیدی

در محیط رقابتی پس از تجدید ساختار، قیمت برق نقش اصلی را در تصمیم‌گیری‌های تولیدکنندگان و همچنین مصرف‌کنندگان برق بازی می‌کند. برای این منظور لازم است قیمت بازار به نحو مناسبی در بازه‌های زمانی مختلف پیش‌بینی گردد. در این مقاله، قیمت برق بصورت تابعی از ظرفیت آماده و مقدار بار سیستم مدلسازی می‌شود.

تحلیل و پردازش اطلاعات بازار همانطور که در شکل (۱) نشان داده شده، رابطه‌ی تقریبی بین درصد رزرو و قیمت تسویه بازار را نشان می‌دهد. همانگونه که مشاهده می‌شود با افزایش درصد رزرو، بازار برق رقابتی‌تر شده و قیمت‌ها کاهش می‌یابد و بالعکس با کاهش درصد رزرو قیمت‌ها شدیداً افزایش می‌یابد. در شکل (۱) سه منحنی نمایی مختلف که در این تحقیق برای مدلسازی قیمت بازار به ازای سطوح مختلف ظرفیت رزرو استفاده شده، نشان داده شده است.



شکل (۱): اطلاعات قیمت بازار به همراه سه تابع نمایی برای محاسبه‌ی قیمت بازار به ازای سطوح مختلف ظرفیت رزرو

در این شکل محور افقی درصد ظرفیت رزرو موجود در شبکه را نشان می‌دهد، که از رابطه (۱) بدست می‌آید.

$$\%R = \frac{C - L}{C} \times 100 \qquad (۱)$$

در این رابطه متغیرهای C و L به ترتیب نشان دهنده‌ی کل ظرفیت آماده و کل بار سیستم است.

بدیهی است هدف از این مدلسازی، محاسبه دقیق قیمت بازار نیست؛ بلکه هدف ایجاد مکانیزمی برای مرتبط کردن نتایج برنامه‌ریزی توسعه و قیمت بازار و مدلسازی تأثیر متقابل آنها بر یکدیگر است. برای درنظر گرفتن تأثیر تورم روی قیمت‌های بازار، نتایج بدست آمده از مدل قیمت، در هر سال متناسب با نرخ تورم افزایش می‌یابد.

برای تنظیم پارامترهای مدل قیمت، از اطلاعات ساعتی بازار برق انگلیس (مربوط به سال ۲۰۰۲) استفاده شده است [20]. در سال شروع برنامه‌ریزی برای قیمت‌های بازار یک سقف قیمت معادل ۱۰۰۰ ($/MWh) در نظر گرفته شده است.

۳-۲- مدلسازی‌دینامیکی بلندمدت باروظرفیت تولید

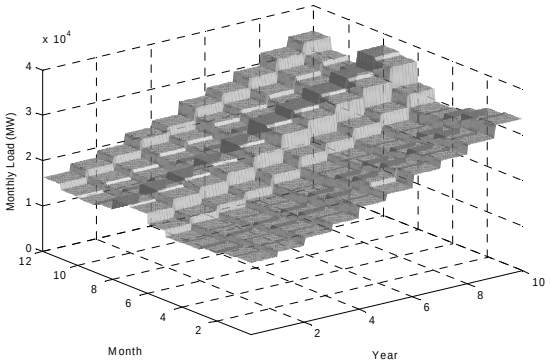
حوادث پیش‌بینی نشده‌ی زیادی می‌تواند بار و ظرفیت تولید را در یک شبکه برق تحت تأثیر قرار دهد. تغییرات جوی به نحو چشمگیری سبب تغییر مقدار تقاضای مصرف می‌شود. از عوامل عدم قطعیت در تولید نیز می‌توان به خروج اضطراری واحدها و ایجاد تراکم در خطوط اشاره نمود. در این بررسی، عدم قطعیت‌های موجود در بار ماهیانه و ظرفیت تولید ماهیانه سیستم بر اساس مدلی که در [6] ارائه گردیده، در قالب دو فرایند تصادفی غیرایستا شبیه‌سازی شده است. فرایند تصادفی تغییرات متوسط بار ماهیانه (L_m) در روابط (۲،۳) آمده است.

$$L_m = \mu_m^L + \delta_m^L + L_m^{Inc.} \qquad (۲)$$

$$\delta_{m+1}^L - \delta_m^L = k_m + \sigma_m^L \cdot z_m^L \qquad (۳)$$

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.8- No.1- Spring & Summer 2011
[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

که در آن μ_m^L مبین رفتار فصلی بار شبکه است و $L_m^{Inc.}$ نشان‌دهنده‌ی بارهایی است که اضافه شده آنها در طول دوره، از قبل پیش‌بینی شده است. متغیر δ_m^L بیانگر عدم قطعیت موجود در تغییرات بار ماهیانه سیستم است که بصورت تصادفی با رانش ماهیانه‌ی[۷] k_m و فراریت[۸] σ_m^L افزایش می‌یابد. z_m^L نیز یک متغیر تصادفی با توزیع نرمال، میانگین صفر و واریانس یک است. در شکل(۲) پیش‌بینی متوسط بار ماهیانه سیستم در طول دوره برنامه‌ریزی (۱۰ سال) بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت، نشان داده شده است.



شکل (۲): پیش‌بینی متوسط بار ماهیانه در افق برنامه‌ریزی

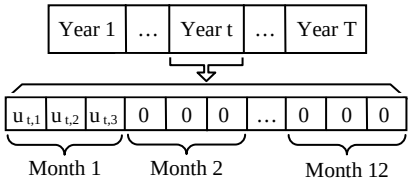
فرایند تصادفی تغییرات ظرفیت آماده‌ی ماهیانه (C_m) نیز بصورت نشان داده شده در روابط (۴,۵) مدلسازی گردیده است.

$$C_m = \mu^C + \delta_m^C \qquad (۴)$$

$$\delta_{m+1}^C - \delta_m^C = u_m + \sigma_m^C \cdot z_m^C \qquad (۵)$$

که در آن μ^C بیانگر ظرفیت آماده‌ی سیستم در شروع دوره برنامه‌ریزی است و متغیر δ_m^C برای مدلسازی تغییرات تصادفی ظرفیت آماده‌ی ماهیانه مورد استفاده قرار گرفته است؛ این متغیر مستقیماً توسط ظرفیت‌های جدید نصب شده در شبکه (u_m) و فراریت σ_m^C تعیین می‌شود. متغیر σ_m^C نشان‌دهنده‌ی عدم قطعیت‌های مختلف موجود در ظرفیت آماده سیستم از جمله خروج‌های اضطراری است. z_m^C نیز یک متغیر تصادفی با توزیع نرمال، میانگین صفر و واریانس یک است.

بردار u بیانگر متغیرهای کنترلی مسئله است که تعیین بهینه آن اهداف مورد نظر در این تحقیق را برآورده خواهد نمود. این بردار بیانگر ظرفیت‌های جدید نصب شده در شبکه است که تنها در ابتدای هر سال امکان اضافه شدن به سیستم را می‌یابند. در شکل (۳) ساختار کلی این بردار نشان داده شده است. در این شکل $u_{t,i}$ نشان‌دهنده‌ی تعداد واحدهای جدید نصب شده از نوع i در سال t است.



شکل (۳): ساختار بردار u

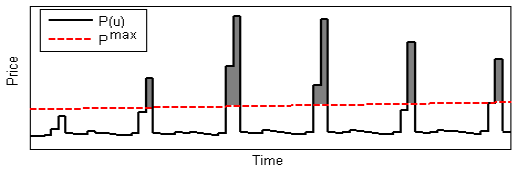
۴- فرمولبندی مسئله‌ی GEP

در این بخش، مسئله‌ی GEP با هدف تعیین نوع، ظرفیت و زمان بهینه‌ی نصب واحدهای جدید در قالب یک مسئله بهینه‌سازی، فرمولبندی شده است. در حل این مسئله از یک سو، تنظیم بهینه سمت عرضه با هدف جلوگیری از افزایش شدید قیمت ناشی از کمبود تولید و از سوی دیگر تأمین حداقل سود شرکت‌های سرمایه‌گذار (با توجه به حداقل نرخ بازگشت جذاب[۹])، مورد نظر است. این اهداف با یکدیگر در تضادند زیرا با افزایش ظرفیت تولید، همراه با کاهش قیمت‌های بازار، سودآوری شرکت‌ها نیز به مخاطره می‌افتد؛ لذا برای تحقق ریاضی مسئله، یکی از این موارد در قالب تابع هدف و دیگری بصورت محدودیت در حل مسئله لحاظ گردیده است. با توجه به اینکه در این تحقیق مسئله از دیدگاه یک نهاد مرکزی مورد بررسی قرار می‌گیرد، " کنترل بهینه‌ی عرضه" در قالب تابع هدف و " تأمین حداقل عایدی واحدهای تولیدی" در بخش محدودیت‌های مسئله فرمولبندی گردیده است.

۴-۱- تابع هدف مسئله‌ی GEP

عدم تعادل بین عرضه و تقاضا در حوزه‌ی تولید انرژی الکتریکی می‌تواند سبب افزایش شدید قیمت‌ها در بازار برق گردد. در این بررسی از وضعیت قیمت بازار به عنوان معیاری جهت ارزیابی تعادل بین عرضه و تقاضای انرژی الکتریکی و کنترل بهینه‌ی عرضه (بردار متغیرهای کنترلی u) استفاده شده است. بدیهی است با توجه به ماهیت تصادفی مسئله، وجود جهش‌های ناگهانی و گذرا در منحنی قیمت اجتناب ناپذیر است. به همین دلیل در این مقاله یکی از اهداف برنامه‌ریزی، حداقل‌سازی میزان تجاوز قیمت بازار از یک حداکثر قابل قبول، در طول دوره برنامه‌ریزی است.

پس از تعیین هر الگوی توسعه‌ی ظرفیت، ابتدا قیمت‌های بازار توسط زیربرنامه‌ی مربوطه بدست می‌آید سپس بگونه‌ای که در شکل(۴) نشان داده شده، مقدار تجاوز قیمت از حداکثر مجاز با محاسبه‌ی مساحت ناحیه رنگی مشخص شده، محاسبه می‌گردد.



شکل (۴) : نحوه‌ی محاسبه میزان تجاوز قیمت

برای تعیین حداکثر قیمت مجاز در طول دوره برنامه‌ریزی، ابتدا حداکثر قیمت در سال اول برنامه‌ریزی (بصورت اطلاعات ورودی) مشخص شده سپس با توجه به نرخ تورم، حداکثر قیمت در هر سال برنامه‌ریزی محاسبه می‌گردد. با توجه به اینکه افزایش قیمت‌های بازار ناشی از کمبود عرضه معمولاً بسیار بیشتر از قیمت‌های عادی بازار

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

است، لذا تغییر کوچکی در حداکثر قیمت مجاز روی نتایج بدست آمده تأثیری ندارد و تعیین دقیق آن از اهمیت بالایی برخوردار نیست.

جزئیات محاسبه تابع هدف در رابطه (۶) نشان داده شده است.

$$h(u)=\int_T \left(max\left(P(u),P^{max}\right)-P^{max}\right)dt \qquad (۶)$$

که در آن داریم : T : کل دوره برنامه‌ریزی، P : تغییرات قیمت بازار در طول دوره، P^{max} : حداکثر مجاز قیمت بازار در طول دوره

۴-۲- محدودیت‌های مسئله‌ی GEP

در این بخش دستیابی به حداقل سود سرمایه‌گذاری برای کلیه‌ی واحدهای اضافه شده در طول دوره برنامه‌ریزی مورد توجه قرار گرفته است. برای این منظور پس از تعیین هر الگوی توسعه‌ی ظرفیت، با توجه به وضعیت بهره‌برداری هر نوع واحد، قیمت‌های آتی بازار و حداقل نرخ بازگشت جذاب، مقدار معادل سود خالص هر واحد تولیدی جدید (برده شده به سال نصب واحد) از رابطه (۷) محاسبه می‌شود[5]. این مقدار برای کلیه واحدهای جدید اضافه شده در طول دوره برنامه‌ریزی باید بزرگتر از صفر باشد.

$$f_{i,j}\left(C_{i,j},L,P(u),u\right)=\sum_{t=j}^{T}\Big\{(1+r)^{-(t-j+1)}\times \Big[f_{i,t}^{1}\left(C_{i,j},L_t,P_t(u),k_{i,t}\right)+f_{i,t}^{2}(C_{i,j},L_t,u)- f_{i,t}^{3}(C_{i,j},k_{i,t})\Big]\Big\}-f_{i,j}^{4}(C_{i,j}) \qquad i=1,2,3 \qquad (۷)$$

که در آن داریم : $f_{i,j}$: مقدار معادل سود خالص واحد تولیدی نوع i برده شده به سال نصب واحد (سال j)، $f_{i,t}^{1}$: عایدی واحد نوع i از فروش انرژی در سال t ، $f_{i,t}^{2}$: عایدی واحد نوع i بابت ظرفیت آماده در سال t ، $f_{i,t}^{3}$: هزینه‌ی متغیر تولید واحد نوع i درسال t ، $f_{i,j}^{4}$: هزینه‌ی ثابت تولید واحد نوع i نصب شده در سال j ، $C_{i,j}$: ظرفیت واحد نوع i نصب شده در سال j ، $k_{i,t}$: ضریب استفاده از واحد نوع i در سال t ، L_t : تغییرات بار در سال t ، P_t : تغییرات قیمت بازار درسال t ، r : حداقل نرخ بازگشت جذاب (جزئیات محاسبه توابع $f_{i,t}^{1}$ ، $f_{i,t}^{2}$ ، $f_{i,t}^{3}$ و $f_{i,j}^{4}$ در ضمایم آمده است.)

در این بررسی هزینه سرمایه‌گذاری هر واحد بصورت اقساط سالیانه مساوی که در طول عمر واحد پرداخت می‌شود، فرض شده است. با توجه به اینکه طول دوره برنامه‌ریزی کمتر از عمر مفید واحدهاست، هزینه ثابت تولید هر واحد در طول دوره برنامه‌ریزی، معادل اقساطی که داخل دوره قرار می‌گیرد (برده شده به سال نصب واحد) در نظر گرفته شده است. به عبارت دیگر اقساطی که در خارج دوره برنامه‌ریزی قرار می‌گیرد، معادل ارزش اسقاطی[10] طرح در پایان دوره است [5]. برای محاسبه عایدی هر واحد تولیدی بابت ظرفیت آماده از روشی که در [15] ارائه گردیده، استفاده شده است.

سایر محدودیت‌هایی که در این تحقیق در نظر گرفته شده است، عبارتند از : محدودیت‌های روی شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم و محدودیت حداکثر تعداد واحد قابل نصب از هر نوع و در هر سال برنامه‌ریزی.

۴-۳- فرمولبندی مسئله بصورت یک مسئله بهینه‌سازی

مسئله برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید را با توجه به اهداف و محدودیت‌های مورد نظر در این تحقیق، می‌توان بصورت یک مسئله بهینه‌سازی، بگونه‌ای که در رابطه (۸) نشان داده شده است، فرمولبندی نمود.

$$\underset{u}{Min} \quad h(u)=\int_T \left(max\left(P(u),P^{max}\right)-P^{max}\right)dt$$

$$s.t.:$$

$$\begin{aligned}
&f_{i,j}\left(C_{i,j},L,P(u),u\right)>0 && i=1,2,3 \quad j=1,\cdots,T\\
&LOLP_j(L,u)\le LOLP^{max} && j=1,\cdots,T \qquad (۸)\\
&EENS_j(L,u)\le EENS^{max} && j=1,\cdots,T\\
&R^{min}\le R_j(L,u) && j=1,\cdots,T\\
&0\le C_{i,j}\le C_{i,j}^{max} && i=1,2,3 \quad j=1,\cdots,T
\end{aligned}$$

که در آن داریم : $LOLP_j$: احتمال از دست دادن بار[11] درسال j ، $EENS_j$: باری که پیش‌بینی از دست دادن آن می‌رود[12] درسال j ، R_j : تغییرات ظرفیت رزرو در سال j

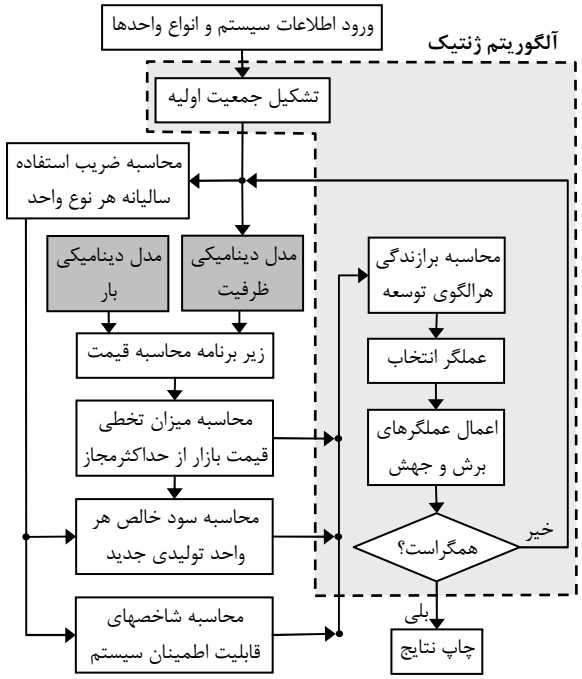
توجه به این نکته حائز اهمیت است که سود خالص شرکت‌های تولیدی و همچنین میزان تجاوز قیمت‌ها از محدوده مجاز، تابعی از متغیرهای تصادفی بار سیستم (L_m) و ظرفیت نصب شده در شبکه (C_m) است؛ لذا برای دستیابی به یک برازندگی میانگین برای هر الگوی توسعه‌ی ظرفیت، مدل‌های دینامیکی معرفی شده برای تغییرات بار و ظرفیت در چندین نوبت اجرا شده و میانگین نتایج بدست آمده برای قیمت بازار و سایر متغیرهای غیرخطی مسئله، در محاسبه برازندگی هر الگوی توسعه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۵- استفاده از آلگوریتم ژنتیک جهت دستیابی به نتایج برنامه‌ریزی بهینه توسعه‌ی تولید

مسئله‌ی GEP یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی با متغیرهای صحیح و محدودیت‌های پیچیده است که تاکنون توسط روش‌های مختلفی در محیط تک‌قطبی و تجدید ساختار شده، مورد بررسی قرار گرفته است[10,14,17,۲]. در سال‌های اخیر روش‌های جدیدی بر پایه‌ی هوش مصنوعی توسعه یافته‌اند. استفاده از روش‌های هوشمند برای حل مسئله‌ی GEP نیازمند صرف زمان بیشتری نسبت به روش‌های سنتی است در حالی که استفاده از روش‌های سنتی علی رغم سرعت بالا، در شبیه‌سازی ابعاد پیچیده مسئله دچار مشکل شده و نیز امکان عدم همگرایی و یا توقف در یک نقطه بهینه‌ی محلی وجود دارد. با توجه به ماهیت غیرهم زمان و پیچیدگی‌های ساختاری مسئله‌ی GEP استفاده از روش‌های هوشمند برای حل این مسئله مناسب است.

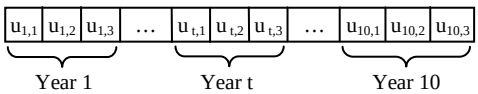
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.8- No.1- Spring & Summer 2011
[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

در این مقاله از یک روش مبتنی بر آلگوریتم ژنتیک برای دستیابی به پاسخ بهینه مسئله‌ی GEP استفاده شده است. امروزه استفاده از الگوریتم ژنتیک به دلیل توانایی بالای آن در مدلسازی ابعاد پیچیده مسائل مختلف، از جذابیت بیشتری نزد محققین برخوردار است [19]. برای این منظور با انجام اصلاحاتی روی آلگوریتم ژنتیک امکان کار با متغیرهای صحیح فراهم شده است بگونه‌ای که در پایان بهینه‌سازی، نتایج مسئله بصورت تعداد هر نوع از واحدهای تولیدی جدید در هر سال برنامه‌ریزی بدست می‌آید. در شکل (۵) بخش‌های مختلف روش پیشنهادی برای بررسی GEP نشان داده شده است.



شکل (۵) : آلگوریتم کلی برنامه‌ریزی توسعه به روش پیشنهادی

رشته کروموزم استفاده شده، بصورت نشان داده شده در شکل(۶) است. هر رشته‌ی کروموزم نشان دهنده یک الگوی توسعه ظرفیت تولید در طول دوره برنامه‌ریزی است. برازندگی هر رشته‌ی کروموزم با استفاده از رابطه (۶) محاسبه می‌شود و در صورت عدم رعایت هر یک از محدودیت‌ها، مقداری به عنوان جریمه به آن اضافه می‌گردد.



شکل (۶): رشته‌ی کروموزم بکار برده شده در روش پیشنهادی

۶- اعمال روش پیشنهادی به یک شبکه‌ی نمونه

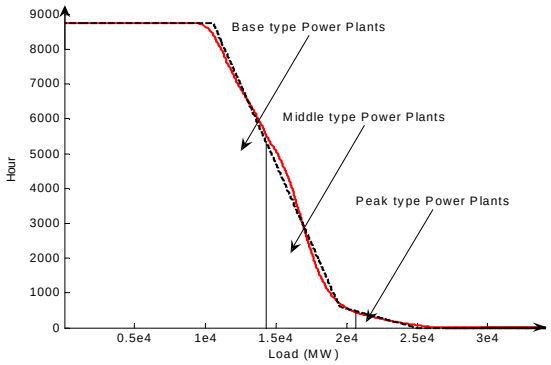
در این بخش نتایج اعمال روش پیشنهادی به یک شبکه‌ی نمونه آمده است. در این قسمت همچنین نتایج بدست آمده از روش پیشنهادی با نتایج حاصل از روش ارائه شده در مراجع [10,14] مقایسه گردیده است. برای بررسی بلند مدت سیستم، شبیه‌سازی مورد نظر برای یک بازه زمانی ۱۰ ساله انجام شده است. در جدول (۱) اطلاعات سه نوع واحد تولیدی مختلف شرکت‌کننده در برنامه‌ریزی آمده است [9]. در این شبیه‌سازی حداقل نرخ بازگشت جذاب برابر ۱۶٪ است.

در شکل (۷) منحنی تداوم بار سالیانه در ابتدای دوره برنامه‌ریزی به همراه منحنی خطی تکه‌ای متناظر با آن و همچنین ترتیب قرار گرفتن واحدهای مختلف آورده شده است. برای این منظور از اطلاعات بازار برق انگلیس (مربوط به سال ۲۰۰۲) استفاده شده است [20].

جدول (۱): اطلاعات انواع واحدهای تولیدی موجود در بازار

نوع واحد تولیدی :	پایه	میانی	پیک
هزینه‌ی ثابت تولید* ($/KW)	۱۲۰۰	۱۰۶۰	۸۰۰
هزینه‌ی متغیر تولید* ($/MWh)	۷/۵	۱۵	۳۵
ظرفیت هر واحد تولیدی (MW)	۵۰۰	۲۰۰	۱۰۰
نرخ خروج اضطراری هر واحد تولیدی	۰/۰۴۵	۰/۰۴۰	۰/۰۳۵
تعداد واحد قابل نصب در هر سال	۳	۵	۶
طول عمر هر واحد تولیدی (Year)	۴۰	۳۰	۳۰
سهم هر واحد از ظرفیت نصب شده در ابتدای دوره برنامه‌ریزی (MW)	۱۴۷۸۵	۸۸۷۱	۵۹۱۴

* این هزینه‌ها مربوط به سال اول برنامه‌ریزی است. برای دستیابی به هزینه‌های مذکور در سایر دوره‌های یکساله برنامه‌ریزی لازم است مقادیر جدول با توجه به نرخ تورم ۳٪ اصلاح گردد.



شکل (۷): منحنی تداوم بار سالیانه سیستم

منحنی تداوم بار برای سایر دوره‌های یکساله برنامه‌ریزی، با استفاده از شرایط بارگذاری اولیه سیستم و پیش‌بینی نحوه تغییرات ماهیانه بار بدست می‌آید. منحنی تداوم بار معادل سیستم نیز در هر سال با توجه به نرخ خروج اضطراری و ظرفیت نصب شده هر نوع از واحدهای تولیدی محاسبه می‌گردد [5]. برای سادگی منحنی تداوم بار با یک منحنی خطی تکه‌ای تقریب زده شده است.

ابتدا به بررسی نتایج حاصل از برنامه‌ریزی توسعه تولید با استفاده از روش ارائه شده در مراجع [10,14] می‌پردازیم. در این مراجع مسئله‌ی GEP در محیط رقابتی و از دیدگاه یک شرکت مرکزی که متعهد به تأمین انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان یک شبکه است، مورد بررسی قرار گرفته است. در این روش، هدف شرکت مرکزی از

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

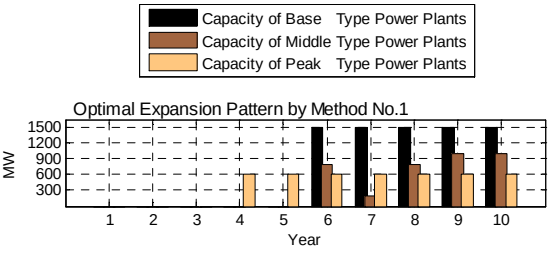
برنامه‌ریزی توسعه تولید، حداقل سازی هزینه خرید انرژی از واحدهای تولیدی مستقل و همچنین هزینه تولید انرژی توسط واحدهای متعلق به خود شرکت است. در این راستا ظرفیت هر یک از واحدهای تولیدی مستقل و همچنین واحدهای تولیدی متعلق به شرکت در یک فرایند بهینه‌سازی محاسبه می‌گردد. در روش ارائه شده در مراجع [10,14] برای اطمینان از تأمین اهداف اقتصادی بخش خصوصی، یک محدودیت در فرایند دستیابی به پاسخ بهینه در نظر گرفته شده است بگونه‌ای که قیمت خرید انرژی از هر واحد تولیدی مستقل، از متوسط هزینه‌های تولید آن واحد بیشتر باشد. برای تطابق روش ارائه شده در مراجع [10,14] با روش پیشنهادی در این مقاله، در شبیه‌سازی انجام شده فرض نموده‌ایم که شرکت مرکزی فاقد مالکیت هرگونه واحد تولیدی بوده و تنها قادر به خرید انرژی از واحدهای تولیدی مستقل است. قیمت خرید انرژی از سه نوع واحد تولیدی مستقل در جدول(۲) آمده است [10,14]. سایر اطلاعات لازم برای شبیه‌سازی مسئله مشابه اطلاعات قبلی است. محدودیت‌های روی شاخص‌های قابلیت اطمینان و سایر متغیرهای مسئله در دو شبیه‌سازی یکسان است.

جدول (۲): قیمت خرید انرژی از واحدهای تولیدی مستقل

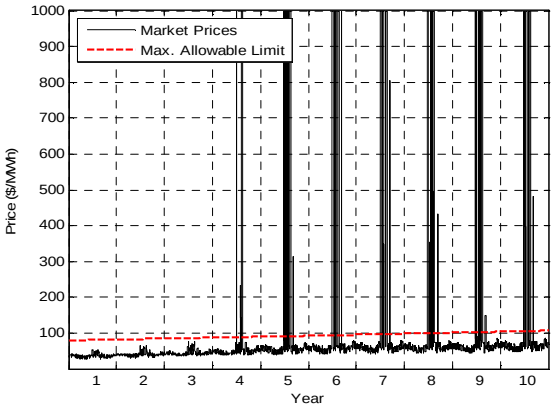
نوع واحد تولیدی :	پایه	میانی	پیک
قیمت خرید انرژی ($/KWh)	۳۱/۲۵	۵۰	۶۸/۷۵

در شکل‌های (۱۰-۸) نتایج حاصل از شبیه‌سازی برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید با استفاده از روش ارائه شده در مراجع [10,14] آمده است. در شکل (۸) الگوی بهینه توسعه‌ی هر نوع از واحدهای تولیدی مستقل نشان داده شده است. کل ظرفیت‌های جدید نصب شده در این حالت برابر ۱۵۵۰۰ مگاوات است (شکل (۸)). در شکل (۹) منحنی تغییرات قیمت بازار و حداکثر قیمت مجاز و در شکل (۱۰) شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم نشان داده شده است.

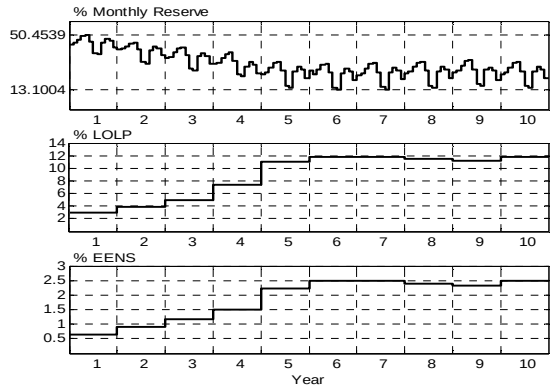
در این روش تاثیر متقابل قیمت‌های بازار و نتایج مسئله GEP در فرایند دستیابی به پاسخ در نظر گرفته نمی‌شود لذا همانگونه که مشاهده می‌شود با کاهش ظرفیت رزرو، قیمت‌های بازار به شدت افزایش می‌یابد و میزان تجاوز قیمت‌های بازار از حداکثر مجاز در طول دوره بسیار زیاد است. بعلاوه اینکه نتایج حاصل از این روش به شدت به قیمت خرید انرژی از تولیدکننده‌های مستقل بستگی دارد [10,14].



شکل (۸): الگوی بهینه توسعه انواع واحدهای جدید با روش [10,14]



شکل (۹): منحنی تغییرات قیمت بازار با روش [10,14]



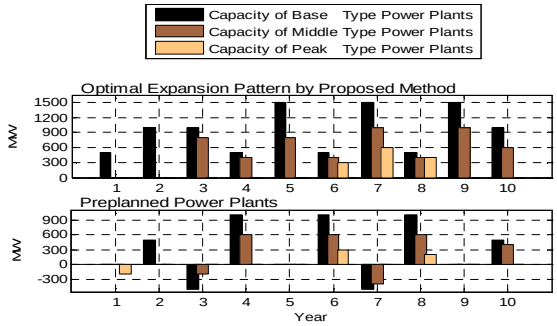
شکل (۱۰): منحنی شاخص‌های قابلیت اطمینان با روش [10,14]

در شکل‌های (۱۵-۱۱) نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید با استفاده از روش پیشنهادی در این مقاله آمده است. در این شبیه‌سازی، اضافه و یا خارج شدن واحدهایی در طول دوره بصورت از قبل برنامه‌ریزی شده، پیش‌بینی شده است. زمانبندی ورود و یا خروج این دسته از واحدها ثابت بوده و فرایند پیشنهادی در این مقاله تغییری در آن ایجاد نمی‌نماید. در شکل (۱۱) الگوی بهینه توسعه‌ی هر نوع واحد تولیدی به همراه ظرفیت واحدهای از قبل برنامه‌ریزی شده، نشان داده شده است. در شکل (۱۲) برای هر واحد جدید، مقدار معادل هزینه‌های ثابت و متغیر تولید (ستون‌های سمت چپ) و همچنین عایدی حاصل از فروش انرژی و آمادگی (ستون‌های سمت راست) برده شده به سال نصب واحد نشان داده شده است. در شکل (۱۳) نیز منحنی تغییرات تصادفی بار (براساس روابط (۲,۳)) و منحنی تغییرات تصادفی ظرفیت تولید (براساس روابط (۴,۵)) آمده است.

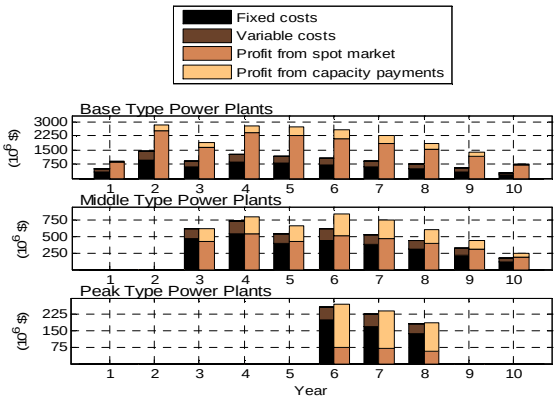
همانگونه که مشاهده می‌شود، در این شبیه‌سازی میزان تجاوز قیمت‌های بازار از حداکثر مجاز بطور قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته است با این حال کلیه واحدهای تولیدی جدید، سود مورد نظر خود را از شرکت در بازار دریافت می‌نمایند. بنابر این می‌توان نتیجه گرفت که روش پیشنهادی در هر دو زمینه‌ی " تنظیم بهینه سمت عرضه با

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

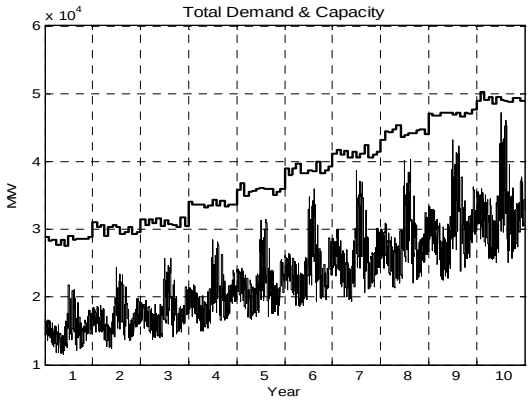
هدف جلوگیری از افزایش شدید قیمت" و " تأمین حداقل عایدی واحدهای تولیدی" از موفقیت قابل قبولی برخوردار بوده است. علاوه بر این، شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم نیز نسبت به حالت قبل بطور قابل ملاحظه‌ای بهبود یافته است.



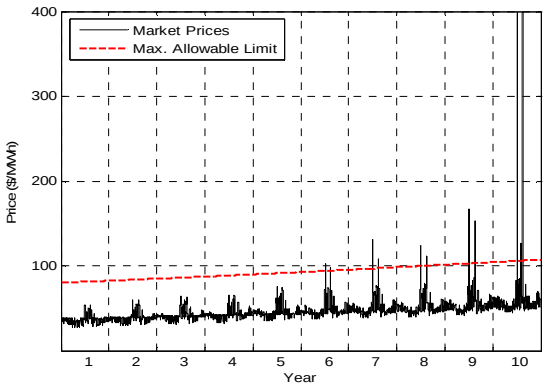
شکل (۱۱): الگوی بهینه توسعه انواع واحدهای تولیدی جدید با روش پیشنهادی در این مقاله



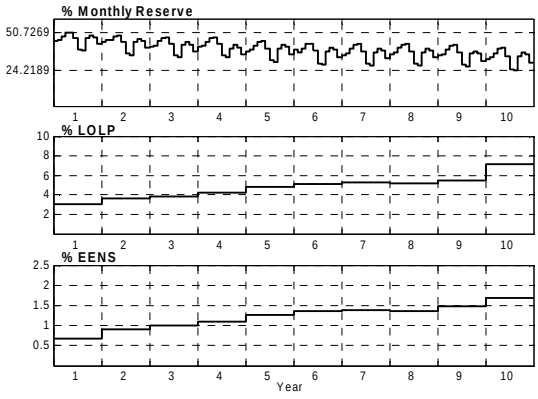
شکل (۱۲): هزینه‌ها و عایدی واحدهای جدید با روش پیشنهادی



شکل (۱۳): منحنی تغییرات ظرفیت و بار با روش پیشنهادی



شکل (۱۴): منحنی تغییرات قیمت بازار با روش پیشنهادی



شکل (۱۵): منحنی شاخص‌های قابلیت اطمینان با روش پیشنهادی

با توجه به نتایج شبیه‌سازی انجام شده، مشاهده می‌شود که واحدهای پیک در مقایسه با سایر انواع واحدها سودآوری کمتری دارد که دلیلی اصلی آن ضریب استفاده‌ی پایین این دسته از واحدهاست. طبعاً این شرایط با کاهش قیمت‌های بازار تشدید می‌شود؛ لذا حمایت نهاد مدیریتی بازار از این واحدها مخصوصاً با توجه به نقش مهم آنها در بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم، اهمیت ویژه‌ای دارد.

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک مدل تحلیلی برای بررسی مسئله برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید از دیدگاه یک نهاد مرکزی و با هدف تأمین اهداف حوزه‌ی مدیریتی و همچنین بخش خصوصی ارائه گردیده است. نتایج حاصل از رویکرد پیشنهادی در مدلسازی دینامیکی مسئله برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید در راستای متعادل نمودن دینامیکی عرضه و تقاضا که از مهمترین ویژگی‌های این کار تحقیقاتی است، بخوبی دینامیک و تأثیرات متقابل قیمت بازار و برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید را بر یکدیگر توصیف می‌نماید. به کمک این روش تا حد زیادی می‌توان از افزایش شدید قیمت بازار در طول دوره برنامه‌ریزی جلوگیری کرد بعلاوه اینکه سود مورد نظر واحدهای تولیدی را از سرمایه‌گذاری تأمین نمود.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

مدل پیشنهادی در این مقاله قابلیت انعطاف بالایی در جهت مدلسازی ابعاد مختلف مسئله‌ی GEP دارد و به کمک آن می‌توان با شبیه‌سازی سایر عوامل، تأثیر آنها را روی نتایج مسئله‌ی GEP بررسی نمود. برخی زمینه‌های جدید که به کمک این مدل، در ادامه این کار تحقیقاتی می‌تواند مورد بررسی قرار گیرد عبارتند از :

- بررسی تأثیر اضافه شدن سایر بازارها (مانند بازار خدمات جانبی و بازار رزرو) روی نتایج مسئله‌ی GEP.
- مدلسازی بارهای حساس به قیمت و بررسی تأثیر آنها در بهبود تغییرات شدید قیمت بازار در افق برنامه‌ریزی.
- بررسی تأثیر تغییر عوامل اقتصادی مانند حداقل نرخ بازگشت جذاب و نرخ بهره بانکی روی نتایج مسئله‌ی GEP.

پیوست

$$f_{i,t}^{1}\left(C_{i,j},L_t,P_t(u),k_{i,t}\right)=\sum_{Days of the yeart}\left(24.C_{i,j}.k_{i,t}.P_t(u)\right) \quad (پ.۱)$$

که در آن $k_{i,t}$ (ضریب استفاده از واحد نوع i در سال t) برابر است با نسبت انرژی تولیدی توسط واحد نوع i در سال t (با توجه به بار شبکه و ترتیب قرار گرفتن واحدها روی منحنی تداوم بار) به کل انرژی قابل تولید توسط این واحد.

$$f_{i,t}^{2}\left(C_{i,j},L_t,u\right)=\sum_{Months of the year t}\left(C_{i,j}.CP\right) \quad (پ.۲)$$

که در آن CP عبارتست از قیمت ماهیانه‌ی ظرفیت و تابعی است از مقادیر ماهیانه‌ی پیش‌بینی شده برای پیک بار و ظرفیت آماده بگونه‌ای که در [15] آمده است.

$$f_{i,t}^{3}\left(C_{i,j},k_{i,t}\right)=\sum_{Months of the year t}\left(730.C_{i,j}.k_{i,t}.VC_{i,t}\right) \quad (پ.۳)$$

که در آن $VC_{i,t}$ عبارتست از هزینه‌ی متغیر تولید یک مگاوات ساعت انرژی توسط واحد نوع i در سال t.

$$f_{i,j}^{4}\left(C_{i,j}\right)=AP_{i,j}.\left(P/A,dr,T-j+1\right) \quad (پ.۴)$$

که در آن داریم : $AP_{i,j}$: اقساط سالیانه پرداختی بابت هزینه‌ی ثابت تولید واحد نوع i نصب شده در سال j که از رابطه (ض.۵) محاسبه می‌شود، dr : نرخ بهره با احتساب ریسک سرمایه‌گذاری (با در نظر گرفتن نرخ تورم)، T : طول دوره برنامه‌ریزی، $(P/A,dr,T-j+1)$: ضریب دستیابی به مقدار معادل چند قسط سالیانه از روی مقدار یک قسط [5].

$$AP_{i,j}=C_{i,j}.FC_{i,j}.\left(A/P,dr,LT_i\right) \quad (پ.۵)$$

که در آن داریم : $FC_{i,j}$: هزینه‌ی ثابت تولید یک مگاوات توسط واحد نوع i نصب شده در سال j ، LT_i : طول عمر مفید واحد نوع i ، $(A/P,dr,LT_i)$: ضریب دستیابی به اقساط سالیانه از روی مقدار کل هزینه‌ی سرمایه‌گذاری [5].

مراجع

[۱] گلدانی سعید رضا، رجبی مشهدی حبیب، قاضی رضا، "برنامه‌ریزی توسعه تولید یک شرکت برق در محیط تجدید ساختار با اعمال محدودیت‌های قابلیت اطمینان"، چهاردهمین کنفرانس مهندسی برق ایران، اردیبهشت ۱۳۸۵.

[۲] حسینی سید هادی، سیفی حسین، پارسا مقدم محسن، "روش نوین برنامه‌ریزی توسعه و جایابی نیروگاه‌ها با لحاظ کردن محدودیت خطوط انتقال"، دو فصلنامه استقلال، شماره ۱، شهریور ۱۳۸۴.

[۳] صالحی دوبخشری احمد، فتوحی فیروزآباد محمود، "برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی در حضور نیروگاه‌های بادی از نقطه نظر قابلیت اطمینان"، مجله انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران، سال پنجم، شماره اول، بهار و تابستان ۱۳۸۷.

[4] Kirschen, D., Strbac, G., "Fundamentals of Power System Economics", John Wiley & Sons, Ltd., 2004.

[5] Wang, X., McDonald, J. R., "Modern Power System Planning", McGraw-Hill Book Company, 1994.

[6] Visudhiphan, P., Skantze, P., Ilic, M., "Dynamic investment in electricity markets and its impact on system reliability", Energy Laboratory, MIT, paper MIT, EL 01-012 WP, July 2001.

[7] Jenkins, R.T., Joy, D.S., "Wien Automatic System Planning Package (WASP) - an electric utility optimal generation expansion planning computer code", Oak Ridge National Laboratory, ORNL-4945, July 1974.

[8] Kagiannas, A. G., Askounis, D. T., Psarras, J., "Power generation planning: a survey from monopoly to competition", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 26, pp 413-421, July 2004.

[9] Sheikh-El-Eslam, M. K., Moghaddam, M. P., Jadid, S., "Expansion planning in private generation companies: a practical method", IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 2006.

[10] Shayeghi, H., Pirayeshnegab, A., Jalili, A., Shayanfar, H. A., "Application of PSO technique for GEP in restructured power systems", Energy Conversion and Management, Vol. 50, No. 9, pp 2127-2135, Sep 2009.

[11] Ford, A., "Boom and Bust in Power Plant Construction: Lessons from the California Electricity Crisis", Journal of Industry, Competition and Trade, 2:1/2, pp 59-74, 2002.

[12] Assili, M., Javidi, M. H., Ghazi, R., "An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment", Energy Policy, Vol. 36, No. 10, pp 3703-3713, October 2008.

[13] Shayanfar, H. A., Saliminia Lahiji, A., Aghaei, J., Rabiee, A., "Generation expansion planning in pool market: a hybrid modified game theory and improved genetic algorithm", Energy Conversion and Management, Vol. 50, No. 5, pp 1149-1156, May 2009.

[14] Chen, S. L., Zhan, T. S., Tsay, M. T., "Generation expansion planning of the utility with refined immune algorithm", Electric Power Systems Research, Vol. 76, pp 251-258, January 2006.

[15] Botterud, A., Korpås, M., "A stochastic dynamic model for optimal timing of investments in new generation capacity in restructured power systems", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 29, pp 163-174, February 2007.

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.8- No.1- Spring & Summer 2011

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[16] Hani, Th., Bialek, J. W., Cherkaoui, R., "Modelling generation capacity margin as a dynamic control problem", IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp 18-22, June 2006.
[17] Kannan, S., Slochanal, S. M. R., Padhy, N. P., "Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning problem", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, pp 466-475, February 2005.
[18] David, A. K., Fushuan W., "Market power in generation markets", APSCOM, pp 242-248, October 2000.
[19] Pourakbari-Kasmaei, M., Rashidi-Nejad, M., Piltan, S., " A New Hybrid Heuristic Technique for Unit Commitment and Generation Scheduling", Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Vol.7,No. 2, pp 41-50,Fall & Winter 2010.
[20] Hourly data of the New England ISO, [Online]. Available: http://www.iso-ne.com/Historical_Data/

زیرنویس‌ها

[1] Generation expansion planning
[2] Stochastic dynamic model
[3] Regulator body
[4] Curse of dimensionality
[5] Uniform price auction
[6] Gross power pool
[7] Monthly drift
[8] Volatility
[9] Minimum attractive rate of return
[10] Salvage value
[11] Loss of load probability
[12] Expected energy not supplied

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

An Analytical Model for Generation Expansion Planning in Competitive Environment based on Dynamic Balance between Energy Supply and Demand

S. R. Goldani[1], H. Rajabi Mashhadi[2], R. Ghazi[3]

[1] PhD Student, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, Iran
sa_go29@stu-mail.um.ac.ir

[2] Associate Professor, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, Iran
h_mashhadi@um.ac.ir

[3] Professor, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, Iran
rghazi@um.ac.ir

Abstract:

Generation expansion planning (GEP) in the competitive environment of electric industry is an important and complex problem, which is normally performed for about the next 10-30 years horizon. This problem has presented a challenge for both market managers and suppliers regarding the safe provision of loads and acquiring minimum profit for suppliers over the planning interval. In this paper, the aim is to establish dynamic balance between energy supply and demand by adjustment and optimal design of GEP over the horizon of study such that the expected profit to be provided for generating plants. To do so, in this paper the uncertainties of demand and system capacity have been modelled through two stochastic processes. In addition, the market price dynamics and their mutual effects on the GEP are considered. Based on this model, the intention of private sectors and their influences on the obtained results are observable. This nonlinear dynamic problem is solved using an optimization method based on genetic algorithm. The efficiency and ability of the proposed method is examined on a test power system.

Keywords: Generation Expansion Planning, Power System Restructuring, Market Price, Genetic Algorithm, Planning Under Uncertainty.

Submission date: 2 Mar., 2009

Acceptance date: 7 Mar., 2011

Corresponding author: Habib Rajabi Mashhadi

Corresponding author's address: Department of Electrical Engineering, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, IRAN, Postcode: 9177948944.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]