

برنامه‌ریزی همزمان توسعه تولید و انتقال در بازار برق با استفاده از الگوریتم ژنتیک

چندهدفه

مستعان خاکپور^۱، میثم جعفری نوکندی^۲، علی اکبر عبدوس^۳

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل- بابل- ایران

m.khakpoor@stu.nit.ac.ir

۲- استادیار، دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل- بابل- ایران

m.jafari@nit.ac.ir

۳- استادیار، دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل- بابل- ایران

a.abdoos@nit.ac.ir

چکیده: در این مقاله، یک چارچوب جدید چند معیاره برای برنامه‌ریزی دینامیکی و همزمان توسعه تولید و انتقال در بازار برق ارائه شده است که قادر به برنامه‌ریزی در هر دو حالت کفایت و امنیت شبکه است. هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری به‌عنوان معیارهای بلندمدت و کوتاه‌مدت اقتصادی، هزینه تراکم خطوط به‌عنوان معیاری از بازار و متوسط هزینه قطع بار در پیشامدهای احتمالی به‌عنوان معیاری از قابلیت اطمینان به‌عنوان اهداف برنامه‌ریزی انتخاب شده‌است. از الگوریتم ژنتیک چندهدفه برای حل مسأله بهینه‌سازی یاد شده استفاده می‌شود. سپس، به علت ماهیت متفاوت معیارهای یاد شده و درجات اهمیت مختلف آن‌ها از دیدگاه طراح، از روش ارضای فازی برای تعیین بهترین طرح استفاده می‌شود. برای نشان دادن قابلیت و کارآمدی، روش پیشنهادی بر روی دو سیستم آزمایشی شبیه‌سازی شده است که به راحتی قادر به تأمین کفایت و امنیت شبکه می‌شود. هدف اصلی این مقاله، بررسی تاثیر برنامه‌ریزی توسعه تولید و انتقال بر شرایط شبکه قدرت در آینده است. در این راستا، نتایج طراحی با برنامه‌ریزی توسعه تولید و برنامه‌ریزی توسعه انتقال مقایسه شده‌اند. نتایج گویای آن است که برنامه‌ریزی همزمان توسعه تولید و انتقال توسط روش پیشنهادی، بهینه‌تر از نوع مشابه خود نسبت به برنامه‌ریزی مستقل توسعه تولید و یا توسعه انتقال است.

واژه‌های کلیدی: الگوریتم ژنتیک چندهدفه، برنامه‌ریزی دینامیکی، توسعه همزمان تولید و انتقال، چارچوب چند معیاره، روش ارضای فازی

۱- مقدمه

می‌شود. در این میان برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت یکی از تأثیرگذارترین امور در بهره‌برداری و تعمیرات سیستم‌های قدرت در آینده است. در گذشته هدف از توسعه سیستم‌های قدرت، حداقل کردن هزینه سرمایه‌گذاری تجهیزات جدید برای تأمین بار با سطح مطلوبی از قابلیت اطمینان بود به طوری که قیود بهره‌برداری رعایت شوند [۱]. با شکل‌گیری بازار برق، اهداف جدیدی به مسأله برنامه‌ریزی توسعه تولید و انتقال اضافه شد و آن را به یک مسأله چندهدفه و پیچیده در مقیاس بزرگ تبدیل کرده است. ابزارهای حل ریاضیاتی

امروزه با توجه به رشد مصرف انرژی، برنامه‌ریزی توسعه برای تأمین منابع امری مهم و اجتناب‌ناپذیر محسوب

^۱ تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۴/۰۵/۱۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۰۹/۰۸

نام نویسنده مسئول: میثم جعفری نوکندی

نشانی نویسنده مسئول: ایران- بابل- خیابان شریعتی- دانشگاه

صنعتی نوشیروانی بابل- دانشکده برق

برنامه‌ریزی خطی حل شده است. در [۱۳]، مسأله توسعه انتقال (TEP^r) به شکل در نظر گرفتن هزینه‌های سرمایه‌گذاری، قابلیت اطمینان و تراکم خطوط حل شده است اما مسأله برنامه‌ریزی توسعه تولید در نظر گرفته نشده است. همچنین، هزینه متوسط قطع بار تنها در حالت خروج تکی خطوط محاسبه شده است. در [۱۴]، هدف مسأله TEP کمینه کردن مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری، تلفات و تعمیرات خطوط انتقال با در نظر گرفتن معیار N-1 برای خروج تکی خطوط است که با الگوریتم تکاملی زنبورعسل حل شده است. در [۱۵]، توسعه همزمان ظرفیت‌های تولید و انتقال (GTEP^r) با هدف حداقل کردن مجموع هزینه‌های سوخت ژنراتورها، انتقال سوخت، احداث ژنراتورها و خطوط حل شده است. در [۱۶]، مسأله GTEP با روش دوسطحی مطرح شده است که در سطح اول به مسأله توسعه خطوط انتقال به‌وسیله بهره‌بردار خط می‌پردازد و در سطح پایینی، درآمد بازار حاصل از تسویه بازار بیان می‌شود که بر پایه نظریه بازی حل شده است. در [۱۷]، مسأله GTEP به شکل تک سطحی با در نظر گرفتن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری شبکه با استفاده از الگوریتم ژنتیک به همراه پایگاه داده مجازی حل شده است. نویسندگان [۱۸] یک روش سه سطحی با استفاده از روش برنامه‌ریزی خطی همراه با متغیرهای باینری برای حل مسأله GTEP استفاده کرده‌اند. در سطح پایینی به توازن بازار حوضچه‌ای، در سطح میانی به مسأله توسعه تولید بر مبنای معادله موازنه Nash و در سطح بالایی به شرکت توسعه خطوط انتقال در مسأله توسعه تولید پرداخته شده است. در [۱۹]، مسأله GTEP در محیط سستی با هدف کمینه کردن هزینه سرمایه‌گذاری و با ارزیابی معیار سلسله مراتبی قابلیت اطمینان مطرح شده است.

آنچه باید مورد توجه قرار گیرد این است که ارایه یک روش انعطاف‌پذیر که طراحان مختلف بتوانند طرح بهینه را با توجه به سلیقه‌های مختلف نسبت به اهمیت معیارهای فنی، تکنیکی و اقتصادی برگزینند، ضروری است. بیشتر کارهای پیشین در حوزه GTEP از دیدگاه استاتیکی به حل مسأله اقدام کرده‌اند بنابراین، توجه کمتری نسبت به حل دینامیکی مسأله شده است. همچنین، بیشتر مقالات نیز به

سستی، دیگر پاسخگوی محیط جدید نبودند و بازبینی در روش‌های ریاضیاتی و یا تعویض آن‌ها احساس شد که سبب پیدایش روش‌های فرا ابتکاری همانند الگوریتم‌های ژنتیک [۴-۲]، باز پخت فلزات [۵]، جستجوی تابو [۶] و بهینه‌سازی ازدحام ذرات [۷] شد. این روش‌ها دیگر معایب روش‌های ریاضیاتی را به همراه ندارند به طوری که از چندین مرحله برای رسیدن به جواب (های) نهایی بهره می‌برند که شانس گیر افتادن در نقطه بهینه محلی را کاهش می‌دهد. همچنین، به همراه داشتن مزیت‌هایی همچون هوش مصنوعی، نخبه‌گرایی و رقابتی شدن، رسیدن به جواب بهینه پایانی با تقریب قابل قبولی به نقطه بهینه مطلق را تضمین می‌کند، اگرچه حجم محاسبات را افزایش می‌دهد [۸]. به‌طورکلی مسأله برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت به دو دسته استاتیکی و دینامیکی طبقه‌بندی می‌شود: در برنامه‌ریزی استاتیکی مکان و ظرفیت تجهیزات جدید مشخص می‌شود درحالی که در برنامه‌ریزی دینامیکی علاوه بر موارد یاد شده زمان نصب هر تجهیز هم معین می‌شود [۹]. به عبارت دیگر در برنامه‌ریزی استاتیکی، سال‌های طراحی به یکدیگر وابسته نیستند و به شکل پیوسته در نظر گرفته می‌شوند درحالی که در برنامه‌ریزی دینامیکی، برنامه‌ریزی هر سال با توجه به تجهیزات نصب شده در سال‌های قبل انجام می‌شود و برنامه‌ریزی یک سال مستقل از سال‌های دیگر نیست [۱۰]. در واقعیت برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت به شکل دینامیکی انجام می‌شود. اگرچه بنا بر همین ویژگی‌اش سبب پیچیدگی و طولانی شدن محاسبات می‌شود اما به بهبود روند برنامه‌ریزی در کمینه کردن هزینه‌ها و بهینه کردن جواب نهایی کمک شایانی می‌کند. با توجه به تأثیر بالای بخش تولید و انتقال در قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت و هزینه‌های بالای مرتبط با آن در بخش‌های بهره‌برداری و برنامه‌ریزی، پژوهش‌های فراوانی در این زمینه شکل گرفته است. در [۱۱]، مسأله برنامه‌ریزی توسعه تولید (GEP) با کمینه کردن مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، تعمیرات و انرژی تأمین نشده با استفاده از الگوریتم اصلاح‌شده پرش قورباغه حل شده است. در [۱۲]، مسأله چندهدفه GEP شامل هزینه‌های ناشی از آلودگی، بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری ژنراتورهای جدید به‌وسیله

- برنامه‌ریزی از دیدگاه دینامیکی بررسی می‌شود.

۲-۱- هزینه سرمایه‌گذاری

همواره در هر دو محیط سنتی و بازار برق، اقتصادی بودن طرح از اولویت‌های انتخاب آن محسوب می‌شود. بنابراین، هزینه سرمایه‌گذاری باید به‌عنوان معیاری اقتصادی در برنامه‌ریزی توسعه با هدف به حداقل رساندن هزینه‌های توسعه در نظر گرفته شود. از آنجا که دیدگاه برنامه‌ریزی، دینامیکی است هزینه سرمایه‌گذاری کل با لحاظ کردن نرخ تنزیل^۴ سرمایه به شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$ic^t = \sum_{i \in \Omega} (ic_i u_i^t) + \sum_{g \in \Omega} (ic_g u_g^t) \quad (1)$$

$$IC^{pv} = \sum_{t=1}^{N_Y} \frac{ic^t}{(1+d)^{t-1}} \quad (2)$$

که در آن: ic^t هزینه سرمایه‌گذاری در سال t ام؛ ic_g و ic_i به ترتیب هزینه‌های احداث ژنراتور و خط انتقال؛ u_g^t و u_i^t به ترتیب متغیرهای باینری نشان‌دهنده وضعیت نصب ژنراتور و خطوط هستند که یک بودن نشان نصب تجهیز مورد نظر در سال t از افق طراحی است؛ Ω مجموعه تمامی عناصر کاندیدای نصب؛ IC^{pv} کل هزینه سرمایه‌گذاری بر اساس ارزش فعلی^۵؛ d درصد نرخ تنزیل ارزش سرمایه و N_Y تعداد سال‌های طراحی است.

۲-۲- هزینه بهره‌برداری

با توجه به این که اضافه شدن نیروگاه‌ها و خطوط جدید در شبکه بر روی هزینه عملیاتی سیستم تأثیرگذار است، بنابراین، باید هزینه بهره‌برداری بازار نیز به‌عنوان ملاکی در برنامه‌ریزی توسعه لحاظ شود. مقدار کمتر این معیار بیان می‌کند که ژنراتورهای ارزان‌تر، توان بیشتری تولید می‌کنند که این نیز خود باعث افزایش رفاه اجتماعی و رقابت می‌شود. با در نظر گرفتن تابع هزینه درجه دو برای واحدهای تولیدی، هزینه بهره‌برداری ساعتی سیستم برای هر طرح، برای هر سال به‌طور جداگانه با اجرای پخش بار بهینه DC و مطابق رابطه (۳) که به رابطه تسویه بازار معروف است با در نظر گرفتن قیود (۴) تا (۸) به شکل زیر محاسبه می‌شود:

شکل تک هدفه مسأله GTEP را حل کرده‌اند. هدف اصلی مقاله حاضر، ارائه یک چارچوب جدید دینامیکی و چندهدفه با هدف ایجاد رقابت، قابلیت اطمینان و انعطاف عملیاتی با کمترین هزینه ممکن است. از آنجا که ماهیت طراحی توسعه تولید و انتقال در اصل یک مسأله بهینه‌سازی غیرخطی گسسته است، از الگوریتم ژنتیک که یک ابزار بهینه‌سازی قوی و مناسب می‌باشد، بهره گرفته شده است. به‌علاوه، هریک از اهداف طراحی ممکن است دارای درجه اهمیت مختلفی باشند که طراح توسط روش ارضای فازی با تنظیم سطح ارضای متناظر با هریک از این اهداف، می‌تواند نظر خود را اعمال و بهترین و بهینه‌ترین طرح را انتخاب کند.

در ادامه، ابتدا در بخش ۲ به تبیین اهداف برنامه‌ریزی پرداخته می‌شود. در بخش ۳ روش بهینه‌سازی شامل الگوریتم ژنتیک چندهدفه و روش ارضای فازی ارائه شده است. فلوچارت مدل پیشنهادی در بخش ۴ بیان می‌شود. شبیه‌سازی و نتایج عددی در بخش ۵ آورده شده و بخش ۶ به بیان نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادات می‌پردازد.

۲- مسأله برنامه‌ریزی توسعه شبکه قدرت

یکی از مهم‌ترین مشکلات موجود در بررسی مسأله برنامه‌ریزی توسعه همزمان تولید و انتقال، بزرگی بیش از حد ابعاد مسأله، پیچیدگی و دشواری در مدل کردن آن است. به همین علت فرضیاتی به شکل زیر لحاظ شده‌اند:

- مکان‌های قابل‌استفاده برای احداث واحدهای تولیدی جدید، محدود به مکان‌های خاص کاندیدا شده از قبل هستند.
- رفتار استراتژیک بازیگران (تولیدکنندگان) در بازار برق مدل نمی‌شود.
- رشد بار سیستم در افق طراحی پیش‌بینی شده است.
- برای جلوگیری از حجیم شدن محاسبات، مسأله بهره‌برداری شبکه، متناسب با پیک‌بار آن در سال‌های مختلف مدل شده است تا طرح پایانی به‌راحتی بتواند پاسخگوی شرایط بحرانی بهره‌برداری سیستم شود.

۲-۳- هزینه تراکم خطوط

هدف اصلی در بازار برق ایجاد یک محیط رقابتی و غیرتبعیض‌آمیز برای تمامی شرکت‌کنندگان بازار است. تراکم کمتر خطوط، تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان را قادر می‌سازد تا به تمامی نقاط بازار دسترسی آزاد داشته باشند. به عبارت دیگر، ظرفیت انتقال کافی باعث می‌شود رفاه اجتماعی افزایش یابد، رقابت بهبود یابد و توان بازار تعدیل شود. از این رو معیار تراکم خطوط به‌عنوان شاخصی مناسب برای این امر در بازار برق در نظر گرفته شده است. با اجرای پخش بار DC به‌وسیله ISO قیمت‌های حاشیه‌ای محلی (LMPs) تعیین می‌شوند. شاخص LMP به شکل ضریب لاگرانژ معادله تعادل توان اکتیو در هر باس محاسبه می‌شود. برای یک نقطه بهره‌برداری داده‌شده (در اینجا پیک‌بار)، هزینه تراکم خطوط از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$cc^t = \sum_{l \in \Psi} f_{l,mm}^t (lmp_m^t - lmp_n^t) \quad (10)$$

$$CC^{pv} = \sum_{t=1}^{N_y} \frac{cc^t}{(1+d)^{t-1}} \quad (11)$$

که در آن: cc^t هزینه ساعتی تراکم خطوط در سال t ؛ lmp_m^t قیمت حاشیه‌ای محلی باس m ام در سال با t ؛ CC^{pv} کل هزینه تراکم خطوط بر اساس ارزش فعلی است.

۲-۴- متوسط هزینه قطع بار

یک شبکه خوب باید بتواند تغییرات بارها و ژنراتورها در محدوده کوچک تا بزرگ را تحمل کند و در صورت وقوع پیشامدهای احتمالی، حداقل قطع بار را متحمل شود. در نتیجه، معیار هزینه قطع بار (LOLC^v) ناشی از خروج تکی تمام تجهیزات، به‌عنوان معیار قابلیت اطمینان در برنامه‌ریزی در نظر گرفته می‌شود که به شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$lolc^t = \sum_{k=1}^{N_e} \sum_{m=1}^{N_b} lcc_m^t l_{m,k}^t \quad (12)$$

که در آن: $lolc^t$ هزینه ساعتی قطع بار در سال t ام؛ $l_{m,k}^t$ مقدار بار قطع‌شده ناشی از خروج k امین تجهیز

$$oc^t = \sum_{g \in \Psi} (a_g (p_g^t)^2 + b_g p_g^t) + \sum_{m=1}^{N_b} lcc_m^t l_{c,m}^t \quad (3)$$

$$\sum_{g \in \Psi} p_g^t - \sum_{l \in \Psi} f_{l,mm}^t = p_{d,m}^t - l_{c,m}^t \quad (4)$$

$$f_{l,mm}^t = \frac{1}{x_{mm}} (\theta_m^t - \theta_n^t) \quad (5)$$

$$(\forall l \in \Psi) -f_{l,mm}^{\max} \leq f_{l,mm}^t \leq f_{l,mm}^{\max} \quad (6)$$

$$p_g^{\min} \leq p_g^t \leq p_g^{\max} \quad (\forall g \in \Psi) \quad (7)$$

$$0 \leq l_{c,m}^t \leq p_{d,m}^t \quad (8)$$

$$OC^{pv} = \sum_{t=1}^{N_y} \frac{oc^t}{(1+d)^{t-1}} \quad (9)$$

که در روابط یاد شده داریم:

oc^t : هزینه بهره‌برداری ساعتی سیستم در سال t

p_g^t : توان اکتیو تولیدی ژنراتور g در سطح بار سال t

a_g و b_g : ضرایب تابع هزینه ژنراتور g

N_b : تعداد باس‌ها

$l_{c,m}^t$: توان اکتیو قطع‌شده در باس m در سطح بار سال t

lcc_m : مقدار جریمه ساعتی قطع بار در باس m

Ψ : مجموعه تمام تجهیزات موجود تا سال t

$f_{l,mm}^t$: توان عبوری از خط l بین دو باس m, n در سال t

x_{mm} : راکتانس خط بین دو باس m, n

θ^t : زاویه باس‌ها در سال t

$f_{l,mm}^{\max}$: ظرفیت انتقال توان خط l بین باس m, n

p_g^{\max} و p_g^{\min} : حداقل و حداکثر توان تولیدی توسط

ژنراتور g

$p_{d,m}^t$: حداکثر توان اکتیو درخواستی در باس m در سال t

OC^{pv} : هزینه بهره‌برداری ساعتی بر اساس ارزش فعلی

قید (۴) مربوط به تعادل تولید و مصرف است. رابطه (۵)،

توان عبوری از خطوط را بر اساس معادلات پخش بار DC

تعیین می‌کند. قیود (۶) تا (۸) به ترتیب مربوط به

محدودیت‌های توان عبوری خطوط، توان تولیدی ژنراتورها

و میزان بار قطع‌شده در هر باس هستند. در پایان، رابطه (۹)

نیز مربوط به کل هزینه بهره‌برداری در افق طراحی بر اساس

ارزش آن در سال جاری است.

می‌تواند یک روش هزینه- سود (Cost-Benefit) برای انتخاب نهایی طرح به کار ببرد.

۳- روش پیشنهادی برای حل مسأله

بهینه‌سازی

۳-۱- الگوریتم ژنتیک NSGA-II^۸

الگوریتم‌های ژنتیک به‌طور گسترده‌ای برای حل مسائل مختلف مهندسی برق استفاده شده‌اند. الگوریتم ژنتیک چندهدفه NSGA-II برای حل مسائل برنامه‌ریزی توسعه چندهدفه با ماهیت پیچیده، غیر محدب و همراه با متغیرهای باینری مناسب است. در واقع، NSGA-II نسخه چندهدفه الگوریتم ژنتیک است که ساز و کاری مشابه آن دارد. تفاوت اساسی الگوریتم NSGA-II با الگوریتم ژنتیک سنتی اضافه شدن دو عملگر بارز در مرحله مرتب‌سازی است. افزونه‌های جدید تعریف دو مفهوم "فاصله ازدحامی" و "مغلوب سازی" است. مفهوم غلبه در مسایل مینیم‌سازی، بدین شکل تعریف می‌شود اگر مجموعه جواب X_1 در هیچ نقطه‌ای بیشتر از X_2 نباشد و حداقل یک X_1 وجود داشته باشد که از X_2 کوچک‌تر باشد، آنگاه می‌گوییم X_1 بر X_2 غلبه می‌کند. پس از مغلوب‌سازی و تشکیل جبهه‌های اول (جبهه پارتو^۹ شامل جواب‌هایی که مغلوب نشده‌اند) تا n ام (جواب‌هایی که یک‌بار یا تعداد بیشتر مغلوب شده‌اند)، نوبت به انتخاب آن‌ها برای نسل‌های بعد می‌رسد که در این مرحله از فاصله ازدحامی جواب‌ها استفاده می‌شود. فاصله ازدحامی هر جواب در واقع میزان فاصله هر جواب نسبت به جواب‌های قبل و بعد خود است. بدیهی است در هر ناحیه‌ای از جبهه پارتو، جواب‌ها به یکدیگر نزدیک باشند، فاصله ازدحامی آن‌ها کمتر است و برعکس. بنابراین، جواب‌های با شماره جبهه کمتر و فاصله ازدحامی بیشتر برای نسل بعد انتخاب می‌شوند [۲۰].

۳-۲- روش رضای فازی

پس از دستیابی به مجموعه‌ای از جواب‌ها در جبهه اول جبهه پارتو، استفاده از یک روش ثانویه مناسب برای انتخاب بهترین طرح برنامه‌ریزی امری لازم است. از طرفی،

(شامل: نیروگاه یا خط انتقال) در سال t ام؛ N_e^t تعداد مجموعه تمامی نیروگاه‌ها و خطوط انتقال موجود تا سال t می‌باشد. از آنجا که تعداد تجهیزات پیشنهاد شده برای نصب در هر طرح متفاوت با طرح دیگر است، تعداد پیشامدهای احتمالی نیز در طرح‌های مختلف ممکن است متفاوت باشد. از این رو برای مقایسه سطح قابلیت اطمینان سیستم، میانگین قطع بار به شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$alolc^t = \frac{lolc^t}{N_e^t} \quad (13)$$

$$ALOLC^{pv} = \sum_{t=1}^{N_y} \frac{alolc^t}{(1+d)^{t-1}} \quad (14)$$

که در آن $alolc^t$ میانگین هزینه قطع بار ساعتی در سال t ام و $ALOLC^{pv}$ میانگین هزینه قطع بار بر اساس ارزش فعلی آن است.

در این مقاله، دو حالت مبتنی بر کفایت و امنیت برای تابع هدف در نظر گرفته شده است. تابع هدف کفایت به شکل زیر است:

$$Min \begin{cases} IC^{pv} + (pf \times LOLC_{Normal}^{pv}) \\ OC^{pv} + (pf \times LOLC_{Normal}^{pv}) \\ CC^{pv} + (pf \times LOLC_{Normal}^{pv}) \\ ALOLC_{Contingency}^{pv} + (pf \times LOLC_{Normal}^{pv}) \end{cases} \quad (15)$$

در این تابع هدف، ضریب جریمه (Pf) باید به مقدار کافی بزرگ انتخاب شود تا اطمینان حاصل شود تمامی جواب‌های بهینه پایانی دارای قطع بار صفر در حالت عملکرد نرمال شبکه هستند. در حالت امنیت شبکه تابع هدف به شکل زیر است:

$$Min \begin{cases} IC^{pv} + pf \times (ALOLC_{Contingency}^{pv} + LOLC_{Normal}^{pv}) \\ OC^{pv} + pf \times (ALOLC_{Contingency}^{pv} + LOLC_{Normal}^{pv}) \\ CC^{pv} + pf \times (ALOLC_{Contingency}^{pv} + LOLC_{Normal}^{pv}) \end{cases} \quad (16)$$

در حالت امنیت فرض می‌شود که طراح تنها علاقه‌مند به دستیابی به طرح‌هایی با قطع بار صفر هم در حالت نرمال و هم در حالت وقوع خروج تکی تجهیزات است. به عبارت دیگر ملاک امنیتی N-1 در بهره‌برداری سیستم لحاظ می‌شود. بنابراین، مانند حالت قبل ضریب جریمه باید به حد کافی بزرگ باشد تا قطع بار صفر در این حالت‌ها تضمین شود. یکی از مزایای این تابع هدف آن است که طراح

که در آن: μ_{s_i} سطح ارضای طراح مربوط به معیار i ام است. بدیهی است اگر $\mu_{s_i}=1$ باشد، معیار بیش‌ترین اهمیت را برای طراح دارد و اگر $\mu_{s_i}=0$ اهمیتی ندارد. روش ارضای فازی با روش بالا کوشش می‌کند تا در میان جواب‌های جبهه پارتو، بهترین طرح را که باسیاست‌های برنامه‌ریزی مطابقت دارد، انتخاب کند [۲۱].

۴- مدل پیشنهادی

در شکل (۲) فلوجارت مدل پیشنهادی رسم شده است. همان‌طور که بیان شد هر طرح برای تعیین هزینه سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، هزینه تراکم و متوسط هزینه قطع بار در پیشامدهای احتمالی خود بررسی می‌شود و احتیاج به نوع نگرش طراح نسبت به پاسخگویی به حالت کفایت یا امنیت شبکه دارد. هزینه تراکم، بهره‌برداری و هزینه قطع بار هر طرح از حل تابع تسویه بازار (رابطه ۳) محاسبه می‌شود. پس از تعیین معیارهای برنامه‌ریزی هر طرح، نرخ کنونی‌شان محاسبه می‌شود. سپس، آماده مرحله مرتب‌سازی طرح‌ها با استفاده از هوش محاسباتی در الگوریتم ژنتیک NSGA-II می‌شود. پس از مرتب‌سازی، گستره‌ای از جواب‌های مغلوب نشده تولید می‌شوند. یک جمعیت از جواب‌های جدید با استفاده از ابزار نخبه‌گرایی دوباره تولید می‌شوند. هر دو شرط "رسیدن به ماکزیمم تکرارهای معین‌شده" و یا "پیدا کردن جواب‌های جدیدی که در مقایسه با جواب‌های قبلی در تکرارهای پی‌درپی تغییری نداشته‌اند"، به‌عنوان معیار خاتمه انتخاب شده‌اند. سرانجام با تعیین سطح ارضای مربوط به هر معیار، جواب نهایی موردنظر تعیین می‌شود.

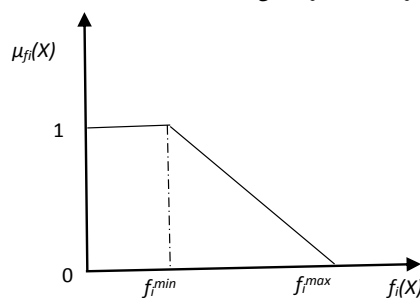
۵- شبیه‌سازی و نتایج عددی

برای نشان دادن قابلیت و کارآمدی، چارچوب پیشنهادی بر روی سیستم IEEE-RTS و شبکه قدرت واقعی خراسان شبیه‌سازی شده است. افق طراحی برای هر دو مورد مطالعه، بازه زمانی ۵ ساله در نظر گرفته شده است. نرخ تنزیل و همچنین رشد بار ۱۰ درصد برای هر سال در نظر گرفته شده است. قیمت نصب ژنراتورهای جدید بر اساس گزارش سازمان مدیریت انرژی آمریکا (U.S.EIA) [۲۲] لحاظ شده است. برای در نظر گرفتن قیود طراحی

طراحان سیستم‌های قدرت دارای اهداف و سلیقه‌های متفاوت در اعمال نظر خود برای درجه اهمیت هر یک از ملاک‌های طراحی توسعه هستند، بنابراین، برای تعیین سطح ارضای مرتبط با هر معیار برنامه‌ریزی، روش ارضای فازی به علت سادگی و شباهت به قضاوت بشر در تصمیم‌گیری‌ها، می‌تواند در حل مسائل با چندین تابع هدف بسیار مفید و مؤثر باشد. به هر یک از طرح‌ها، مجموعه‌های فازی توسط معادلاتی که تابع عضویت نامیده می‌شود، نسبت داده می‌شود. تابع عضویت به شکل یک تابع یکنواخت نزولی که دارای حدود پایین و بالا است، مشخص می‌شود. با توجه به تابع عضویت نشان داده‌شده در شکل (۱) به هر یک از جواب‌ها مقادیر فازی بر اساس زیر اختصاص می‌دهیم:

$$\mu_{f_i}(X) = \begin{cases} 0 & f_i(X) > f_i^{\max} \\ \frac{f_i^{\max} - f_i(X)}{f_i^{\max} - f_i^{\min}} & f_i^{\min} \leq f_i(X) \leq f_i^{\max} \\ 1 & f_i(X) < f_i^{\min} \end{cases} \quad (17)$$

که در آن: X اندیس هر طرح بهینه جبهه پارتو؛ $f_i(X)$ تابع هدف معیار i ام مربوط به طرح X ؛ μ_{f_i} تابع عضویت هر طرح مربوط به معیار i ام و f_i^{\min} ، f_i^{\max} مقدار حداقل و مقدار حداکثر معیار i ام است. طبیعی است که هر چه طرح به مقدار مینیمم نزدیک‌تر باشد مقدار فازی آن به یک نزدیک‌تر است و برعکس.

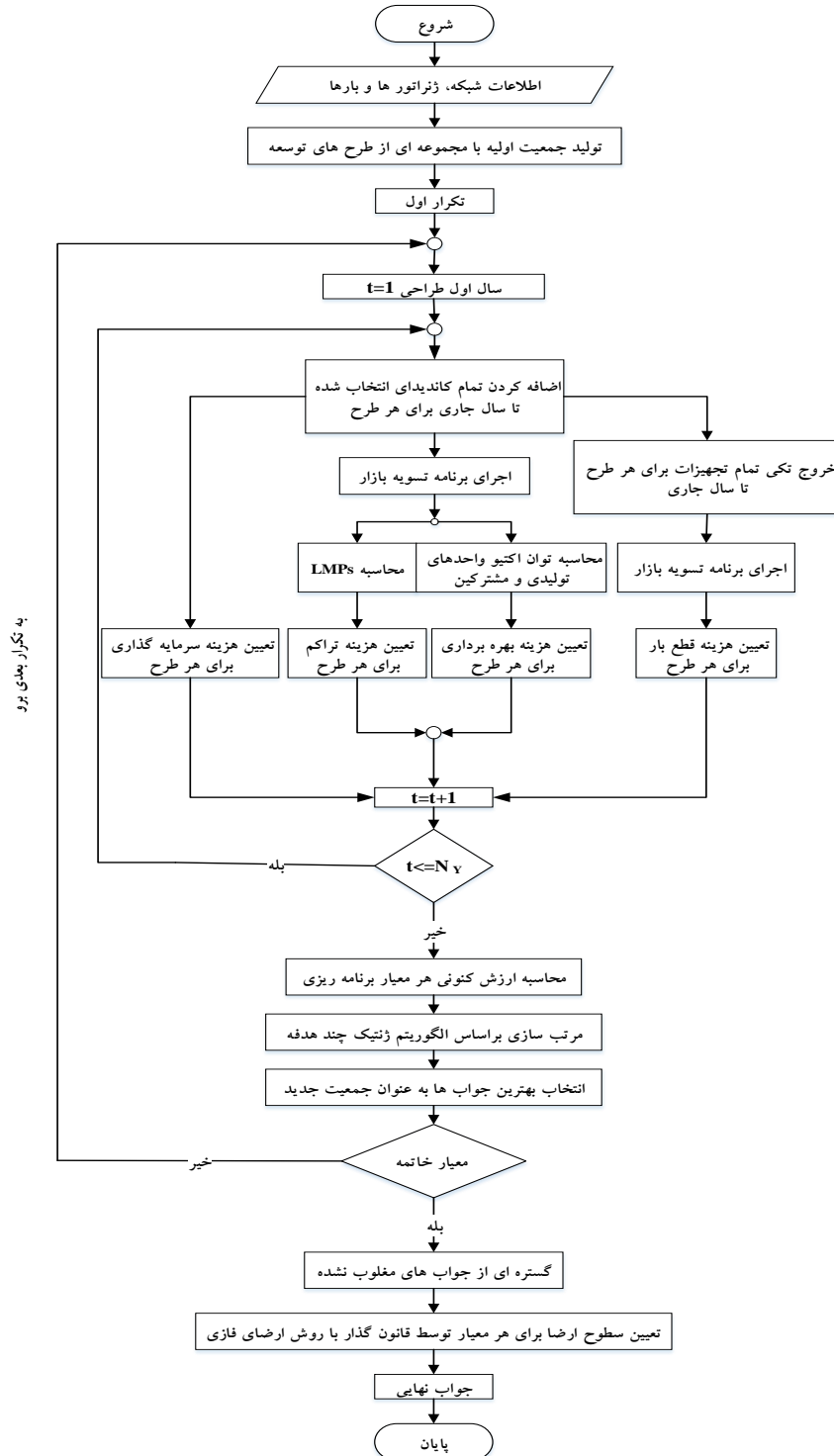


شکل (۱): تابع عضویت برای معیارهای برنامه‌ریزی

با تعیین تابع عضویت برای هر طرح، برنامه‌ریز باید سطح ارضای هر معیار را مشخص کند تا با استفاده از یک روش بهینه‌سازی جواب پایانی انتخاب شود. در این مقاله، از روش minimax برای رسیدن به جواب نهایی استفاده شده است که روابط آن به شکل مسأله بهینه‌سازی زیر است:

$$\min_{(X \in \text{ParetoSet})} (\max_i |\mu_{s_i} - \mu_{f_i}(X)|) \quad (18)$$

فرض شده است در مسیرهای تک مداره امکان نصب سه خط و در مسیرهای دو مداره امکان نصب دو خط جدید فراهم است. همچنین، امکان نصب یک ژنراتور در هر سال و ۴ واحد جدید در هر باس کاندیدا در کل افق طراحی وجود دارد. برنامه‌ریزی توسعه تولید (GEP) و برنامه‌ریزی توسعه انتقال (TEP) نیز در شرایط یکسان و فرضیات مشابه برای دو سیستم مورد مطالعه پیاده‌سازی شده‌اند و مقایسه‌ای بین نتایج آن‌ها با نتایج GTEP ارائه شده است.



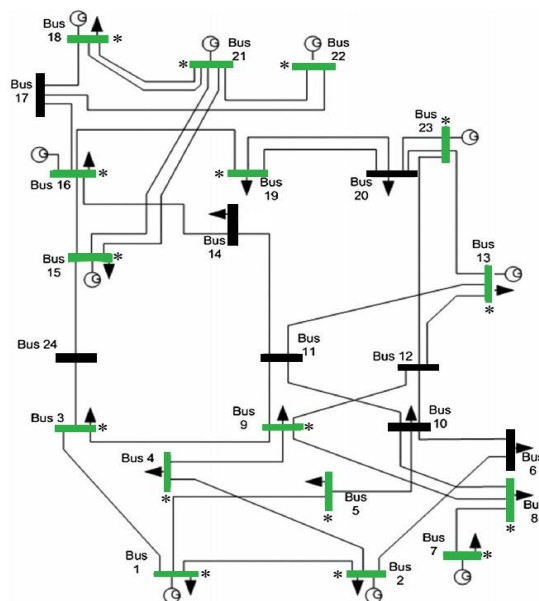
شکل (۲): فلوچارت مدل پیشنهادی

IEEE-RTS-۱-۵

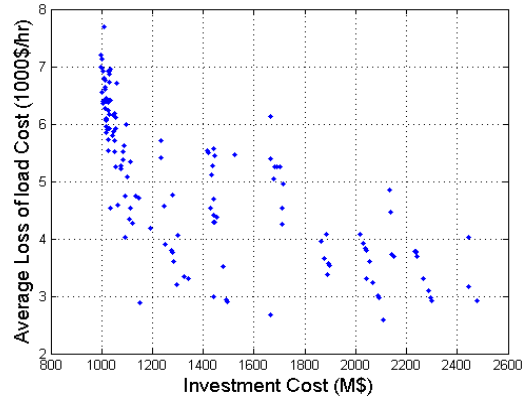
این سیستم برای نشان دادن قابلیت و کارآمدی چارچوب پیشنهادی بر روی شبکه‌های قدرت واقعی انتخاب شده است. اطلاعات شبکه در [۲۳] قابل مشاهده است. به منظور فراهم کردن شرایط مورد نیاز برای طراحی توسعه، فرض شده است شرایط اولیه تولید و مصرف ۲/۲ برابر مقدار اولیه‌شان است. به عبارت دیگر سطح تولید و بار به ترتیب ۷۴۹۰ و ۶۷۲۰ مگاوات است. شاخص‌های خطوط کاندیدای نصب همانند خطوط موجود است. امکان نصب خطوط در همه ۳۴ مسیر موجود به انضمام ۱۰ مسیر جدید (که در ضمایم قابل مشاهده است) فراهم است. هزینه نصب هر خط $1000 \$/MW$ برای هر مایل در نظر گرفته شده است. باس‌های کاندیدای نصب ژنراتور در شکل (۳) به شکل ستاره‌دار مشخص شده است. قیمت پیشنهادی توسط ژنراتورها در [۱۳] آورده شده است.

برای شرایط یاد شده با جمعیت اولیه ۲۵۰ کروموزوم پس از ۸۰ تکرار، ۱۳۹ کروموزوم در جبهه اول قرار گرفتند. شکل (۴) جبهه پارتو جواب‌های یافت شده را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل (۴) الف، ب و ج مشاهده می‌شود در این سیستم، به‌طور کلی هزینه سرمایه‌گذاری با سه معیار دیگر رابطه‌ی عکس دارد. به عبارت دیگر با افزایش هزینه سرمایه‌گذاری سه معیار دیگر کاهش می‌یابند.

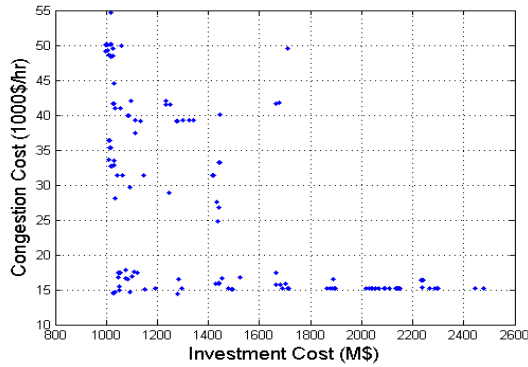
برای سطح ارضای معیارها، ۰/۸، ۱، ۱ به ترتیب مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، تراکم خطوط و هزینه متوسط قطع بار در نظر گرفته شده است. در اینجا، تابع هدف کفایت در یک بازار عمده‌فروشی در نظر گرفته شده است. سه سناریو GTEP، GEP و TEP برای برنامه‌ریزی توسعه شبکه در نظر گرفته شده است. نتایج توابع هدف GEP و TEP نیز با فرض همان سطح ارضای، در جدول (۱) آورده شده است. با توجه به نتایج به‌دست‌آمده و با مقایسه بین GEP و TEP، مشخص می‌شود که اجرای GEP در این سیستم سبب قطع بار کمتر و اجرای TEP سبب بهبود تراکم خطوط خواهد شد. اگرچه بهینه‌ترین حالت ترکیب این دو با یکدیگر است (مسئله GTEP) که با توجه به مقایسه مقادیر به‌دست‌آمده نتیجه می‌شود. اگر مقادیر سناریوی GTEP را با بهترین مقدار معیار به‌دست‌آمده در حالت GEP و یا TEP مقایسه کنیم، مشاهده می‌شود، مسئله GTEP سبب بهبود ۸۲/۴۴ درصد در قطع بار، ۴۰/۱۹ درصد در تراکم خطوط و ۷/۲۲ درصد در هزینه بهره‌برداری سیستم می‌شود اگرچه سبب افزایش ۲۰/۳۹ درصد مجموع سرمایه‌گذاری در بخش تولید و انتقال در مقایسه با مشابه آن در GEP می‌شود. جزئیات تجهیزات نصب‌شده در جدول (۲) آورده شده است.



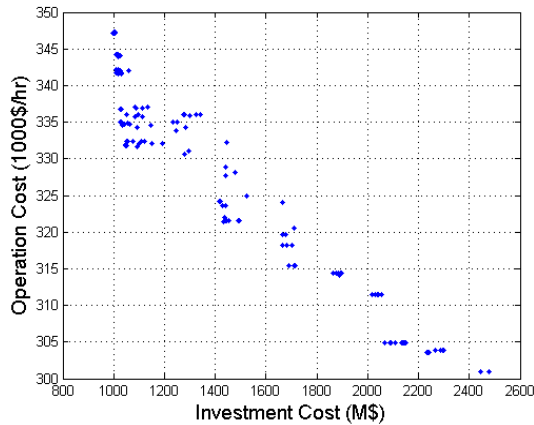
شکل (۳): مدار تک خطی سیستم IEEE-RTS [۲۳]



(الف)



(ب)



(ج)

شکل (۴): جبهه پارتو سیستم IEEE-RTS: الف- رابطه میان هزینه قطع بار و هزینه سرمایه گذاری؛ ب- رابطه میان هزینه تراکم و هزینه سرمایه گذاری؛ ج- رابطه میان هزینه بهره برداری و هزینه سرمایه گذاری.

جدول (۱): مقادیر توابع هدف هر سناریو

سناریو	هزینه سرمایه‌گذاری ژنراتورها (M\$)	هزینه سرمایه‌گذاری خطوط (M\$)	هزینه بهره‌برداری (k\$/h)	هزینه تراکم (k\$/h)	هزینه متوسط قطع بار (k\$/h)
GTEP	۱۵۳۰/۴	۱۷۸/۵۴	۳۱۵/۴۷	۱۵/۱۴۷	۴/۲۵
GEP	۱۴۱۹/۴	۰	۳۴۲/۹۴	۸۲/۸۸۳	۲۴/۲۰
TEP	۰	۱۱۴/۰۷	۳۴۰/۰۴	۲۵/۳۲۸	۵۸/۱۰

جدول (۲): طرح پیشنهادی حالت کفایت IEEE-RTS

سناریو GTEP	سال
نصب خط: ۷-۸، ۱۰-۱۲، ۱۴-۱۶، ۲۱-۲۱، ۱۵-۲۱، ۱۸-۲۱، ۶-۷	۱
نصب ژنراتور: باس ۱۳ ظرفیت ۵۹۱MW	۲
نصب خط: ۴-۹، ۸-۹، ۲۰-۲۳، ۶-۸، ۲۰-۲۲	۳
نصب ژنراتور: باس ۴ ظرفیت ۴۰۰MW	۴
نصب خط: ۳-۹، ۷-۸، ۱۰-۱۰، ۱۲-۱۳، ۲۰-۲۲، ۶-۷	۵
نصب ژنراتور: باس ۸ ظرفیت ۳۰۰MW	۶
نصب خط: ۱۰-۱۰، ۶-۱۰، ۱۶-۲۳	۷
نصب ژنراتور: باس ۹ ظرفیت ۵۹۱MW	۸
بدون سرمایه‌گذاری	۹

۵-۲- شبکه قدرت خراسان

روش پیشنهادی بر روی شبکه واقعی قدرت شمال شرقی ایران (منطقه خراسان) پیاده‌سازی شده است. اطلاعات این سیستم در [۱۳] قابل مشاهده است. این سیستم در شکل (۵) نمایش داده شده است. در اینجا فرض شده است که تمامی باس‌ها کاندیدای نصب ژنراتور هستند. شاخص‌های ژنراتورهای جدید همانند ژنراتورهای موجود است. از سوی دیگر، خطوط انتقال در تمامی مسیرهای موجود (مسیرهای خط پرننگ) به انضمام مسیرهای جدید (مسیرهای خط‌چین) قابلیت نصب دارند. هر دو حالت کفایت و امنیت برای این سیستم بررسی شده است. با اندازه ۲۰۰ کروموزوم پس از ۷۷ تکرار، ۱۱۶ جواب مغلوب نشده در حالت کفایت و ۳۷ جواب مغلوب نشده پس از ۶۴ تکرار در حالت امنیت توسط روش پیشنهادی پیدا شد.

جبهه پارتو جواب‌های حالت کفایت و امنیت شبکه خراسان در شکل‌های (۶) و (۷) ارزیابی شده است. شکل‌های (۶)-الف، (۶)-ب نشان‌دهنده یک رابطه مستقیم بین افزایش هزینه سرمایه‌گذاری و کاهش دو معیار دیگر در این سیستم است. در حالی که با توجه به شکل (۶)-ب لزوماً هزینه

سرمایه‌گذاری بیشتر در این سیستم، آن را به سمت هزینه تراکم کمتر سوق نخواهد داد. در اینجا رابطه مشخصی بین هزینه سرمایه‌گذاری و تراکم وجود ندارد. در حالت کفایت شبکه با در نظر گرفتن سطح ارضای یاد شده در قسمت قبل جواب بهینه نهایی انتخاب شده است. مقدار توابع هدف در جدول (۳) آمده است. در اینجا نیز در مقایسه مسأله GEP و TEP، در کاهش هزینه بهره‌برداری و قطع بار سیستم و TEP در تراکم خطوط با توجه به هزینه سرمایه‌گذاری کمتر رقابت را از یکدیگر می‌برند. اگرچه ترکیب این دو مسأله (GTEP)، بیانگر آن است که در این سیستم، GTEP می‌تواند حتی اقتصادی‌تر از GEP باشد. زیرا با کاهش ۱۱/۲۹ درصد در هزینه سرمایه‌گذاری مجموع بخش تولید و انتقال توانسته است سبب بهبود ۱۷/۲۰ درصد در قطع بار سیستم با هزینه بهره‌برداری کمابیش یکسان شود. جزئیات تجهیزات نصب شده نیز در جدول (۴) آورده شده است.

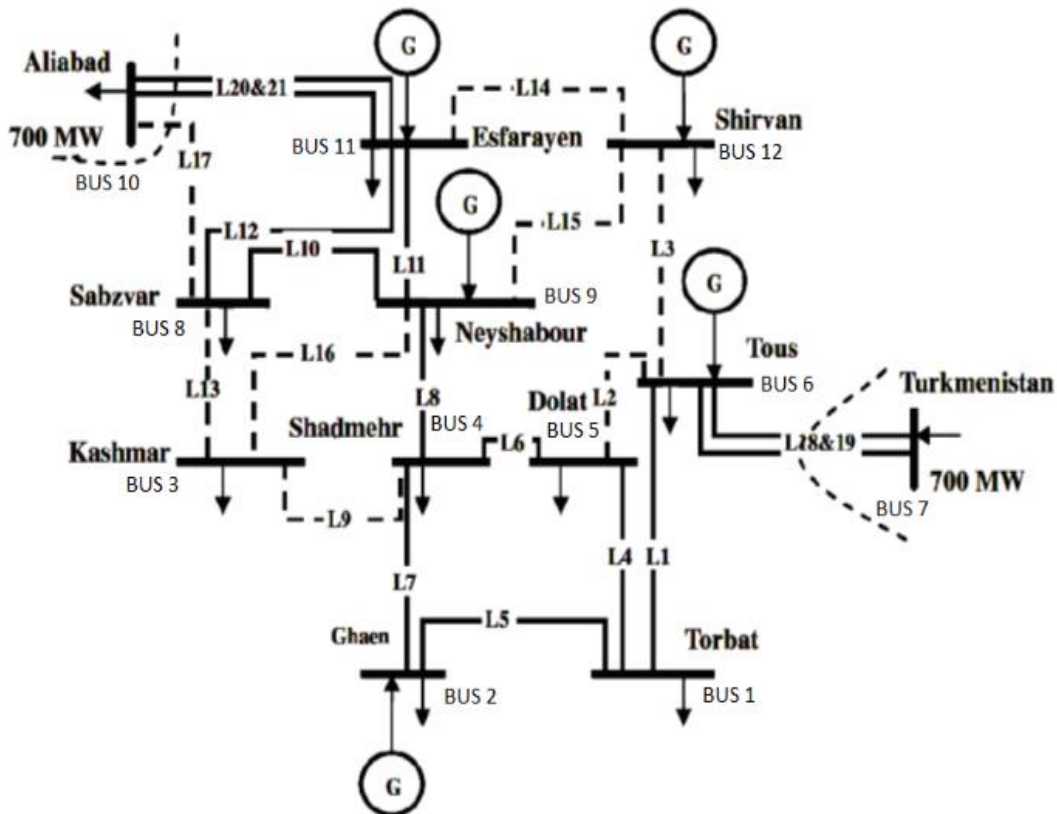
با توجه به شکل (۷)-الف، چون در حالت امنیت تمامی جواب‌ها دارای هزینه تراکم و قطع بار صفر (در حالت N-1) هستند، برای انتخاب جواب نهایی حالت امنیت از یک روش ساده نرخ افزایشی هزینه-سود (ICB) زیر استفاده

شده است [۲۴]:

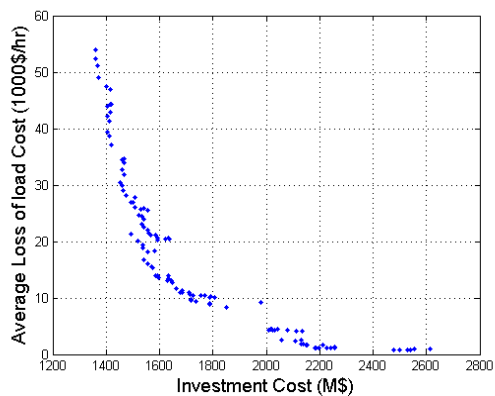
$$ICB_i = \frac{\Delta OC_i}{\Delta IC_i} \quad (19)$$

که در آن ICB_i نرخ افزایشی هزینه- سود برای طرح i ، ΔOC_i اختلاف مقدار هزینه بهره‌برداری در شرایط پایه و طرح i و ΔIC_i اختلاف بین مقدار سرمایه‌گذاری در حالت پایه (صفر) و طرح i است. طرحی با هزینه سرمایه‌گذاری بیش‌ترین ICB را در میان جواب‌ها دارد. جزئیات طرح در جدول (۵) ارائه شده است. بررسی دو حالت کفایت و

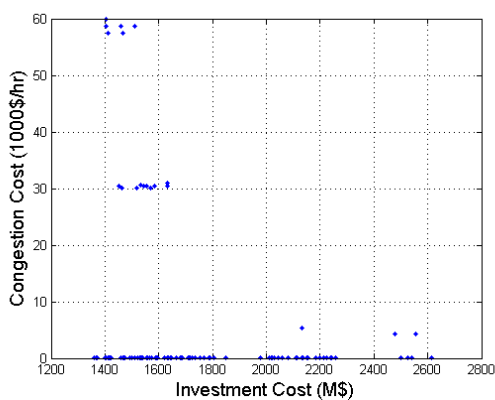
امنیت نشان می‌دهد که در حالت امنیت باید سرمایه‌گذاری بیشتری انجام شود؛ اگرچه سیستم قادر به بهره‌برداری در شرایط N-1 بدون قطع بار خواهد شد. همچنین، با توجه به نتایج طرح‌ها می‌توان دریافت که نصب ژنراتور جدید در باس سبزوار و احداث خط جدید کاشمر به شادمهر، یکی از مهم‌ترین پروژه‌ها برای تأمین کفایت سیستم است و تقویت باس اسفراین با نصب ژنراتور در آن، برای امنیت شبکه اهمیت بالایی دارد.



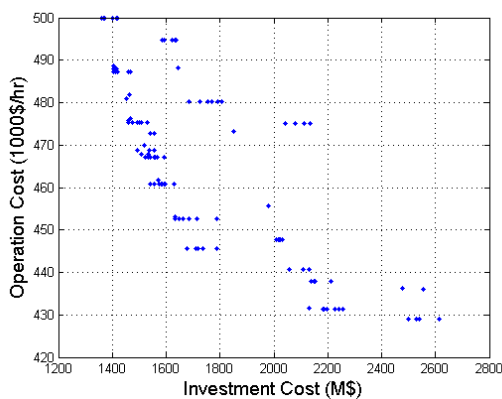
شکل (۵): مدار تک خطی شبکه قدرت خراسان [۱۳]



(الف)

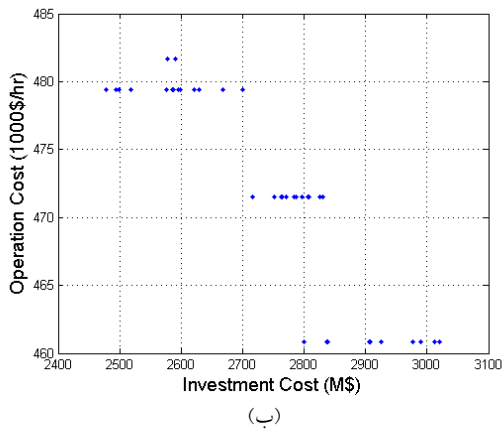
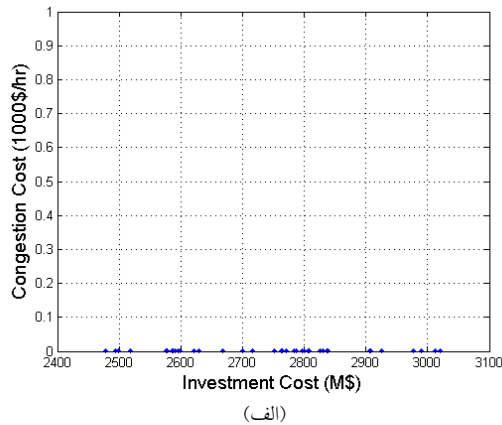


(ب)



(ج)

شکل (۶): جبهه پارتو سیستم واقعی خراسان (حالت کفایت)؛ الف- رابطه میان هزینه قطع بار و هزینه سرمایه‌گذاری؛ ب- رابطه میان هزینه تراکم و هزینه سرمایه‌گذاری؛ ج- رابطه میان هزینه بهره‌برداری و هزینه سرمایه‌گذاری.



شکل (۷): جبهه پارتو سیستم واقعی خراسان (حالت امنیت)؛ الف - رابطه میان هزینه تراکم و هزینه سرمایه‌گذاری؛ ب - رابطه میان هزینه بهره‌برداری و هزینه سرمایه‌گذاری.

جدول (۳): مقادیر توابع هدف هر سناریو در حالت کفایت

سناریو	هزینه سرمایه‌گذاری ژنراتورها (M\$)	هزینه سرمایه‌گذاری خطوط (M\$)	هزینه بهره‌برداری (k\$/h)	هزینه تراکم (k\$/h)	هزینه متوسط قطع بار (k\$/h)
GTEP	۱۶۴۹/۵	۱۳۸/۸۴	۴۴۵/۵۹	۰	۸/۸۴۲
GEP	۲۰۱۶/۱	۰	۴۴۵/۱۰	۰	۱۰/۶۷۹
TEP	۰	۵۴/۹۸۲	۷۲۱/۹۶	۰	۳۱۲/۱۸۵

جدول (۴): طرح پیشنهادی حالت کفایت شبکه خراسان

سناریو GTEP	
نصب خط: L1&L9&L14	۱ سال
نصب ژنراتور: باس ۸ ظرفیت ۱۰۰۰ MW	
نصب خط: L2&L4	۲ سال
نصب ژنراتور: باس ۳ ظرفیت ۱۰۰۰ MW	
نصب ژنراتور: باس ۸ ظرفیت ۱۰۰۰ MW	۳ سال
نصب خط: L9&L16	۴ سال
بدون سرمایه‌گذاری	۵ سال

جدول (۵): طرح نهایی حالت امنیت شبکه خراسان سناریو

نصب خط: L2&L8&L10&L12&L13&L17	سال ۱
نصب ژنراتور: باس ۱۱ ظرفیت ۱۲۰۰ MW	سال ۲
نصب ژنراتور: باس ۴ ظرفیت ۱۰۰۰ MW	سال ۳
نصب ژنراتور: باس ۱ ظرفیت ۱۰۰۰ MW	سال ۴
نصب ژنراتور: باس ۱۱ ظرفیت ۱۲۰۰ MW	سال ۵
بدون سرمایه‌گذاری	

مراجع

- [1] Latorre G., Ruben Darlo C., Areiza J. M., and Villegas A., "Classification of publications and models on transmission expansion planning," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 18, No. 2, pp. 938–946, 2003.
- [2] Fan H. and Cheng H., "Multistage transmission network expansion planning in competitive electricity market based on bi-level programming method," Eur. Trans. Electr. POWER, Vol. 20, No. 5, pp. 1–6, 2011.
- [3] Liu L., Cheng H., Yao L., Ma Z., and Bazargan M., "Multi-objective multi-stage transmission network expansion planning considering life cycle cost and risk value under uncertainties," Int. Trans. Electr. Energy Syst., Vol. 23, pp. 438–450, 2013.
- [4] Correa C. A., Bolanos R. and Garces A., "Enhanced multiobjective algorithm for transmission expansion planning considering N – 1 security criterion," Int. Trans. Electr. Energy Syst., 2014.
- [5] Cortes-Carmona M., Palma-Behnke R., and Moya O., "Transmission Network Expansion Planning by a Hybrid Simulated Annealing Algorithm," 2009 15th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst., 2009.
- [6] Chatthaworn R. and Chaitusaney S., "Transmission network expansion planning considering renewable energy target with Taguchi's orthogonal array testing," IEEE Trans. Electr. Electron. Eng., Vol. 9, No. 6, pp. 588–599, 2014.
- [7] de Mendonça I. M., Junior I. C. S., and Marcato A., "Static planning of the expansion of electrical energy transmission systems using particle swarm optimization," Int. J. Electr. Power Energy Syst., Vol. 60, pp. 234–244, 2014.
- [8] Seifi H. and Sepasian M. S., Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions. Springer Science & Business Media, 2011.
- [9] Hemmati R., Hooshmand R.-A., and Khodabakhshian A., "Comprehensive review of generation and transmission expansion planning," IET Gener. Transm. Distrib., Vol. 7, No. 9, pp. 955–964, 2013.
- [10] Hemmati R., Hooshmand R.-A., and Khodabakhshian A., "State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله، چارچوب جدید چندهدفه برای برنامه‌ریزی دینامیکی توسعه تولید و انتقال در بازار برق پیشنهاد شده است. چندهدفه بودن بهینه‌سازی، نگرش دینامیکی و در نظر گرفتن قابلیت اطمینان بخشی از مزایای روش ارایه شده است. همچنین، ارایه گستره‌ای از طرح‌ها، قابلیت انعطاف‌پذیری برنامه را برای انتخاب توسط طراح با توجه به سیاست‌های متفاوت برنامه‌ریزی بالا می‌برد. روش ارایه‌شده بر روی سیستم IEEE-RTS و سیستم واقعی خراسان پیاده‌سازی و نتایج شبیه‌سازی بحث و بررسی شد. در پایان، نشان داده شد که برنامه‌ریزی همزمان توسعه تولید و انتقال سبب بهینه شدن برنامه‌ریزی و دستیابی به طرح‌های مطلوب‌تر و مناسب‌تر در مقایسه با برنامه‌ریزی مستقل تولید و انتقال می‌شود، اگرچه این امر برنامه‌ریزی را گسترده‌تر و پیچیده‌تر خواهد کرد. همچنین، پیاده‌سازی برنامه‌ریزی به شکل روش دوسطحی و یا فرض چندین سطح بار می‌تواند موضوعاتی برای پژوهش‌های آتی باشد.

ضمایم

هزینه‌های مسیرهای جدید جهت نصب خط انتقال در سیستم RTS در جدول (۶) ارایه شده است.

جدول (۶): هزینه مسیرهای جدید انتقال در IEEE-RTS

مبدأ	مقصد	هزینه سرمایه‌گذاری (M\$)	مبدأ	مقصد	هزینه سرمایه‌گذاری (M\$)
۱	۸	۶/۱۲	۱۳	۱۴	۱۵/۵
۲	۸	۵/۷۷	۱۴	۲۳	۲۱/۵
۶	۷	۸/۷۵	۱۶	۲۳	۲۸/۵
۶	۸	۳/۸۵	۱۹	۲۳	۲۱
۷	۲	۳/۱۵	۲۰	۲۲	۱۶/۵

- Technique Augmented by Virtual Database for Evaluating Generation and Transmission Expansion Planning Problem", *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, Vol. 5, No. 2, pp. 79-90, 2014.
- [18] Pozo D., Sauma E. E., and Contreras J., "A Three-Level Static MILP Model for Generation and Transmission Expansion Planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 28, No. 1, pp. 202-210, 2013.
- [19] Alizadeh B. and Jadid S., "Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming," *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 5, No. 9, p. 948, 2011.
- [20] Deb K., Pratap A., Agarwal S., and Meyerivan T., "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II," *IEEE Trans. Evol. Comput.*, Vol. 6, No. 2, pp. 182-197, 2002.
- [21] Sakawa M., "An interactive fuzzy satisficing method for multiobjective integer programming problems through genetic algorithms," 1998 Second Int. Conf. Knowledge-Based Intell. Electron. Syst. Proc. KES'98 (Cat. No.98EX111), Vol. 1, No. 3, pp. 459-467, 1998.
- [22] "U.S. Energy Information Administration (EIA)." [Online]. Available: <https://www.eia.gov/>. [Accessed: 28-Apr-2015].
- [23] IEEE RTS Task Force Subcommittee, "The IEEE Reliability Test System - 1996," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 14, No. 3, pp. 1010-1020, 1999.
- [24] Maghouli P., Hosseini S. H., Buygi M. O., and Shahidehpour M., "A Multi-Objective Framework for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environments," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 24, No. 2, pp. 1051-1061, 2009.
- review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol. 23, pp. 312-319, 2013.
- [11] Jadidoleslam M., Bijami A., Ebrahimi A., "Generation Expansion Planning by a Modified SFL Algorithm", *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, Vol. 2, No. 1, pp. 27-44, 2011.
- [12] Meza J. L. C., Yildirim M. B., and Masud A. S. M., "A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 2, pp. 871-878, 2007.
- [13] Foroud A. A., Abdoos A. A., Keypour R. and Amirahmadi M., "A multi-objective framework for dynamic transmission expansion planning in competitive electricity market," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 32, No. 8, pp. 861-872, 2010.
- [14] Mazhari S. M., Bagher A., Monsef H. and Lesani H. , " A New Approach for Transmission Network Expansion Planning Considering Actual Worth of Adequacy Using Modified Artificial Bee Colony Algorithm", *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, Vol. 2, No. 4, pp. 1-20, 2012.
- [15] Sharan I. and Balasubramanian., "Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints," *Energy Policy*, Vol. 43, pp. 275-284, 2012.
- [16] Jenabi M., Fatemi Ghomi S. M. T., and Smeers Y., "Bi-Level Game Approaches for Coordination of Generation and Transmission Expansion Planning Within a Market Environment," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 28, No. 3, pp. 2639-2650, 2013.
- [17] Javadi M.S., Saniei M., Rajabi Mashhadi H., "Hybrid Genetic Algorithm Optimization

¹ Generation Expansion Planning

² Transmission Expansion Planning

³ Generation and Transmission Expansion Planning

⁴ Discount rate

⁵ Present value

⁶ Locational Marginal Prices

⁷ Loss of Load Cost

⁸ Non-dominated Sorting Genetic Algorithm

⁹ Pareto Front

