برنامه‌ریزی دینامیک توسعه انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته با در نظر گرفتن پاسخ‌گویی بار

کاظم عاملی[۱]، دانشجوی دکتری، محمد رضا آقاابراهیمی[۲]، استاد، حمید فلقی[۳]، دانشیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه بیرجند - بیرجند - ایران
k_ameli@birjand.ac.ir –
۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه بیرجند - بیرجند - ایران
aghaebrahimi@birjand.ac.ir –
۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه بیرجند - بیرجند - ایران
falaghi@birjand.ac.ir –

چکیده: تجدید ساختار و مقررات‌زدایی، برنامه‌ریزی سیستم قدرت را متحول کرده، اهداف و چالش‌های جدیدی را خصوصاً در زمینه برنامه‌ریزی توسعه انتقال (TEP) ایجاد کرده است. از طرفی رشد تقاضا و کمبود منابع انرژی و سرمایه‌گذاری برای گسترش سیستم قدرت باعث شده است پاسخ‌گویی بار (DR) مورد توجه ویژه‌ای قرار گیرد. در این مقاله برنامه‌ریزی توسعه انتقال چند هدفه دینامیک تحت محدودیت‌های قابلیت اطمینان در محیط بازار با توجه به برنامه‌های فروش دیماند و پیشنهادهای وابسته به قیمت در بازار روز بعد انجام می‌شود. نوآوری‌های مقاله حاضر عبارت‌اند از: ۱- مشارکت برنامه‌های فروش دیماند و پیشنهادهای وابسته به قیمت در برنامه‌ریزی توسعه انتقال، ۲- مدل‌سازی جدید بازار عمده‌فروشی برق با مشارکت مستقیم برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و ۳- یافتن مقدار بهینه مورد نیاز فروش دیماند در هر سال برای تک‌تک باس‌ها که می‌تواند به عنوان سیگنال از جانب نهاد تنظیم بازار به تأمین‌کنندگان DR ارسال شود تا در برنامه‌ریزی درازمدت آن‌ها لحاظ گردد. الگوریتم پیشنهادی بر روی شبکه ۲۴ باسه IEEE اجرا و مزیت‌های آن از جمله کاهش هزینه سرمایه‌گذاری، کاهش تراکم و افزایش قابلیت اطمینان نشان داده شده است.

واژه های کلیدی: بهینه‌سازی چند هدفه، برنامه‌ریزی توسعه انتقال (TEP)، پاسخ‌گویی بار (DR)، جستجوی هارمونی.

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۶/۰۳/۱۹
تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۶/۰۸/۲۰
نام نویسنده‌ی مسئول : محمد رضا آقاابراهیمی
نشانی نویسنده‌ی مسئول : بیرجند - دانشگاه بیرجند - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]

مجموعه‌ها:

G: مجموعه کل ژنراتورها

G_n: مجموعه ژنراتورهای متصل به باس n

D: مجموعه کل بارها

D_n: مجموعه بارهای متصل به باس n

N_b: مجموعه باس‌های سیستم

Ψ: مجموعه پیشامدهای n-1

متغیرها:

SW: رفاه اجتماعی

$SW_{wc}^{N_y}$: رفاه اجتماعی در سال N_y همراه با قیود انتقال

$SW_{woc}^{N_y}$: رفاه اجتماعی در سال N_y بدون قیود انتقال

B_d: تابع سود مصرف‌کنندگان

C_g: تابع هزینه تولیدکنندگان

p_d^i: کل تقاضا در باس i

p_{dPT}^i: بخش قیمت‌پذیر بار در باس iام

$p_{dPT}^{i,\max}$: حداکثر بخش قیمت‌پذیر بار در باس iام

p_{dDR}^i: بخش قیمت پاسخ‌گوی بار در باس iام

$p_{dDR}^{i,\max}$: حداکثر بخش قیمت پاسخ‌گوی بار در باس iام

p_{dCR}^i: بار شرکت‌کننده در DB در باس iام

$p_{dCR}^{i,\max}$: حداکثر بخش شرکت‌کننده در DB در باس iام

α_{CR}^i: نسبت حداکثر بار شرکت‌کننده در DB به بار قیمت‌پذیر باس iام

α_{DR}^i: نسبت حداکثر بار قیمت پاسخگو به بار قیمت‌پذیر باس iام

p_{dSH}^i: بخش قطع شده بار در باس iام

$p_{dSH}^{i,mn}$: بخش قطع شده بار در باس i هنگام قطع خط بین m و n

A_i, B_i: ضرایب منحنی بار شرکت‌کننده در برنامه DR در باس iام

$VOLL_{dSH}^i$: قیمت بار قطع شده در باس iام

$VOLL_{dCR}^i$: قیمت بار پیشنهاد دهنده قطع در باس iام

p_g^i: توان اکتیو تولیدی ژنراتور iام

$p_g^{i,\max}$: بیشترین توان اکتیو تولیدی ژنراتور iام

$p_g^{i,\min}$: کمترین توان اکتیو تولیدی ژنراتور iام

q_g^i: توان راکتیو تولیدی ژنراتور iام

$q_g^{i,\max}$: بیشترین توان راکتیو تولیدی ژنراتور iام

$q_g^{i,\min}$: کمترین توان راکتیو تولیدی ژنراتور iام

$S_{ij}^{\max}$: بیشترین توان قابل انتقال از خط بین باس‌های i و j

a_g, b_g, c_g: ضرایب تابع قیمت ژنراتورها

$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$: عنصر i و j در ماتریس ادمیتانس سیستم

IC^T: هزینه سرمایه‌گذاری کل

IC_{N_y}: هزینه سرمایه‌گذاری در سال N_y

$c_{ij}^{N_y}$: هزینه خط اضافه شده بین باس‌های i و j در سال N_y

$n_{ij}^{N_y}$: تعداد خط اضافه شده بین باس‌های i و j در سال N_y

CC^T: هزینه تراکم کل

CC_{N_y}: هزینه تراکم در سال N_y

LCC_0: کل هزینه بارهای قطع شده در شرایط کار عادی

LCC_1: کل هزینه بارهای قطع شده در شرایط کار تک پیشامد

d: نرخ تنزیل بانکی

۱- مقدمه

در سیستم‌های قدرت تنظیم شده، برنامه‌ریزی توسعه انتقال (TEP)[1] به طور سنتی در قالب یک مسئله بهینه‌سازی با هدف کمینه کردن هزینه ساخت خطوط جدید با حفظ قابلیت اطمینان طرح می‌شود، حال آنکه در محیط مقررات‌زدایی شده اهداف TEP متفاوت هستند [1]. هدف اصلی در سیستم‌های تجدید ساختار یافته ایجاد محیطی عادلانه و رقابتی برای افزایش منافع شرکت‌کنندگان در بازار (حداکثر نمودن رفاه اجتماعی به جای رویکرد کلاسیک کمترین هزینه)، در عین حفظ قابلیت اطمینان و سایر محدودیت‌ها است [2]. در ادامه به موارد مهمی که در TEP به آن‌ها پرداخته می‌شود اشاره می‌گردد.

قابلیت اطمینان یکی از موارد مهم در برنامه‌ریزی، طراحی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت است. شایع‌ترین شاخص‌های قابلیت اطمینان به کار رفته در مقالات TEP، قطعی مورد انتظار بار (LOLE) [3]، انرژی مورد انتظار تغذیه نشده (EENS)[2] [4]، هزینه قطع بار (LOLC)[3] [5] و معیارهای تک پیشامد (N-1) [6, 7, 8, 9] هستند.

از نظر افق زمانی، برنامه‌ریزی به شکل‌های استاتیک و دینامیک انجام می‌شود. در برنامه‌ریزی استاتیک طرح مطلوب برای سال افق تعیین و همه تجهیزات جدید در همان سال نصب می‌شوند؛ اما در برنامه‌ریزی دینامیک، افق چند ساله است و تجهیزات جدید برای هر سال مشخص می‌شوند. به نظر می‌رسد برنامه‌ریزی دینامیک بهتر و ارزان‌تر باشد، اما پیچیده و وقت‌گیر است. مراجع [1, 2, 6, 7, 10, 11] برنامه‌ریزی استاتیک و [12, 8, 5, 13] دینامیک انجام داده‌اند.

در مسئله برنامه‌ریزی، برای شبیه‌سازی سیستم قدرت مدل‌های AC و DC وجود دارند. مدل AC کامل و عملی است و از روابط غیرخطی استفاده می‌کند، لذا پیچیده است. مدل DC روابط خطی پخش بار مستقیم را به کار می‌برد، لذا ساده است، اما توان راکتیو را لحاظ نمی‌کند، طرح حاصل از آن باید تقویت شود و در نظر گرفتن تلفات در آن دشوار است. مدل AC مزایایی از قبیل امکان در نظر گرفتن توان راکتیو، تلفات، تجهیزات غیرخطی مانند ادوات FACTS و همچنین امکان انجام انواع دیگر مطالعات مانند پایداری را دارد؛ اما این مدل به مسئله غیرخطی پیچیده‌ای منجر می‌شود که روشی کارآمد برای حل آن لازم است. در مقالات بیشتر مدل DC به کار رفته است. مراجع [2, 12, 6, 8] مدل DC و [4, 14] مدل AC به کار برده‌اند.

اگر چه مفهوم تراکم[4]، از پیش در سیستم‌های قدرت وجود داشته اما این واژه هم‌زمان با تجدید ساختار صنعت برق از علوم اقتصادی به سیستم‌های قدرت وارد شده است. تراکم طبق تعریف به معنی استفاده

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

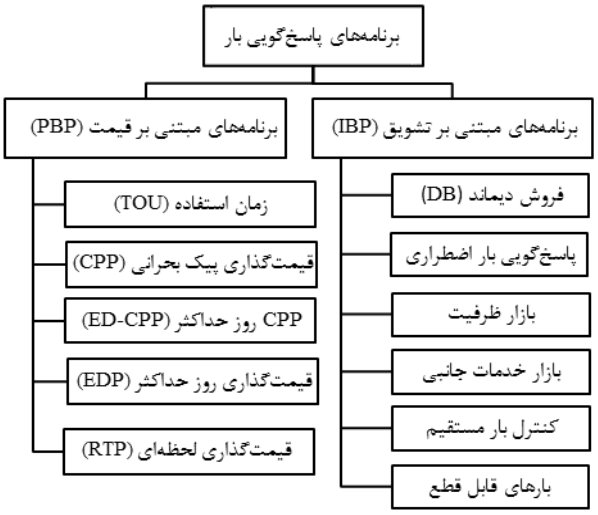
[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]

از شبکه انتقال خارج از محدوده‌های مجاز بهره‌برداری است. هر گونه محدودیت و یا تنگنا در شبکه‌های انتقال از رقابت کامل بین شرکت‌کنندگان در بازار جلوگیری می‌کند؛ بنابراین به حداقل رساندن سطح تراکم، می‌تواند بازار برق رقابتی‌تر را در پی داشته و رفاه اجتماعی را حداکثر کند. در [2] هزینه تراکم خط به صورت حاصل‌ضرب توان انتقالی خط در تفاضل قیمت‌های حاشیه‌ای محلی (LMP)[5] باس‌های دو سر آن تعریف شده است. هزینه تراکم کل شبکه از جمع هزینه خطوط محاسبه شده و در انتخاب طرح بهینه، کاهش آن مد نظر بوده است. در [15] و [16] هزینه تراکم به صورت تفاوت هزینه با و بدون محدودیت‌های انتقال تعریف شده است.

پاسخ‌گویی بار (DR)[6] انواع متعددی از منابع اصلاح بار با وظایفی متفاوت را شامل می‌شود. برنامه‌های DR در چند دهه اخیر، از برنامه‌هایی برای کاهش بار در مواقع اضطراری به برنامه‌های پیچیده‌تر با قابلیت ارائه طیف وسیعی از خدمات تکامل یافته‌اند [17]. پاسخ‌گویی بار این‌گونه تعریف می‌شود: تغییرات مصرف برق مشتریان انتهایی نسبت به الگوی مصرف عادی‌شان در پاسخ به تغییرات قیمت و یا پرداخت‌های تشویقی برای مصرف کمتر هنگام بالا بودن قیمت‌های بازار عمده‌فروشی و یا در خطر بودن قابلیت اطمینان سیستم [18, 19]. مزایای پاسخ‌گویی بار به سه دسته کلی تقسیم می‌شوند: بهره‌وری اقتصادی، قابلیت اطمینان و مزایای زیست محیطی. توانایی پاسخ گویی بار در کاهش استفاده از منابع گران قیمت تولید بار پیک و همچنین تأخیر و یا اجتناب از ساخت ظرفیت‌های جدید با مسطح کردن منحنی تقاضا، منافع اقتصادی زیر را عاید همه بازیگران بازار می‌کند: قیمت‌های پایین‌تر و جلوگیری از تغییرات سریع آن، افزایش بازده سیستم و کاهش توانایی تولیدکنندگان در اعمال قدرت بازار. منابع پاسخ‌گویی بار می‌توانند توسط اپراتورها برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم در شرایط اضطراری فراخوانده شوند. مشارکت بار حوضچه منابع قابلیت اطمینان در دسترس اپراتورها را عمق بخشیده، انعطاف‌پذیری سیستم را می‌افزاید تا افزایش عدم‌قطعیت به خاطر منابع تولید متغیر مانند باد و خورشید را مدیریت کنند [20]. مزایای زیست محیطی DR عمدتاً شامل جایگزینی منابع سوخت فسیلی با منابع پاسخ‌گویی بار است که می‌تواند انتشار گازهای گلخانه‌ای را کاهش قابل ملاحظه‌ای دهد [21].

شکل (۱) انواع برنامه‌های پاسخ‌گویی بار را نشان می‌دهد. طراحی نرخ (به ویژه قیمت‌گذاری زمان استفاده[7]) و برنامه‌های تشویقی، طرح‌های استاندارد پاسخ‌گویی بار در بیشتر شرکت‌های برق عمودی بودند. پس از تجدید ساختار و ایجاد بازارهای رقابتی، اکنون پاسخ‌گویی بار به طور کامل در بازارهای مختلف برق ادغام شده و در سه عرصه بازارهای انرژی، ظرفیت و خدمات جانبی ایفای نقش می‌کند [17].

پیش از تجدید ساختار، شرکت‌های برق برنامه‌های پاسخ‌گویی بار را برای جلوگیری از خاموشی و یا کنترل هزینه‌ها در دوره اوج انجام می‌دادند، اما با گسترش بازارهای عمده‌فروشی، ارائه‌دهندگان



شکل (۱) انواع برنامه‌های پاسخ‌گویی بار

پاسخ‌گویی بار قادرند به صورت مداوم در بازار شرکت کنند تا قیمت تسویه و نوسانات آن را کاهش و کشش تقاضا را بهبود بخشند.

در بازارهای برق آمریکا چارچوب قانونی لازم برای رفتار با پاسخ‌گویی بار به شیوه‌ای قابل مقایسه با منابع تولید فراهم شده است به گونه‌ایکه در بازار انرژی ارائه‌دهندگان پاسخ‌گویی بار می‌توانند کاهش بار خود را به طور مستقیم به بازار روز بعد یا بازار لحظه‌ای پیشنهاد قیمت دهند. اگر پیشنهاد کمتر از قیمت تسویه بازار بود بار توسط اپراتور سیستم قطع شده و قیمت کامل بازار انرژی به آن‌ها پرداخت می‌شود [17]. این همان برنامه فروش دیماند (DB)[8] در شکل (۱) است که در مقاله حاضر به کار رفته است. روش دیگر، ارائه پیشنهادهای وابسته به قیمت توسط سمت تقاضا است تا بتواند بر اساس قیمت میزان مصرف خود را تنظیم کند. این مخصوص مصرف‌کنندگانی است که قادر به جابجایی برخی مصارف خود از زمان قیمت بالا به سایر اوقات هستند.

در [22] و [23] برنامه کنترل بار مستقیم (DLC)[9] در محیط عمودی به کار رفته است که در آن تعیین قیمت بار قطع شده از چالش‌های پیش روی محققان است. [1] یک مدل اقتصادی غیرخطی بارهای پاسخگو بر پایه کشش قیمتی تقاضا ارائه داده است. تمرکز این مقاله بر روی برنامه‌های DLC و پاسخ‌گویی بار اضطراری هر دو به عنوان برنامه‌های داوطلبانه است. در این مقاله پاسخ‌گویی بار به طور مستقیم در شبیه‌سازی بازار و به دست آوردن قیمت وارد نشده‌اند. در [24] و [25] برنامه پاسخ‌گویی بار مبتنی بر تشویق (IBDR)[10] و در محیط عمودی است. در [26] برنامه‌ریزی در سطح شبکه توزیع انجام شده است. در این مقاله هزینه مشارکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مشخص نشده است و محیط شبیه‌سازی شده بازار برق نیست. در [27] برای مسئله برنامه‌ریزی توسعه سیستم توزیع در درازمدت، برنامه‌های DR به شکل منابع مجازی و پراکنده مدل شده‌اند. در [28] برنامه‌های IBDR اجرا شده است. در هر سه مقاله اخیر تقاضا الاستیک با ضریبی متغیر در بازه‌های زمانی مختلف بار فرض شده است. در تمام مراجع فوق پاسخ‌گویی بار از نوع DB نبوده و همچنین

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]

در مورد مقدار بهینه مشارکت پاسخ‌گویی بار اظهار نظری نشده است.

همان‌گونه که ذکر شد مقررات‌زدایی از صنعت برق اهداف جدیدی پیش روی طراحان قرار داده است. بهینه‌سازی چند هدفه ابزاری مناسب برای پرداختن به اهداف مختلف ناسازگار با روابط متضاد و یا بدون هرگونه رابطه ریاضی با یکدیگر است. TEP چندهدفه را می‌توان با روش‌های ریاضی و الگوریتم‌های تکاملی (EAها[11]) حل کرد. در [1] یک TEP چندهدفه احتمالی با ترکیب برنامه‌های پاسخ تقاضا معرفی شده است. هزینه‌های سرمایه‌گذاری، تراکم، ریسک و کل هزینه‌های تشویقی برای شرکت در برنامه‌های پاسخ تقاضا، به عنوان هدف در نظر گرفته شده‌اند. در [11] هزینه‌های سرمایه‌گذاری، قابلیت اطمینان و تراکم اهداف مسئله هستند و بهینه‌سازی با الگوریتم NSGA II[12] انجام شده و پاسخ نهایی بهینه توسط آنالیز تصمیم‌گیری فازی به دست آمده است. [13]، مانند [11] است اما توسعه دینامیک انجام داده است.

بر اساس مطالب فوق در این مقاله، چارچوبی کلی برای برنامه‌ریزی توسعه انتقال چند هدفه دینامیک ارائه شده است. به حداقل رساندن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و تراکم در عین برآورده شدن کفایت سیستم به عنوان اهداف در نظر گرفته شده‌اند. برنامه‌ریزی در محیط بازار با در نظر گرفتن پاسخ‌گویی بار و با استفاده از مدل AC انجام شده است. برای پیدا کردن ناحیه بهینه پارتو روشی جدید مبتنی بر الگوریتم جستجوی هارمونی NSHS[13] پیشنهاد شده است و تصمیم‌گیری نهایی با کمک روش فازی انجام خواهد شد. نوآوری‌های این مقاله عبارت‌اند از: (۱) استفاده مستقیم از برنامه DB در شبیه‌سازی بازار عمده‌فروشی (۲) مشارکت سمت تقاضا از طریق پیشنهادهای وابسته به قیمت (۳) تعیین مقدار بهینه DB در هر باس برای هر سال از افق که می‌تواند در برنامه‌ریزی درازمدت تأمین‌کنندگان DR به کار رود. در این مقاله فرض شده است که شبکه‌های انتقال توسط یک نهاد تنظیم (ارائه‌دهنده انتقال) با هدف حداکثر کردن رفاه اجتماعی تحت قیود قابلیت اطمینان مدیریت شده و گسترش می‌یابند. به عدم‌قطعیت‌ها در این مقاله پرداخته نشده است. برنامه‌ریزی توسعه انتقال بر اساس بار پیک انجام شده است زیرا سیستم انتقال باید بتواند در پیک بار درست عمل نماید. اساساً مشکلاتی مانند تراکم و قطع اجباری بار (به سبب کمبود تولید یا محدودیت‌های انتقال) معمولاً در بار پیک رخ می‌دهند [25]. همچنین پاسخ‌گویی بار نیز در ساعات پیک که قیمت بازار بالا می‌رود فعال می‌شود. در ادامه مدل‌سازی بازار، اهداف برنامه‌ریزی، بهینه‌سازی چند هدفه، الگوریتم پیشنهادی و نتایج آمده‌اند.

۲- مدل‌سازی بازار

در سیستم‌های قدرت مقررات‌زدایی شده، اپراتور مستقل سیستم (ISO)[14] تولید ژنراتورها را طوری تقسیم می‌کند که بار با حداقل هزینه با حفظ امنیت و کیفیت تأمین شود. در این بخش مکانیسم تسویه بازار تشریح می‌شود که پیشنهادهای هر دو طرف عرضه و تقاضا را می‌پذیرد و محدودیت‌هایی را که پیش رو گذاشته‌اند به حساب می‌آورد. این یک بازار روز بعد با پیشنهادهای ترکیبی و با هدف حداکثر کردن رفاه اجتماعی است. لذا اپراتور باید برای تعیین برنامه‌های تولید و مصرف بهینه و همچنین قیمت تسویه بازار بهینه‌سازی انجام دهد. فرض بر این است که واحد تولید حدی برای تسویه استفاده شود تا ژنراتورها به پیشنهاد هزینه‌های واقعی خود تشویق شوند.

۲-۱- مدل بار با در نظر گرفتن پاسخ‌گویی بار

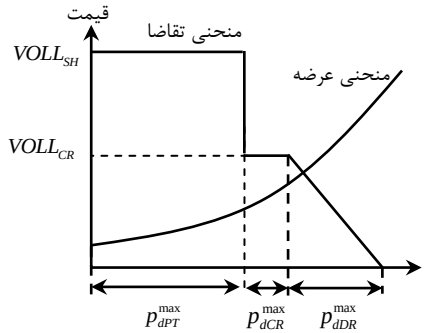
مدل کردن صحیح چگونگی پاسخ مصرف‌کنندگان به قیمت انرژی الکتریکی ضروری است. شکل (۲) منحنی‌های عرضه و تقاضای به کار رفته در این مطالعه را نشان می‌دهد [29]. بخشی از تقاضا ($p_{dDR}^{\max}$) تا سطح قیمت خاص ($VOLL_{CR}$)[15] پاسخگو به قیمت فرض می‌شود. یعنی این بخش از طریق پیشنهادهای وابسته به قیمت در بازار شرکت می‌کند. بخش دیگر ($p_{dCR}^{\max}$) همان بخش شرکت‌کننده در DB است که مستقیماً به بازار پیشنهاد قطع در قیمت $VOLL_{CR}$ را می‌دهد.

همه مصرف‌کنندگان توانایی یا انگیزه برای تنظیم تقاضای خود به عنوان تابعی از قیمت را ندارند؛ بنابراین بخشی از تقاضا بی‌کشش باقی خواهد ماند. این قسمت ($p_{dPT}^{\max}$) بخش قیمت‌پذیر است که در هر قیمتی باید تأمین شود. البته فرض شده است اپراتور سیستم سقف قیمتی برابر ارزش بار از دست رفته ($VOLL_{SH}$) دارد که حداکثر قیمت بازار لحظه‌ای است [30]. در نهایت آخرین قسمت ($p_{dSH}^{\max}$) بخشی است که سیستم قادر به تأمین آن نیست و یا بر اثر فراتر رفتن قیمت از $VOLL_{SH}$ اپراتور سیستم با قطع و کاهش بخش ثابت بارها مداخله کند. برای هر باس i مقادیر p_{dDR}^{i} ، p_{dCR}^{i} و p_{dSH}^{i} طی فرآیند بهینه‌سازی که توسط ISO انجام می‌شود، تعیین می‌شوند و داریم:

$$p_d^i = (p_{dPT}^{i,\max} - p_{dSH}^i) + (p_{dCR}^{i,\max} - p_{dCR}^i) + p_{dDR}^i \qquad (۱)$$

۲-۲- تابع هدف برای مدل‌سازی بازار

همان‌طور که ذکر شد هدف، حداکثر نمودن رفاه اجتماعی یعنی تفاوت بین ارزش مصرف‌کنندگان برای انرژی الکتریکی خریداری شده و هزینه تولید این انرژی است. تابع سود یا ارزش مصرف‌کنندگان با توجه به برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بار قطع شده عبارت است از [29, 31]:



شکل (۲) منحنی‌های عرضه تقاضا

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]

$$B_d = \sum_{i\in D}(p_{dPT}^{i,\max} - p_{dSH}^{i})*VOLL_{SH}^{i} + \sum_{i\in D} p_{dDR}^{i}(A_i + 0.5B_i p_{dDR}^{i}) + \sum_{i\in D}(p_{dCR}^{i,\max} - p_{dCR}^{i})*VOLL_{CR} \quad (۲)$$

جمله اول مازاد ناخالص مصرف‌کنندگان قیمت‌پذیر است. عبارت داخل پرانتز در جمله اول مقدار بار قیمت‌پذیر تأمین شده را نشان می‌دهد. جمله دوم مازاد ناخالص مصرف‌کنندگان قیمت پاسخگو و جمله سوم مازاد ناخالص بار شرکت‌کننده در DB است که قطع نشده است. $p_{dCR}^{i,\max}$ و $p_{dDR}^{i,\max}$ عموماً به شکل نسبتی از بار قیمت‌پذیر بیان می‌شوند:

$$p_{dCR}^{i,\max} = \alpha_{CR}^{i}\, p_{dPT}^{i,\max} \quad (۳)$$

$$p_{dDR}^{i,\max} = \alpha_{DR}^{i}\, p_{dPT}^{i,\max} \quad (۴)$$

ضرایب α_{CR}^{i} و α_{DR}^{i} نسبت مشارکت پاسخ‌گویی بار در هر باس را برحسب بار قیمت‌پذیر نشان می‌دهند. در این مقاله این ضرایب بر اساس بازارهای برق آمریکا برابر ۰/۰۷ در نظر گرفته شده‌اند [17]. تابع هزینه تولیدکنندگان نیز به صورت زیر است:

$$C_g = \sum_{i\in G}(a_g^i p_g^{i\,2} + b_g^i p_g^i + c_g^i) + \sum_{i\in D} p_{dCR}^{i} VOLL_{dCR}^{i} + \sum_{i\in D} p_{dSH}^{i} VOLL_{dSH}^{i} \quad (۵)$$

در رابطه فوق جمله اول تابع هزینه ژنراتورها، جملات دوم و سوم هزینه صرف شده برای قطع بارهای DB و اجباری هستند. هدف حداکثر کردن رفاه اجتماعی است. یعنی:

$$\max SW = B_d - C_g \quad (۶)$$

۲-۲-۱- محدودیت‌ها

محدودیت‌های به کار رفته عبارت‌اند از [31]:

$$\sum_{i\in G_n} p_g^i - \sum_{i\in D_n}[(p_{dPT}^{i,\max} - p_{dSH}^{i}) + (p_{dCR}^{i,\max} - p_{dCR}^{i}) + p_{dDR}^{i}] - \sum_{j\in N_b}\left[G_{ij}(v_i^2 - v_i v_j \cos(\delta_{ij})) - B_{ij} v_i v_j \sin(\delta_{ij}))\right] = 0 \quad (۷)$$

$$\sum_{i\in G_n} q_g^i - \sum_{i\in D_n}[(q_{dPT}^{i,\max} - q_{dSH}^{i}) + (q_{dCR}^{i,\max} - q_{dCR}^{i}) + q_{dDR}^{i}] - \sum_{j\in N_b}\left[-B_{ij}(v_i^2 - v_i v_j \cos(\delta_{ij})) - G_{ij} v_i v_j \sin(\delta_{ij}))\right] = 0 \quad (۸)$$

$$\left[G_{ij}(v_i^2 - v_i v_j \cos(\delta_{ij})) - B_{ij} v_i v_j \sin(\delta_{ij}))\right]^2 + \left[-B_{ij}(v_i^2 - v_i v_j \cos(\delta_{ij})) - G_{ij} v_i v_j \sin(\delta_{ij}))\right]^2 \le S_{ij}^{\max^2} \quad (۹)$$

$$0 \le p_{dDR}^{i} \le p_{dDR}^{i,\max} \quad (۱۰)$$

$$0 \le p_{dCR}^{i} \le p_{dCR}^{i,\max} \quad (۱۱)$$

$$0 \le p_{dSH}^{i} \le p_{dSH}^{i,\max} \quad (۱۲)$$

$$q_{dPT}^{i} = tg\varphi_i\, p_{dPT}^{i} \quad (۱۳)$$

$$q_{dDR}^{i} = tg\varphi_i\, p_{dDR}^{i} \quad (۱۴)$$

$$q_{dCR}^{i} = tg\varphi_i\, p_{dCR}^{i} \quad (۱۵)$$

$$q_{dSH}^{i} = tg\varphi_i\, p_{dSH}^{i} \quad (۱۶)$$

$$p_g^{i,\min} \le p_g^{i} \le p_g^{i,\max} \quad (۱۷)$$

$$q_g^{i,\min} \le q_g^{i} \le q_g^{i,\max} \quad (۱۸)$$

$$v^{\min} \le v_i \le v^{\max} \quad (۱۹)$$

$$-2\pi \le \delta_i \le 2\pi \quad (۲۰)$$

روابط ۷ و ۸ محدودیت تعادل توان در هر باس، رابطه ۹ حد توان عبوری از هر خط و روابط ۱۰-۱۲ مقادیر حداکثر بخش‌های قیمت پاسخگو، شرکت‌کننده در DB و قطع شده تقاضا را نشان می‌دهند. روابط ۱۳-۱۶ ثابت بودن ضریب توان بار، ۱۷ و ۱۸ حداقل و حداکثر تولید و ۱۹ و ۲۰ حدود اندازه و زاویه ولتاژ باس‌ها را نشان می‌دهند.

۳- اهداف برنامه‌ریزی

هدف اصلی TEP فراهم کردن محیطی رقابتی، غیر تبعیض‌آمیز و قابل اعتماد برای همه با کمترین هزینه است، پس باید اهداف طوری تعریف شوند که رقابت، سطح قابلیت اطمینان و هزینه‌های سرمایه‌گذاری را نشان دهند. اهداف زیر در این مقاله بکار رفته‌اند.

۳-۱- هزینه سرمایه‌گذاری

توجیه هزینه در محیط رقابتی بسیار مهم است. لذا اهداف برنامه‌ریزی باید هزینه‌های توسعه شبکه را به حساب آورند و حداقل کنند. بر اساس روش‌های برنامه‌ریزی ارزش محور، طرحی که باعث بهبود شاخص‌های برنامه‌ریزی با حداقل هزینه شود مطلوب است. بنابراین، ارزش فعلی کل هزینه سرمایه‌گذاری در طول بازه برنامه‌ریزی به شرح زیر به عنوان اولین هدف انتخاب شده است:

$$\min f_1 = IC^T \quad (۲۱)$$

$$IC^T = \sum_{N_y=1}^{5} \frac{IC_{N_y}}{(1+d)^{N_y-1}} \quad (۲۲)$$

$$IC_{N_y} = \sum_{(i,j)\in N_b} c_{ij}^{N_y} n_{ij}^{N_y} \quad (۲۳)$$

۳-۲- هزینه تراکم

همان‌طور که قبلاً ذکر شد، به حداقل رساندن هزینه تراکم یکی از اهداف و مقاصد جدید در برنامه‌ریزی سیستم قدرت است. هزینه تراکم تابعی از سطح تراکم و مدت زمان آن در شبکه است. در اینجا هزینه تراکم در اوج بار شبکه در افق برنامه‌ریزی محاسبه شده و سعی می‌شود به عنوان یکی از اهداف مسئله به حداقل رسانده شود. لذا با شبیه‌سازی بازار یک بار بدون محدودیت‌های انتقال و بار دیگر با وجود این محدودیت‌ها رفاه اجتماعی در دو حالت محاسبه شده است. هزینه تراکم برابر تفاضل رفاه اجتماعی در دو حالت فوق است:

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]

$$\min f_2 = CC^T \quad (۲۴)$$

$$CC^T = \sum_{N_y=1}^{5} \frac{CC_{N_y}}{(1+d)^{N_y-1}} \quad (۲۵)$$

$$CC_{N_y} = SW_{wc}^{N_y} - SW_{woc}^{N_y} \quad (۲۶)$$

۳-۳- هزینه قطع بار

در شرایط اضطراری، پیکربندی خوب شبکه می‌تواند به جلوگیری از قطع بار کمک کند. ارائه شبکه‌ای قابل اعتماد تحت پیشامدهای سیستم یکی از اهداف برنامه‌ریزی توسعه انتقال است. این مقاله، تعریف NERC[۱۶] امنیت (امنیت یک پیشامدی یا N-1) را استفاده کرده است [11]. مجموع هزینه مورد انتظار قطع بار در حالت عادی و پیشامدها به عنوان معیار قابلیت اطمینان و هدف سوم در نظر گرفته شده است:

$$\min f_3 = LCC_0 + LCC_1 \quad (۲۷)$$

$$LCC_0 = \sum_{N_y=1}^{5} \sum_{i \in N_b} p_{dSH}^{i} VOLL_{dSH}^{i} \quad (۲۸)$$

$$LCC_1 = \sum_{N_y=1}^{5} \sum_{mn \in \psi} \sum_{i \in N_b} p_{dSH}^{imn} VOLL_{dSH}^{i} \quad (۲۹)$$

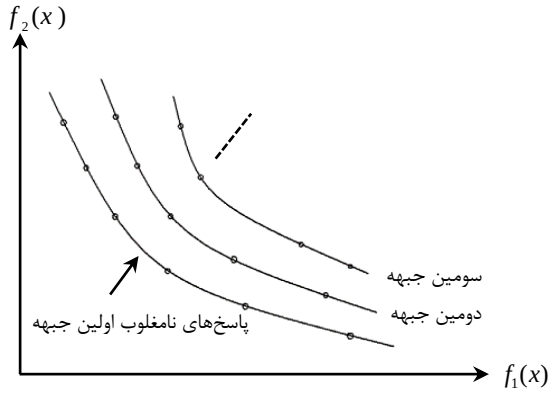
فرمول‌بندی فوق به راحتی قابل تغییر برای ترکیب احتمال پیشامدها است. اگر چه می‌توان برای محدود کردن زمان محاسبات در برنامه‌ریزی مقیاس بزرگ انتقال، انتخاب پیشامد را با روش مناسب انجام داد، در مطالعه موردی ارائه شده تمام پیشامدها استفاده شده است. باید توجه داشت که فرمول‌بندی فوق دو مزیت دارد: اول، مسئله بهینه‌سازی به دلیل حضور قطع بار همیشه امکان‌پذیر خواهد شد و دوم، تعریف معیارهای قابلیت اطمینان به عنوان یک هدف اجازه خواهد داد که تصمیم‌گیرنده یک تجزیه و تحلیل هزینه فایده اجرا کند.

۴- بهینه‌سازی چند هدفه

در حال حاضر، انواع مختلف روش‌های سنتی و الگوریتم‌های تکاملی برای حل مسائل چند هدفه وجود دارند. روش‌های سنتی دارای محدودیت‌هایی مانند نیاز به اجرای چند باره برای پیدا کردن عناصر مجموعه بهینه پارتو، نیاز به دانش تخصصی در مورد مسئله‌ای که باید حل شود و حساسیت به شکل و یا پیوستگی جبهه پارتو هستند که این باعث اقبال بیشتر به الگوریتم‌های تکاملی می‌شود [32].

۴-۱- روش جستجوی هارمونی مرتب‌سازی نامغلوب NSHS

ایده اصلی الگوریتم NSHS مانند NSGA II طبقه‌بندی جمعیتی پاسخ‌ها به تعدادی جبهه نامغلوب است که در آن نخستین جبهه (سطح ۱) مجموعه‌ای از پاسخ‌های نامغلوب در کل جمعیت است، جبهه دوم (سطح ۲) مجموعه‌ای از پاسخ‌های نامغلوب در جمعیت با



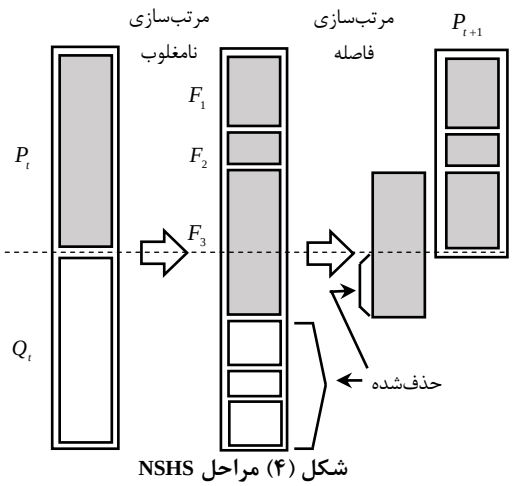
شکل (۳) طبقه‌بندی جمعیت به k جبهه نامغلوب

نادیده گرفتن سطح اول است و به همین ترتیب تا زمانی که کل جمعیت طبقه‌بندی شوند. این ایده در شکل (۳) با سه سطح نشان داده است. سپس این جمعیت رتبه‌بندی شده بر اساس قوانین تولید هارمونی جدید در روش HS که در بخش بعد توضیح داده می‌شوند تکثیر شده و مجدداً طبقه‌بندی می‌شود.

شکل (۴) روند یک تکرار NSHS را نشان می‌دهد. ابتدا، مجموعه‌ای از گزینه‌های جدید (Q_t) به کمک جمعیت قبلی (P_t) تولید می‌شود. سپس جمعیت ترکیب شده ($R_t = P_t \cup Q_t$) با اندازه 2N طبقه‌بندی و مرتب می‌شود (N اندازه جمعیت نخستین است). از آنجا که این فرآیند شامل تمام پاسخ‌های قبلی است، نخبه‌گرایی تضمین شده است [33].

۴-۱-۱- روش HS در تعیین جمعیت جدید

الگوریتم فرابتکاری HS مانند سایر الگوریتم‌های فرابتکاری با الهام از طبیعت ابداع شده است. این الگوریتم مبتنی بر فرآیند طبیعی اجرای موسیقی است. همان‌طور که نوازنده دنبال بهترین هارمونی است فرآیند بهینه‌سازی نیز برای یافتن پاسخ بهینه سراسری (تعیین شده توسط تابع هدف) جستجو می‌کند. هارمونی در موسیقی شبیه بردار پاسخ در بهینه‌سازی و بداهه‌نوازی موسیقیدان شبیه طرح‌های جستجوی محلی و سراسری در تکنیک‌های بهینه‌سازی است. در روند



شکل (۴) مراحل NSHS

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]

تولید موسیقی، موسیقیدان نت‌های مختلف را از بین کل نت‌ها انتخاب و اجرا می‌کند تا دریابد آیا آن هارمونی رضایت‌بخش است. او سپس برخی نت‌ها را برای رسیدن به هارمونی بهتر تنظیم می‌کند[34].

فرض می‌کنیم x مجموعه‌ای از متغیرهای تصمیم‌گیری x_i، X_i مجموعه مقادیر ممکن برای هر متغیر x_i و M تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری است. در اینجا x_iها می‌توانند تعداد خطوط جدید در هر کریدور (موجود و جدید) باشند. ماتریس حافظه هارمونی HM نشان داده شده در رابطه (۳۰) با بردارهای پاسخ تصادفی پر شده است.

$$HM=\begin{bmatrix} x^1 \\ x^2 \\ \vdots \\ x^{HMS} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \cdots & x_M^1 \\ x_1^2 & x_2^2 & \cdots & x_M^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_1^{HMS} & x_2^{HMS} & \cdots & x_M^{HMS} \end{bmatrix} \quad (۳۰)$$

HMS اندازه حافظه هارمونی یا همان تعداد بردار پاسخ N است. یک بردار هارمونی جدید $x'=(x'_1,x'_2,\ldots,x'_M)$ بر اساس قوانین احتمالی سه‌گانه الگوریتم شامل انتخاب از حافظه هارمونی، تنظیمات گام و انتخاب تصادفی تشکیل می‌شود. برای نمونه مقدار اولین متغیر تصمیم‌گیری (x'_1) می‌تواند از مقادیر موجود برای این متغیر در حافظه هارمونی انتخاب شود. HMCR نرخ انتخاب یک مقدار از میان مقادیر قبلی ذخیره شده در HM و (1-HMCR) نیز نرخ انتخاب تصادفی از میان مقادیر ممکن را نشان می‌دهد. برای مثال، HMCR برابر ۹۵٪ نشان می‌دهد که الگوریتم HS مقدار متغیر تصمیم‌گیری را با احتمال ۹۵٪ از مقادیر ذخیره شده قبلی در HM و با احتمال ۵٪ از کل محدوده ممکن انتخاب می‌کند. از طرف دیگر هر جزء بردار هارمونی جدید برای تعیین اینکه آیا باید مورد تنظیم گام قرار گیرد آزمایش می‌شود. این فرآیند از پارامتر PAR استفاده می‌کند که نرخ تنظیم را برای عضو انتخاب شده از HM به صورت زیر بیان می‌کند:

$$\text{Pitch adjusting decision for } x'_i \leftarrow \begin{cases} \text{Yes} & \text{W.P.} \quad \text{PAR} \\ \text{No} & \text{W.P.} \quad (1\text{-PAR}) \end{cases} \quad (۳۱)$$

فرآیند تنظیم گام تنها هنگامی‌که متغیر از حافظه HM انتخاب شده باشد اجرا می‌شود. اگر تصمیم تنظیم گام برای متغیر x'_i مثبت باشد و x'_i برابر $x_i(k)$ یعنی kامین جزء X_i فرض شود، مقدار تنظیم شده $x_i(k)$ در حالت گسسته عبارت است از:

$$x'_i \leftarrow x'_i(k+m) \quad (۳۲)$$

m شاخص همسایگی است و به صورت تصادفی از مجموعه $m\in\{\cdots,-2,-1,0,1,2,\cdots\}$ انتخاب می‌شود.

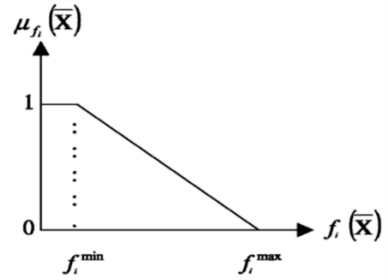
۴-۲- تصمیم‌گیری رضایت‌بخش فازی[۱۷]

به علت ماهیت مبهم ذهنی قضاوت تصمیم‌گیرنده، در این مقاله روش رضایت‌بخش فازی برای انتخاب پاسخ مطلوب از بین پاسخ‌های نامغلوب به دست آمده در مرحله یک بهینه‌سازی استفاده شده است. پس از تعیین مجموعه نامغلوب، مطلوب است یک پاسخ انعطاف‌پذیر و واقع‌بینانه، نشان‌دهنده مصالحه بین اهداف مختلف به دست آید. هر چند روش‌های مختلفی برای انتخاب پاسخ مصالحه‌آمیز میان مجموعه‌ای از پاسخ‌ها وجود دارد، رویکرد فازی به دلیل سادگی و شباهت آن به استدلال انسان علاقه زیادی را به خود جلب کرده است. در روش رضایت‌بخش فازی، یک تابع عضویت اکیداً یکنواخت کاهشی و پیوسته به هر هدف اختصاص داده شده است. طبق شکل (۵) این تابع در کمترین مقدار انتخابی برای تابع هدف و مقادیر کمتر از آن ۱ و در بیشترین مقدار انتخابی و مقادیر بیشتر از آن صفر است. بین این دو مقدار نیز تابع به طور یکنواخت کاهش می‌یابد.

پس از تعریف توابع عضویت، از تصمیم‌گیر خواسته خواهد شد که مقادیر مطلوب خود برای هر هدف (مقداری بین صفر و یک) به نام سطح رضایت‌بخش را تعیین کند. این سطوح توسط μ_{ri} نشان داده شده‌اند. در این مقاله با استفاده از روش اندازه‌گیری فاصله، پاسخ نهایی را می‌توان با حل مسئله بهینه‌سازی زیر به دست آورد:

$$\min_{x\in\phi}\sum_{i=1}^{3}\left|\mu_{ri}-\mu_{f_i}(x)\right|^p \quad (۳۳)$$

که $1\le p<\infty$. می‌توان دید این ترکیب تلاش می‌کند انحرافات P-نورم مقادیر عضویت مرجع را به حداقل برساند. در این مقاله p برابر ۲ انتخاب شده است [11].



شکل (۵) تابع عضویت خطی

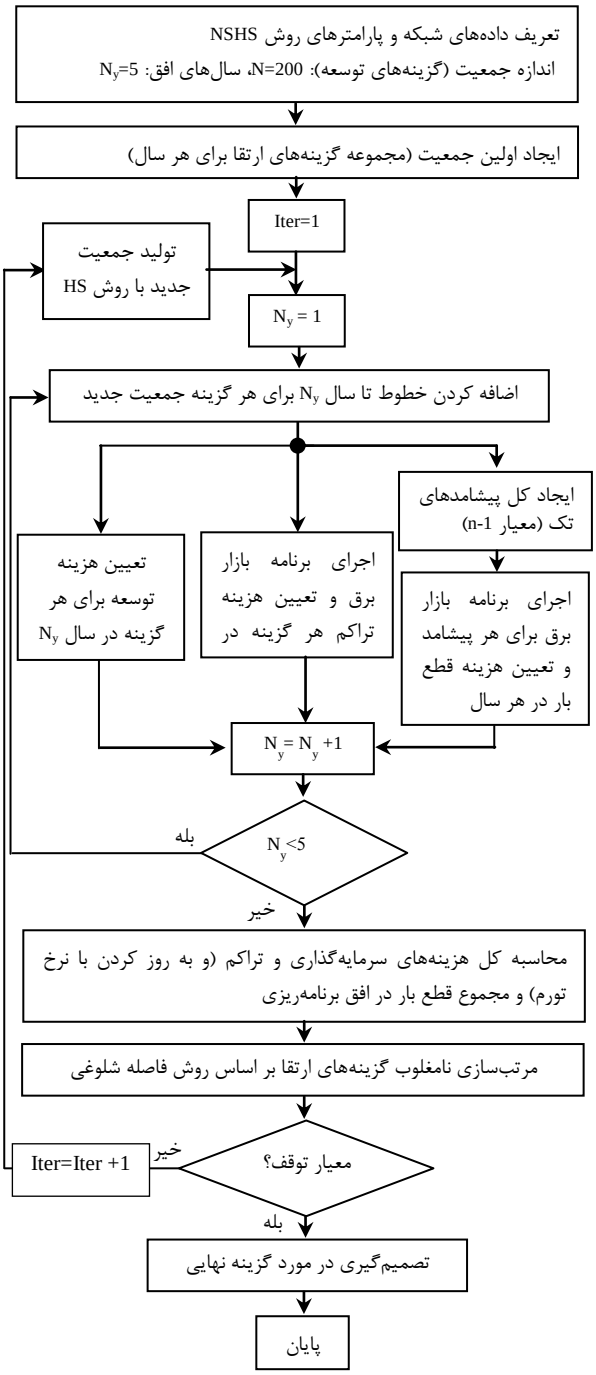
۵- الگوریتم پیشنهادی

بلوک دیاگرام الگوریتم پیشنهادی در شکل (۶) نشان داده شده است. رسیدن به حداکثر تعداد تکرار مجاز یا پیدا نکردن پاسخ‌های جدید نامغلوب در تعدادی از پیش تعریف شده تکرار به عنوان معیار توقف در نظر گرفته می‌شوند. همان‌طور که در شکل (۶) نشان داده شده است هر گزینه برای تعیین هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه تراکم و هزینه مورد نیاز حذف بار برای عملکرد مناسب و امن مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد. در نهایت، تصمیم‌گیری رضایت‌بخش فازی برای تعیین بهترین پاسخ استفاده می‌شود.

۶- مطالعه موردی

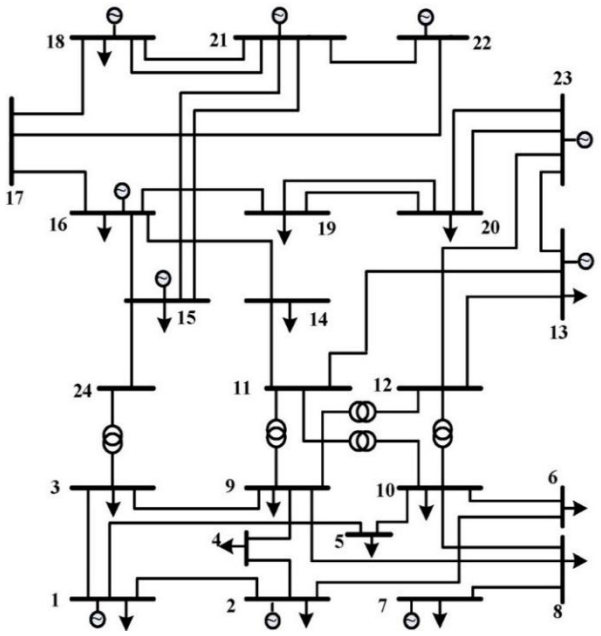
الگوریتم برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال پیشنهادی به شبکه آزمون ۲۴ باس IEEE نشان داده شده در شکل (۷) اعمال و در محیط GAMS اجرا شده است. داده‌های شبکه برای این سیستم را می‌توان در [35] یافت. فرض شده است سیستم باید برای شرایط آینده با

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]



شکل (۶) الگوریتم روش پیشنهادی

افزایش تولید و تقاضای بار به میزان ۱/۶۱ برابر مقادیر اصلی خود یعنی، سطح بار ۴۵۹۰MW و سطح تولید ۵۴۸۰MW گسترش یابد. این شرایط مربوط به نرخ افزایش بار ۱۰٪ سالانه با یک افق برنامه‌ریزی پنج ساله است [1]. همچنین فرض شده است که شاخه‌های نامزد می‌توانند در تمام ۳۴ مسیر موجود به علاوه ۱۰ مسیر جدید که داده‌های آن‌ها را می‌توان در ضمیمه یافت ساخته شوند. پارامترهای خطوط جدید در مسیرهای موجود همان پارامترهای خطوط موجود هستند. به دلیل ملاحظات زیست محیطی در مسیرهای موجود و جدید تا سه شاخه و در پست‌ها تا چهار ترانسفورماتور قدرت می‌تواند نصب شود. در این مطالعه، تنها بازار کلی‌فروشی برق در نظر گرفته



شکل (۷) شبکه آزمون ۲۴ باس IEEE

شده است. مقدار $VOLL_{SH}$ برابر ۱۰۰۰۰$/MWh و $VOLL_{CR}$ ۵۰ $/MWh انتخاب شدند [36, 17].

برای شرایط فوق توسط الگوریتم پیشنهادی با اندازه جمعیت ۱۰۰ و بعد از ۳۰ تکرار، در حضور منابع پاسخ‌گویی بار ۸۹ و بدون آن‌ها ۴۱ پاسخ نامغلوب یافت شد. زمان اجرا بر روی کامپیوتر core-i7 با 4G RAM حدود ۴۶ ساعت بود. شکل (۸) این پاسخ‌های نامغلوب را نشان می‌دهد. به دلیل دشواری نمایش در فضای سه بعدی، دو نمودار دو بعدی مورد استفاده قرار گرفت. توجه داشته باشید پاسخ‌هایی که در هر یک از این نمودارها مغلوب به نظر می‌رسند، در واقع با در نظر گرفتن هدف سوم که در نمودار نشان داده نمی‌شود نامغلوب هستند. شکل (۸) الف کاهش هزینه تراکم با افزایش سرمایه‌گذاری و همچنین سرمایه‌گذاری کمتر در حضور منابع DR را نشان می‌دهد. مطابق این شکل کمترین سرمایه‌گذاری برای حذف کامل تراکم با وجود منابع DR برابر ۱۲۲ M$ و بدون منابع DR ۱۴۰ M$ است.

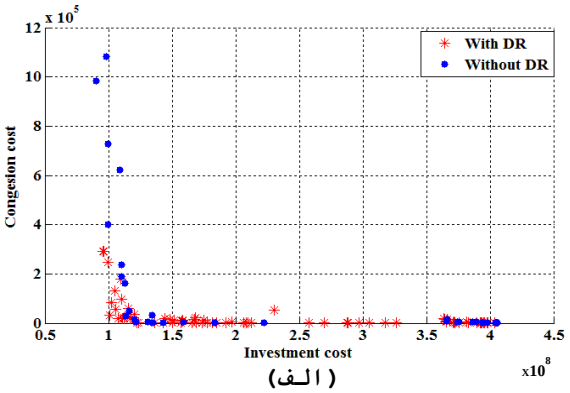
در به دست آوردن طرح بهینه، طبق جدول (۱) دو حالت با مقادیر مختلف سطوح رضایت‌بخش را بررسی می‌کنیم. سطح رضایت‌بخش برای هدف اول (هزینه سرمایه‌گذاری) در حالت اول بیشتر از دوم است. به عبارتی در حالت اول تصمیم‌گیرنده تمایل به هزینه کمتر دارد و در حالت دوم هزینه بیشتر مجاز است. جداول (۲)و (۳) طرح‌های بهینه را در دو وضعیت سطوح رضایت‌بخش برای دو حالت وجود و نبود منابع DR نشان می‌دهد. با توجه به جدول (۲) مشاهده می‌شود بدون وجود منابع DR هزینه تراکم به شدت افزایش می‌یابد و در جدول (۳) بدون وجود منابع DR هزینه سرمایه‌گذاری و قطع بار افزایش یافته است.

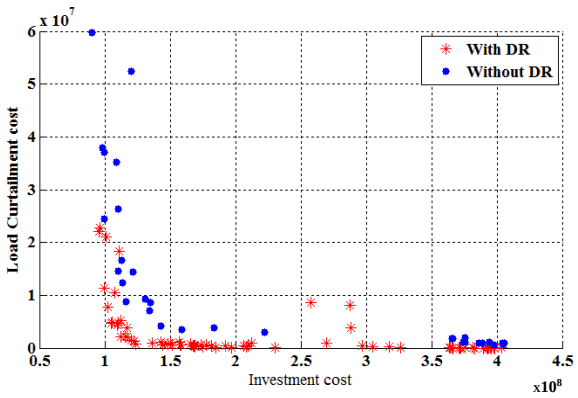
جدول (۱) سطوح رضایت‌بخش در دو حالت

سطح رضایت‌بخش	μ_{r1}	μ_{r2}	μ_{r3}
حالت اول	۰/۸	۰/۸	۰/۸
حالت دوم	۰/۶	۰/۸	۰/۸

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]





(ب)

شکل (۸) پاسخ‌های غیرمغلوب الف) هزینه تراکم بر حسب سرمایه‌گذاری ب) هزینه قطع بار بر حسب سرمایه‌گذاری

جدول (۲) مشخصات طرح بهینه برای حالت اول

حالت اول	IC (M$)	TCS (*10^4$/h)	LCC (*10^7$/h)
در حضور منابع DR	۱۱۱/۳	۱/۷۵	۱/۸۳
بدون منابع DR	۱۱۰/۴	۲۳/۵۷	۱/۴۶

جدول (۳) مشخصات طرح بهینه برای حالت دوم

حالت دوم	IC (M$)	TCS (*10^4$/h)	LCC (*10^7$/h)
در حضور منابع DR	۱۹۷/۱	۰/۶۲	۰/۱۴
بدون منابع DR	۲۲۲/۶	۰/۰۰۱	۰/۲۹

جدول (۴) مقدار بهینه پذیرش پیشنهادهای بازیگرانی که در برنامه DB شرکت کرده‌اند را به صورت درصد بر حسب مقدار ماکزیمم مجاز خود برای حالت اول نشان می‌دهد. در این حالت تقریباً از حداکثر ظرفیت در باس‌های ۱ تا ۱۰ (به جز باس ۷) استفاده شده است. این باس‌ها گزینه‌های مطلوب برای سرمایه‌گذاران DR هستند. جدول (۵) مقدار بار قطع شده را برای طرح بهینه حالت اول به صورت درصد بر حسب مقدار ماکزیمم مجاز خود نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود در حضور منابع DR تأمین بار در باس ۶ با مشکل مواجه شده است و هر سال درصدی از بار به اجبار قطع شده است. با توجه به این مسئله می‌توان گفت که باس ۶ از گزینه‌های اصلی برای توسعه بیشتر DR و یا نصب نیروگاه است. در حالت بدون منابع DR باس‌های ۵ و ۶ در سال پنجم دچار مشکل می‌شوند. البته باید توجه داشت که در این حالت هزینه تراکم بسیار بالاست. در حالت دوم با افزایش سرمایه‌گذاری، مشارکت DB و بار قطع شده در حضور و عدم حضور منابع DR هر دو به صفر کاهش یافته است.

جدول (۴) درصد بهینه مشارکت DB در طرح بهینه حالت اول

سال / باس	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5
۱	۴۸/۶٪	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰
۲	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰
۳	٪۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰
۴	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰
۵	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰
۶	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰
۸	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰
۹	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰
۱۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰

جدول (۵) درصد بار قطع شده برای طرح بهینه حالت اول

	سال / باس	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5
با DR	۶	۳۲٪	۴۷/۹٪	۲۱/۴٪	۱۹/۷٪	۳۲/۹٪
بدون DR	۵	٪۰	٪۰	٪۰	٪۰	٪۲۴
	۶	٪۰	٪۰	٪۰	٪۰	۲۳/۷٪

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله برنامه‌ریزی توسعه انتقال چندهدفه دینامیک تحت محدودیت‌های قابلیت اطمینان در محیط بازار با توجه به برنامه‌های پاسخ‌گویی بار DB و پیشنهادهای وابسته به قیمت انجام شد. این برنامه‌ها به طور مستقیم در فرآیند تسویه بازار وارد شدند و اثرات حضور آن‌ها در برنامه‌ریزی توسعه انتقال بررسی شد. هزینه‌های سرمایه‌گذاری، تراکم و قطع بار به عنوان اهداف مدنظر انتخاب شدند و روش جستجوی هارمونی مرتب‌سازی نامغلوب NSHS به همراه مدل AC شبکه برای برنامه‌ریزی چندهدفه دینامیک معرفی شد. این روش بر روی سیستم آزمون ۲۴ باسه IEEE در یک افق ۵ ساله با و بدون منابع DR اجرا گردید. سپس طرح‌های بهینه از بین پاسخ‌های نامغلوب به دست آمده با کمک روش رضایت‌بخش فازی با سطوح مختلف انتخاب شدند. مشاهده شد سطح بالاتر رضایت‌بخش برای هدف اول یعنی هزینه سرمایه‌گذاری، به‌کارگیری منابع پاسخ‌گویی بار هزینه‌های تراکم را به شدت کاهش می‌دهد در نتیجه به ایجاد بازار برق رقابتی‌تر کمک می‌کنند. با کاهش سطح رضایت‌بخش برای هزینه سرمایه‌گذاری به‌کارگیری منابع DR باعث کاهش هزینه سرمایه‌گذاری و همچنین کاهش قطع بار می‌شود. همچنین در هر مورد مقدار بهینه مورد نیاز مشارکت DB در هر سال برای تک‌تک باس‌ها به دست آمد که

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]

باس‌های مطلوب برای سرمایه‌گذاران DR را مشخص می‌کند.

پیوست‌ها

مشخصات خطوط برای مسیرهای جدید در جدول (۶) داده شده است. تابع هزینه برای هر GENCO به صورت $a_g^i p_g^{i\,2} + b_g^i p_g^i + c_g^i$ تعریف شده و از ضرایب موجود در [37] استفاده شده‌اند.

جدول (۶) مشخصات خطوط در مسیرهای جدید

از	به	ظرفیت (MW)	مقامت (p.u.)	راکتانس (p.u.)	هزینه سرمایه‌گذاری ($10^6$$)
۱	۸	۱۷۵	۰/۰۳۴۸	۰/۱۳۴۴	۳۵
۲	۷	۱۷۵	۰/۰۳۲۸	۰/۱۲۶۷	۲۵
۲	۸	۱۷۵	۰/۰۳۲	۰/۱۲۵۰	۳۳
۶	۷	۱۷۵	۰/۰۴۹۷	۰/۱۹۲۰	۵۰
۶	۸	۱۷۵	۰/۰۴۹	۰/۱۹	۱۸
۱۳	۱۴	۱۷۵	۰/۰۰۵۷	۰/۰۴۴۷	۶۲
۱۴	۲۳	۱۷۵	۰/۰۰۸۰	۰/۰۶۲۰	۸۶
۱۶	۲۳	۱۷۵	۰/۰۱۰۵	۰/۰۸۲۲	۱۱۴
۱۹	۲۳	۱۷۵	۰/۰۰۷۸	۰/۰۶۰۶	۸۴
۲۰	۲۲	۱۷۵	۰/۰۰۷	۰/۰۵۵	۳۶

مـر ا جع

[1] A. Hajebrahimi, A. Abdollahi and M. Rashidinejad , "Probabilistic Multiobjective Transmission Expansion Planning Incorporating Demand Response Resources and Large-Scale Distant Wind Farms," *IEEE SYSTEMS JOURNAL*, vol. IEEE Early Access Articles, 2015.

[2] M. O. Buygi, G. Balzer, H. M. Shanechi and M. Shahidehpour, "Market-Based Transmission Expansion Planning," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 19, no. 4, pp. 2060-2067, 2004.

[3] J. Choi, T. Tran, A. A. El-Keib, R. Thomas, H. Oh and R. Billinton, "A method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 20, no. 3, pp. 1606-1615, 2005.

[4] J. H. Zhao, Z. Y. Dong, P. Lindsay and K. P. Wong, "Flexible Transmission Expansion Planning With Uncertainties in an Electricity Market," *IEEE Trans. Pow. Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 479-488, 2009.

[5] A. M. L. da Silva, L. S. Rezende, L. A. da Fonseca Manso and L. C. de Resende, "Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system," *Elec. Pow. Ener. Sys.*, vol. 32, no. 10, pp. 1077-1084, 2010.

[6] G. C. Oliveira, S. Binato and M. V. F. Pereira, "Value-Based Transmission Expansion Planning of Hydrothermal Systems Under Uncertainty," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 22, no. 4, pp. 1429-1435, 2007.

[7] H. Zhang, G. T. Heydt, V. Vitta and J. Quintero, "An Improved Network Model for Transmission Expansion Planning Considering Reactive Power and Network Losses," *Trans. Pow. Sys.*, vol. 28, no. 3, pp. 3471-3479, 2013.

[8] T. Akbari, A. Rahimikian and A. Kazemi, "A multi-stage stochastic transmission expansion planning method," *Energy Conversion and Management*, vol. 52, pp. 2844-2853, 2011.

[9] G. Qu, H. Cheng, L. Yao, Z. Ma and Z. Zhu, "Transmission surplus capacity based power transmission expansion planning," *Electr. Pow. Syst. Res.*, vol. 80, no. 1, pp. 19-27, 2010.

[10] H. Yu, C. Y. Chung and K. P. Wong, "Robust Transmission Network Expansion Planning Method With Taguchi's Orthogonal Array Testing," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 26, no. 3, pp. 1573-1580, 2011.

[11] P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. O. Buygi and M. Shahidehpour, "A Multi-Objective Framework for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environments," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 24, no. 2, pp. 1051-1061, 2009.

[12] R. Leou, "A multi-year transmission planning under a deregulated market," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, pp. 708-714, 2011.

[13] A. A. Foroud, A. A. Abdoos, R. Keypour and M. Amirahmadi, "A multi-objective framework for dynamic transmission expansion planning in competitive electricity market," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 32, no. 8, pp. 861-872, 2010.

[14] M. J. Rider, A. V. Garcia and R. Romero, "Power system transmission network expansion planning using AC model," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 5, pp. 731-742, 2007.

[15] O. B. Tor, A. N. Guven and M. Shahidehpour, "Congestion-Driven Transmission Planning Considering the Impact of Generator Expansion," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 23, no. 2, pp. 781-789, 2008.

[16] O. B. Tor, A. N. Guven and M. Shahidehpour, "Promoting the Investment on IPPs for Optimal Grid Planning," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 25, no. 3, pp. 1743-1750, 2010.

[17] D. Hurley, P. Peterson and M. Whited, "Demand Response as a Power System Resource," Synapse Energy Economics, Montpelier, Vermont USA, 2013.

[18] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 11, pp. 1989-1996, 2008.

[19] H. A. Aalami and A. Khatibzadeh, "Regulation of market clearing price based on nonlinear models of demand bidding and emergency demand response programs," *Int. Trans. Electr. Energ. Syst.*, vol. 26, no. 11, pp. 2463-2478, 2016.

[20] O. Ma, N. Alkadi, P. Cappers, P. Denholm, J. Dudley, S. Goli, M. Hummon, S. Kiliccote, J. MacDonald, N. Matson, D. Olsen, C. Rose, M. D. Sohn, M. Starke, B. Kirby and M. O'Malley, "Demand Response for Ancillary Services," *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 4, no. 4, pp. 1988-1995, 2013.

[21] A. Safdarian, M. Z. Degefa, M. Lehtonen and M. Fotuhi-Firuzabad, "Distribution network reliability improvements in presence of demand response," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 12, pp. 2027-2035, 2014.

[22] A. K. Kazerooni and J. Mutale, "Network Investment Planning for High Penetration of Wind Energy under Demand Response Program," in *11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Singapore, 2010.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]

[23] A. Khodaei, M. Shahidehpour and Z. Li, "Coordination of Short-Term Operation Constraints in Multi-Area Expansion Planning," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 27, no. 4, pp. 2242-2250, 2012.

[24] C. Li , Z. Y. Dong, G. Chen , F. Luo and J. Liu , "Flexible transmission expansion planning associated with large-scale wind farms integration considering demand response," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 15, pp. 2276-2283, 2015.

[25] R. Hejeejo and Q. Jing , "Probabilistic Transmission Expansion Planning Considering Distributed Generation and Demand Response," *IET Renewable Power Generation*, 2017.

[26] M. Asensio, P. M. de Quevedo, G. Muñoz-Delgado and J. Contreras, "Joint Distribution Network and Renewable Energy Expansion Planning considering Demand Response and Energy Storage– Part I: Stochastic Programming Model," *IEEE Transactions on Smart Grid* , 2016.

[27] H. Arasteh, M. S. Sepasian and V. Vahidinasab, "Incorporation of Distribution System Reconfiguration and Expansion Planning Problems by Considering the Role of Demand Response Resources," *Journal of Electrical Systems and Signals*, vol. 3, no. 1, pp. 23-36, 2015.

[28] C. Rathore and R. Roy, "Impact of wind uncertainty, plug-in-electric vehicles and demand response program on transmission network expansion planning," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 75, pp. 59-73, 2016.

[29] A. Botterud, M. D. Ilic and I. Wangensteen, "Optimal Investments in Power Generation Under Centralized and Decentralized Decision Making," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 20, no. 1, pp. 254-263, 2005.

[30] A. Khodaei and M. Shahidehpour, "Microgrid-Based Co-Optimization of Generation and Transmission Planning in Power Systems," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 28, no. 2, pp. 1582-1590, 2013.

[31] K. Singh, N. P. Padhy and J. Sharma, "Influence of Price Responsive Demand Shifting Bidding on Congestion and LMP in Pool-Based Day-Ahead Electricity Markets," *IEEE Trans. Pow. Sys.*, vol. 26, no. 2, pp. 886-896, 2011.

[32] A. Ponsich, A. L. Jaimes and C. A. Coello Coello, "A Survey on Multiobjective Evolutionary Algorithms for the Solution of the Portfolio Optimization Problem and Other Finance and Economics Applications," *IEEE Trans. Evolutionary Computation* , vol. 17, no. 3, pp. 321-344, 2012.

[33] K. Deb, S. Agarwal, A. Pratap and T. Meyarivan, "A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II," *IEEE Trans. Evolu. Comp. VOL. 6, NO. 2, APRIL 2002*, vol. 6, no. 2, pp. 182-197, 2002.

[34] K. S. Lee and Z. W. Geem, "A new structural optimization method based on the harmony search algorithm," *Computers and Structures*, vol. 82, pp. 781-798, 2004.

[35] " Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, "IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM," *IEEE Trans. Pow. Appa. Sys.*, Vols. PAS-98, no. 6, pp. 2047-2054, 1979.

[36] J. H. Roh, M. Shahidehpour and Y. Fu, "Market-Based Coordination of Transmission and Generation Capacity Planning," *IEEE Trans. Pow. Sys.* , vol. 22, no. 4, pp. 1406-1419, 2007.

[37] T. Akbari, A. Rahimi-Kian and M. Tavakoli Bina, "Security-constrained transmission expansion planning: A stochastic multi-objective approach," *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 444-453, 2012.

زیرنویس‌ها

[1] Transmission Expansion Planning
[2] Expected Energy Not Supplied
[3] Loss of Load Cost
[4] Congestion
[5] Local Marginal Price
[6] Demand response
[7] Time of use
[8] Demand Bidding
[9] Direct Load Control
[10] Incentive-Based Demand Response
[11] Evolutionary Algorithms
[12] Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm
[13] Non-dominated Sorting Harmony Search
[14] Independent System Operator
[15] Value Of Lost Load
[16] North American Electric Reliability Corporation
[17] Fuzzy Satisfying Decision Making

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.8.7]