

برنامه‌ریزی پویای توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده در حضور عدم قطعیت تقاضای توان

امیرمسعود محقق^۱، دانشجو دکترا، سید یاسر درخشنده^{۲*}، دانشیار، عباس کارگر^۳، دانشیار

۱- دانشکده فنی و مهندسی- دانشگاه شهرکرد- شهرکرد- ایران.

masoud_mohaqueq@yahoo.com

۲- دانشکده فنی و مهندسی- دانشگاه شهرکرد- شهرکرد- ایران.

y_derakhshandeh@eng.sku.ac.ir

۳- دانشکده فنی و مهندسی- دانشگاه شهرکرد- شهرکرد- ایران.

kargar@ieee.org

چکیده: در این مقاله، یک راهبرد جدید مبتنی بر مدل پویا (زمان محور) جهت برنامه‌ریزی توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده و بهره‌گیری از رویکرد فنی-اقتصادی ارائه شده است. مدل ارائه شده قادر است علاوه بر مکان و ظرفیت بهینه، برنامه زمانی نصب/ تقویت گزینه‌های توسعه را تعیین نماید. برنامه‌ریزی توسعه، یک مسأله بهینه‌سازی غیر محدب و دارای ماهیت غیرخطی و آمیخته با اعداد صحیح است. علاوه بر این، توجه به عدم قطعیت در تقاضای توان باعث می‌شود که مساله به طور فزاینده‌ای چالش برانگیز باشد. از این رو، یک رویکرد تجزیه سه مرحله‌ای برای حل مساله معرفی شده است. به منظور مدل‌سازی عدم قطعیت تقاضای توان در رویکرد پیشنهادی روش تخمین دو نقطه‌ای به کار گرفته شده است. جهت دستیابی به جواب بهینه از الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته استفاده شده است. امکان‌سنجی و اثربخشی رویکرد پیشنهادی در برنامه‌ریزی پویای توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی توسط دو مورد مطالعه‌ای مختلف بر روی سیستم توزیع انرژی الکتریکی ۱۳/۸ کیلوولت با ۲۷ باس نشان داده شده است. نتایج شبیه‌سازی به دست آمده بیانگر قابلیت و سودمندی رویکرد پیشنهادی در برنامه‌ریزی پویای توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی توسعه، شبکه توزیع، بهینه‌سازی، قابلیت اطمینان، عدم قطعیت، تخمین دونقطه‌ای

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۸/۷/۲۷

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۹/۰۲/۱۱

نام نویسنده‌ی مسئول : سید یاسر درخشنده

نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران- شهرکرد- دانشگاه شهرکرد- دانشکده فنی و مهندسی

جدول علائم و اختصارات

A	بردار پارامترهای دارای عدم قطعیت خروجی	s	شاخص پست
b	شاخص باس‌های سیستم توزیع انرژی الکتریکی	S	مجموعه پست‌های در نظر گرفته شده
B	مجموعه تمام باس‌های سیستم توزیع انرژی الکتریکی	S_I	تابع هدف در سطح اول مساله (مرحله اول تجزیه)
BW_{gn}	فاصله پهنای باند در نسل gn	S_{II}	تابع هدف در سطح دوم مساله (مرحله دوم تجزیه)
BW_{min}	حداقل فاصله پهنای باند	S_{III}	تابع هدف در سطح سوم مساله (مرحله سوم تجزیه)
BW_{max}	حداکثر فاصله پهنای باند	t	شاخص دوره از افق برنامه‌ریزی
$C_{b,m,l,t}(OD_e)$	هزینه خروج مبتنی بر زمان خروج OD_e بر حسب تابع خسارت مشترکین (SCDF) در بخش m از باس متاثر b در رخداد خرابی e سطح بار l و دوره t $[\$/kW]$	TB_t	بودجه در دسترس در دوره t
d	شاخص واحد تولید پراکنده	TB	بودجه کل در دسترس در افق برنامه‌ریزی
D	مجموعه واحدهای تولید پراکنده در نظر گرفته شده	TIC_y	هزینه سرمایه‌گذاری طرح توسعه y $[M\$]$
e	شاخص رخدادهای مرتبط با خرابی	$TCOC_y$	هزینه خروج مشترکین طرح توسعه y $[M\$]$
E	مجموعه رخدادهای مرتبط با خرابی‌های مفروض	TMC_y	هزینه تعمیر و نگهداری طرح توسعه y $[M\$]$
$E_{b,l}$	انرژی الکتریکی مصرف شده در باس b و سطح بار l	TOC_y	هزینه بهره‌برداری طرح توسعه y $[M\$]$
ED_e	مدت زمان خروج در اثر رخداد خرابی e $[hr]$	$TIC_{y,t}$	هزینه سرمایه‌گذاری طرح توسعه y در دوره t $[M\$]$
$ED_{l,t}$	بردار ستونی تقاضای توان گره در سطح بار l و دوره t	$TMC_{y,t}$	هزینه تعمیر و نگهداری طرح y در دوره t $[M\$]$
$EDC_{l,t}$	بردار بار باس قطع شده در سطح بار l و در دوره t	$TCOC_{y,l,t}^e$	هزینه مورد انتظار خروج مشترکین در طرح توسعه y در سطح بار l و دوره t و رخداد خرابی e $[M\$]$
EMC_l	هزینه انرژی در سطح بار l $[\$/MWh]$	$TMC_{y,f,t}$	هزینه تعمیر فیدر f طرح y در دوره t $[M\$]$
f	شاخص فیدر	$TMC_{y,s,t}$	هزینه تعمیر پست s طرح y در دوره t $[M\$]$
F	مجموعه فیدرهای در نظر گرفته شده	$TOC_{y,l,t}$	هزینه بهره‌برداری طرح y در سطح بار l و دوره t $[M\$]$
gp	ضریب نفوذ منبع تولید پراکنده	$USF(x)$	تابع پله واحد، اگر $x > 0$ آنگاه $USF(x) = 1$ ، در غیر این صورت $USF(x) = 0$
HMS	مجموعه تمام بردارهای هارمونی ذخیره شده در HM	v_i	متغیر ورودی دارای عدم قطعیت i ام
$h(v_i)$	معادلات پخش بار	$V_{b,l,t}$	ولتاژ در باس b در سطح بار l و در دوره t $[p.u.]$
i	شاخص متغیرهای تصمیم‌گیری در نظر گرفته شده	$V_{l,t}^{min}$	حداقل ولتاژ باس در سطح بار l و در دوره t $[p.u.]$
I	مجموعه تمام متغیرهای تصمیم‌گیری در نظر گرفته شده	$V_{l,t}^{max}$	حداکثر ولتاژ باس در سطح بار l و در دوره t $[p.u.]$
$I(R,P,X)$	بردار تابع غیرخطی مساله سه مرحله‌ای	$v_{b,m,l,t}^e$	میزان تقاضای توان در بخش m از باس b در رخداد خرابی e و سطح بار l و دوره t $[MW]$
$I_{l,t}$	بردار جریان فیدرها در سطح بار l و در دوره t	X	بردار پارامترهای دارای عدم قطعیت ورودی
$I_{s,l,t}$	جریان ترانسفورماتور s در سطح بار l و دوره t $[p.u.]$	$\dot{X}$	مقدار پیش بینی شده برای پارامترهای دارای عدم قطعیت
$I_{f,l,t}$	جریان فیدر f در سطح بار l و دوره t $[p.u.]$	$\dot{x}$	میزان انحراف از مقدار پیش بینی شده پارامترهای دارای عدم قطعیت
I_f^{max}	حداکثر جریان مجاز عبوری از فیدر f $[p.u.]$	x_{iL}	حد پایین از متغیر تصمیم‌گیری i
I_s^{max}	حداکثر جریان مجاز تزریق شده از پست s $[p.u.]$	x_{iU}	حد بالا از متغیر تصمیم‌گیری i
$ICD_{d,t}$	هزینه سرمایه‌گذاری واحد تولید پراکنده d در دوره t $[M\$/MVA]$	x_i^{old}	درایه i از بردار هارمونی انتخاب شده از HM
$ICF_{f,t}$	هزینه سرمایه‌گذاری فیدر f در دوره t $[M\$]$	x_i^j	درایه i از بردار هارمونی j ذخیره شده در HM
$ICS_{s,t}$	هزینه سرمایه‌گذاری پست s در دوره t $[M\$]$	y	شاخص طرح توسعه
IM^y	ترانزاده ماتریس تقاطع شاخه و گره	Y_b^{ein}	سال تقویت گزینه توسعه در باس b
$IM_{row,f}^y$	سطر f از ترانزاده ماتریس تقاطع شاخه و گره	Y_b^{ins}	سال نصب گزینه توسعه در باس b

$IN_{l,t}$	بردار ستونی تزریق باس در سطح بار l و دوره t	Z_f	امپدانس فیدر f
j	شاخص بردارهای هارمونی ذخیره شده در HM	α	بردار هزینه سرمایه گذاری در مرحله اول تجزیه
l	شاخص سطح بار از منحنی تداوم بار	β	بردار هزینه بهره برداری، هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه خروج مشترکین در مرحله سوم تجزیه
L	مجموعه سطوح بار در نظر گرفته شده	β_d^{ins}	متغیر تصمیم گیری باینری نصب منبع تولید پراکنده d
LLD_l	مدت زمان سطح بار l [hr]	β_f^{ins}	متغیر تصمیم گیری باینری نشان دهنده حالت نصب فیدر f
m	شاخص بخش های مختلف در هر بار موجود در هر باس	β_f^{rein}	متغیر تصمیم گیری باینری نشان دهنده حالت تقویت فیدر f
M	مجموعه تمام بخش های مفروض در هر بار و در هر باس	β_s^{ins}	متغیر تصمیم گیری باینری نشان دهنده حالت نصب پست s
N_l	تعداد سطوح بار در منحنی تداوم بار	β_s^{rein}	متغیر تصمیم گیری باینری نشان دهنده حالت تقویت پست s
N_i	تعداد باس های بار شبکه	Γ^t	بودجه عدم قطعیت
N_p	تعداد سال های افق برنامه ریزی	γ	طول عمر طرح توسعه y [year]
OF	تابع هدف مساله برنامه ریزی توسعه	ε	یک عدد تصادفی بین یک و منفی یک
OD_e	مدت زمان تعمیر فیدر دارای خطا	$\zeta_{i,1}$	مکان جمع شدگی اول از پارامتر دارای عدم قطعیت ورودی i
$OCD_{d,l,t}$	هزینه بهره برداری واحد تولید پراکنده d در سطح بار l دوره t [\$/MWh]	$\zeta_{i,2}$	مکان جمع شدگی دوم از پارامتر دارای عدم قطعیت ورودی i
P	بردار متغیرهای بهره برداری، تعمیر و نگهداری و خروج مشترکین در مرحله سوم تجزیه	λ_e	نرخ رخداد خطا در سال [failure/year]
PAR_{gn}	نرخ تنظیم صدادهی در نسل gn	$\lambda_{i,3}$	چولگی پارامتر دارای عدم قطعیت ورودی i
PAR_{min}	حداقل نرخ تنظیم صدادهی	$\lambda_{s,l,t}$	قیمت بازار برق پست s در سطح بار l و دوره t [\$/MWh]
PAR_{max}	حداکثر نرخ تنظیم صدادهی	μ_A	مقدار موردانتظار از تابع A
$P_{b,l,t}$	تقاضای توان در باس b در سطح بار l و دوره t	μ_{y_i}	مقدار موردانتظار از بردار Y
$P_{d,l,t}$	توان تولیدی واحد تولید پراکنده d در سطح بار l و دوره t [MW]	μ^{IS}	مجموعه قیود سرمایه گذاری در مساله تجزیه سه مرحله ای
$P_{s,l,t}$	توان تولیدی پست s در سطح بار l و دوره t [MW]	μ^{XS}	مجموعه عدم قطعیت در مساله تجزیه سه مرحله ای
$p_{i,k}$	ضریب وزنی پارامتر دارای عدم قطعیت ورودی i	$\xi_{b,m}^e$	نرخ خرابی متوسط در بخش m از باس تحت تاثیر واقع شده b در رخداد خرابی e [failure/year]
P_d^{cap}	ظرفیت عملیاتی واحد تولید پراکنده d در دوره t [MVA]	σ_A	مقدار انحراف معیار تابع A
r	تعداد کل ورودی های پخش بار	σ_{y_i}	مقدار انحراف معیار از بردار Y
R	بردار متغیرهای سرمایه گذاری در مرحله اول تجزیه	σ^{AC-OPF}	مجموعه قیود پخش بار AC غیر خطی در تجزیه سه مرحله ای
R_f	مقاومت فیدر f [Ω]	K, F	ماتریس ضرایب در تجزیه مساله سه مرحله ای
R_s	مقاومت ترانسفورماتور s [Ω]	τ	نرخ بهره [%]

۱- مقدمه

۱-۱- سابقه و انگیزه

برنامه‌ریزی توسعه سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی (EEDSs)^۱ یکی از وظایف مهم شرکت‌های توزیع انرژی الکتریکی (DISCOs)^۲ محسوب می‌شود [1]. شرکت‌های توزیع همواره به دنبال راهبردهای برنامه‌ریزی نوینی برای شبکه تحت پوشش خود با هدف افزایش درآمد حاصل از فروش برق و کمینه نمودن ریسک سرمایه‌گذاری می‌باشند تا همواره پاسخگوی تأمین رشد بار مناطق تحت پوشش خود به طور اقتصادی باشند. پاسخگویی اقتصادی به رشد بار با اضافه نمودن گزینه‌های جدید به انتخاب‌های قدیمی و سنتی در حل مسأله برنامه‌ریزی توسعه قابل دستیابی است [2-4]. لذا می‌بایست برنامه‌ریزی توسعه موردبازنگری قرار گیرد [5]. اهمیت موضوع برنامه‌ریزی توسعه شبکه موجب شده است که مساعی تحقیقاتی فراوانی ظرف پنجاه سال گذشته به این مبحث اختصاص یابد.

۱-۲- پیشینه تحقیق

مطالعات صورت گرفته در حوزه برنامه‌ریزی توسعه شبکه توزیع از دو دیدگاه مورد بررسی قرار می‌گیرند. الف) مدل‌سازی، ب) روش حل. در ادامه به مرور پیشینه پژوهش از این دو منظر پرداخته می‌شود. در [6] به کاربرد گزینه‌های سنتی در توسعه شبکه اکتفا شده است. در حالی که پیدایش منابع تولید پراکنده (DGRs)^۳ در مسأله برنامه‌ریزی، ضمن تغییر در نحوه بهره‌برداری از این سیستم‌ها، این امکان را برای شرکت‌های توزیع فراهم نموده است تا بتوانند سیستم‌هایی با هزینه پایین‌تر طراحی نمایند [7,8]. محققان در [9,10] برای دستیابی به برنامه توسعه شبکه‌های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده، برخی از الگوریتم‌های بهینه را معرفی کرده‌اند. اساساً در مسأله برنامه‌ریزی توسعه شبکه بایستی همواره رشد مصرف انرژی الکتریکی به صورت فنی و اقتصادی توسط سیستم مورد توجه قرار گیرد. در مرجع [11] مجموعه‌ای از شاخص‌های فنی و اقتصادی بطور همزمان در تابع هدف در نظر گرفته نشده است. همچنین در [12]، یک برنامه نویسی پویا و تصادفی برای برنامه‌ریزی نصب منابع تولید پراکنده در شبکه پیشنهاد شده است که هزینه احداث، بهره‌برداری و نگهداری را کمینه می‌کند. در مقابل در [13] یک چارچوب برنامه نویسی تصادفی مبتنی بر سناریو ارائه شده است تا مسأله برنامه‌ریزی توسعه شبکه توزیع بر اساس مجموع هزینه‌ها و قابلیت اطمینان سیستم بهینه شود. در نظر گرفتن یک چارچوب فنی-اقتصادی در تابع هدف می‌تواند نتایج حاصل از مسأله برنامه‌ریزی را کاربردی نماید [14,15]. در [16] تأثیر در نظر گرفتن

مجموعه کاملی از قیود در افزایش استحکام مدل‌سازی مسأله برنامه‌ریزی توسعه، مورد بررسی قرار می‌گیرد. همچنین در نظر گرفتن عدم قطعیت در مسأله برنامه‌ریزی، در حضور تعداد بیشتری از قیود عملیاتی به واقعیت پذیری نتایج کمک می‌کند [17].

بطور کلی، رویکرد حل مسأله برنامه‌ریزی توسعه در دو دسته استاتیک و برنامه‌ریزی چندمرحله‌ای (پویا) قابل بررسی است [18]. در [19,20] با انتخاب رویکرد استاتیک، مکان و اندازه گزینه‌های توسعه جدید جهت نصب/تقویت در مسأله برنامه‌ریزی مشخص می‌شود. در حالی که در [21, 22] با برنامه‌ریزی پویا، علاوه بر مکان و اندازه، زمان مناسب جهت نصب گزینه‌های توسعه نیز مورد توجه قرار می‌گیرد. در نظر گرفتن یک مدل پویا در مسأله منجر به دستیابی به نتایج بهینه خواهد شد [23].

در [24]، عدم قطعیت‌های موجود در فرآیند برنامه‌ریزی توسعه در نظر گرفته نشده است. مدل‌سازی عدم قطعیت باعث افزایش استحکام راه حل بهینه می‌شود [25-28]. با توجه به ماهیت منابع عدم قطعیت، باید روش‌های عملی و قابل کنترل برای ارزیابی آنها انتخاب شود. در [9]، روش برنامه‌ریزی مبتنی بر برنامه نویسی احتمالاتی (SP)^۴ پارامترهای نامعین را با سناریوسازی مدل می‌کند، در حالی که در [29,30] روش‌های بهینه‌سازی مقاوم (RO)^۵، از طریق مجموعه‌های عدم قطعیت برای مدل‌سازی انتخاب می‌شوند. در [31] روش مونت کارلو (MCS)^۶ برای ارزیابی عدم قطعیت به کار رفته است، که دارای حجم و زمان محاسباتی بالا و دقت کم در دستیابی به نتایج بهینه و کاربردی است. به طور کلی، محدوده تغییر پارامترهای نامعین، انتخاب تابع توزیع احتمال مناسب، چگونگی تحقق پارامترهای نامعین متعلق به مجموعه‌های عدم قطعیت و فضای حل مسأله برنامه‌ریزی، از مهم‌ترین عوامل مؤثر است که در بررسی عدم قطعیت باید مورد توجه قرار گیرد [32]، [33].

مسأله برنامه‌ریزی توسعه اساساً یک مسأله بهینه‌سازی غیر محدب است که دارای ماهیت غیرخطی و آمیخته با اعداد صحیح می‌باشد [34,35]. کاربرد پخش بار غیرخطی و غیر محدب، محاسبات را پیچیده می‌کند [36]. به علاوه در نظر گرفتن عدم قطعیت، موضوع مهم دیگری است که بر پیچیدگی مسئله بهینه‌سازی و در عین حال استحکام راه حل بهینه تأثیر می‌گذارد [37]. با توجه به این دو موضوع، مطالعات برنامه‌ریزی توسعه شبکه را می‌توان در سه گروه مورد بررسی قرار داد. گروه اول شامل روش‌هایی است که اقدام به خطی‌سازی مسأله برنامه‌ریزی توسعه می‌کنند [38]. در این گروه، نتایج حاصل با ماهیت غیرخطی مسأله برنامه‌ریزی توسعه تناسب ندارد و این ساده‌سازی منجر به کاهش دقت و دستیابی به نتایج نامطلوب به منظور پیاده‌سازی در کاربردهای واقعی

^۴ Probabilistic programming
^۵ Robust optimization
^۶ Monte carlo simulation

^۱ Electrical energy distribution systems
^۲ Distribution companies
^۳ Distributed generation resources

vi. از الگوریتم بهینه سازی قدرتمند جستجوی هارمونی بهبود یافته (IHS) ^v برای غلبه بر مشکلات مرتبط با برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع استفاده می شود.

ادامه این مقاله در چهار بخش سازماندهی شده است. بخش ۲ مدل سازی مسئله برنامه ریزی توسعه را توصیف می کند. علاوه بر این، روش حل پیشنهادی در بخش ۳ گزارش شده است. در نهایت، نتایج شبیه سازی و نتیجه گیری به ترتیب در بخش ۴ و ۵ ارائه شده است.

۲- مدل سازی مسئله برنامه ریزی

۲-۱- فرضیات فرآیند مدل سازی

فرضیات در نظر گرفته شده در فرآیند برنامه ریزی توسعه به شرح زیر بیان می گردد.

- مسئله برنامه ریزی توسعه از دیدگاه بهره بردار سیستم توزیع انرژی الکتریکی (DSO) ^۸ حل می شود.
- در فرآیند حل مسئله برنامه ریزی توسعه، بهره بردار سیستم انتخاب گزینه های توسعه دارای آزادی عمل می باشد.
- منحنی بار روزانه در طول افق برنامه ریزی با استفاده از منحنی تداوم بار (LDC) ^۹ مدل می شود.
- بدلیل در دسترس نبودن منحنی تداوم بار پیوسته، این منحنی به طور گسسته تقریب زده می شود.
- منحنی تداوم بار به چند سطح بار تقسیم می گردد.
- هر سطح بار دارای یک قیمت بازار منحصربه فرد می باشد.
- توان مصرف کنندگان یا از بازار برق عمده فروشی مبتنی بر حوضچه (WEM) ^{۱۰} خریداری شده یا از منابع تولید پراکنده تولید می شود.
- بار شامل سه بخش صنعتی، مسکونی و تجاری است.

۲-۲- مدل سازی توابع هدف

هزینه سرمایه گذاری، هزینه بهره برداری، هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه مورد انتظار خروج مشترکین در رویکرد پیشنهادی به عنوان تابع هدف اصلی مسئله برنامه ریزی توسعه مطابق با معادله (۱) در نظر گرفته شده است.

$$OF = TIC_y + TOC_y + TMC_y + TECOC_y \quad (1)$$

^v Improved harmony search algorithm

^۸ Distribution system operator

^۹ Load duration curve

^{۱۰} Wholesale electricity market

می گردد. در گروه دوم، مدل غیرخطی جهت برنامه ریزی توسعه شبکه در نظر گرفته می شود، ولی از عدم قطعیت به منظور اجتناب از پیچیدگی بیشتر فرایند بهینه سازی صرف نظر می شود [39]. این روش ها به اندازه کافی دقیق نیستند. به عبارت دیگر، اگر پارامتر نامعین از مقدار پیش بینی شده خود منحرف شود، راه حل های به دست آمده، ممکن است غیر بهینه باشند. گروه سوم شامل مدل های غیرخطی است که عدم اطمینان را هم در نظر می گیرند، که در آن ها داده های ورودی گسترش یافته و پیچیدگی محاسباتی مساله افزایش می یابد [40]. روش پیشنهادی در این مقاله، یک ابزار موثر برای دستیابی به نتایج بهینه، در مقایسه با مطالعات گروه اول و دوم است و با انتخاب روش حل مناسب، باعث کاهش بار محاسباتی در مقایسه با گروه سوم می شود. نتایج حاصل از روش پیشنهادی برای تمام حالت هایی که داده های نامعین می توانند اختیار کنند بهینه بوده و در مقابل عدم قطعیت از استحکام کافی برخوردار است. به منظور مشخص نمودن برتری های روش پیشنهادی در مقابل روش های ارائه شده در سایر مقالات، تعدادی از مهم ترین مقالات معرفی شده در این بخش، در جدول ۱۲ (ضمیمه) به طور خلاصه بررسی و مقایسه شده اند.

۱-۳- نوآوری ها

این مطالعه با هدف ایجاد یک الگوریتم چند هدفه و چند مرحله ای به منظور توسعه همزمان شبکه توزیع و منابع تولید پراکنده انجام شده است. به طور خلاصه، نوآوری های ارائه شده در این مقاله عبارتند از:

- یک مدل برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع مقاوم چند مرحله ای (min-max-min) چند ساله ارائه می شود و در آن عدم قطعیت در تقاضای توان در نظر گرفته می شود.
- یک رویکرد تجزیه سه سطحی برای حل مسئله بهینه سازی پیشنهاد می شود. در واقع مسئله برنامه ریزی به بخش های کوچکتر تقسیم می شود تا بهینه سازی قابل کنترل تر شود و بار محاسباتی مسئله کاهش یابد.
- برای تعیین عدم قطعیت در تقاضای توان در رویکرد پیشنهادی از روش تخمین دونقطه ای استفاده می شود.
- یک روش پویا برای حل مسئله برنامه ریزی ارائه شده است که زمان نصب گزینه های توسعه در آن در نظر گرفته می شود.
- مدل ارائه شده با ارایه یک رویکرد فنی-اقتصادی به طور همزمان دو هدف را دنبال می کند: یکی "به حداقل رساندن هزینه های سرمایه گذاری و بهره برداری" و دیگری "بهبود شاخص قابلیت اطمینان با کاهش انرژی تامین نشده مشترکین".

۲-۲-۱- هزینه سرمایه گذاری

معمولاً بودجه در دسترس به منظور توسعه شبکه محدود می باشد. از این رو، کمینه سازی هزینه سرمایه گذاری با معادلات (۲) و (۳) به عنوان بخش اول تابع هدف مسئله برنامه ریزی در نظر گرفته می شود.

$$TIC_y = \sum_{t=1}^T \left[\frac{(1+\tau)^T}{(1+\tau)^T - 1} \times (1+\tau)^{-t} \right] \times TIC_{y,t}; \quad (2)$$

$$\forall t = 1, 2, \dots, T$$

$$TIC_{y,t} = [\sum_{s=1}^S \beta_s^{rein} \cdot ICS_{s,t} + \sum_{f=1}^F \beta_f^{rein} \cdot ICF_{f,t}] * (USF(t - Y_b^{rein} + 1) - USF(t - Y_b^{rein})) +$$

$$[\sum_{s=1}^S \beta_s^{ins} \cdot ICS_{s,t} + \sum_{f=1}^F \beta_f^{ins} \cdot ICF_{f,t} + \sum_{d=1}^D \beta_d^{ins} \cdot ICD_{d,t} \cdot (P_d^{cap} + P_d^{reserve})] * (USF(t - Y_b^{ins} + 1) - USF(t - Y_b^{ins})) \quad (3)$$

- اگر در باس i ام منبع تولید پراکنده نصب شود آنگاه $\beta_d^{inv} = 1$ است، در غیر این صورت $\beta_d^{inv} = 0$.
- اگر فیدر f ام تقویت شود آنگاه $\beta_f^{rein} = 1$ است، در غیر این صورت $\beta_f^{rein} = 0$.

۲-۲-۲- هزینه بهره برداری

با افزایش تلفات در شبکه، کارآمدی آن کاهش می یابد. کمینه سازی هزینه بهره برداری با معادلات (۴) و (۵) به عنوان بخش دوم تابع هدف مسئله برنامه ریزی توسعه در نظر گرفته می شود.

$$TOC_y = \sum_{t=1}^T \left[\left((1+\tau)^{-t} + \frac{(1+\tau)^{-T}}{\tau} \right) \times \sum_{l=1}^L \left(8760 \times EMC_l \times \frac{LLD_l}{24} \right) \times TOC_{y,l,t} \right]; \quad (4)$$

$$\forall t = 1, 2, \dots, T, \forall l = 1, 2, \dots, L$$

$$TOC_{y,l,t} = \sum_{s=1}^S R_s \times [I_{s,l,t}]^2 + \sum_{f=1}^F R_f \times [I_{f,l,t}]^2 + \sum_{d=1}^D OCD_{d,l,t} \times P_{d,l,t} + \sum_{s=1}^S \lambda_{s,l,t} \times P_{s,l,t}; \quad (5)$$

$$\forall s = 1, 2, \dots, S, \forall f = 1, 2, \dots, F, \forall d = 1, 2, \dots, D$$

۲-۲-۳- هزینه تعمیر و نگهداری

افزایش تقاضای توان در مسئله برنامه ریزی، منجر به افزایش هزینه تعمیر و نگهداری می گردد. کمینه سازی این هزینه با معادلات (۶) و (۷) به عنوان بخش سوم تابع هدف مسئله برنامه ریزی در نظر گرفته می شود.

$$TMC_y = \sum_{t=1}^T \left[\left((1+\tau)^{-t} + \frac{(1+\tau)^{-T}}{\tau} \right) \times TMC_{y,t} \right]; \quad (6)$$

$$\forall t = 1, 2, \dots, T$$

$$TMC_{y,t} = \sum_{s=1}^S TMC_{y,s,t} + \sum_{f=1}^F TMC_{y,f,t}; \quad (7)$$

$$\forall t = 1, 2, \dots, T, \forall s = 1, 2, \dots, S, \forall f = 1, 2, \dots, F$$

۲-۲-۴- هزینه مورد انتظار خروج مشترکین

در نظر گرفتن قابلیت اطمینان در فرآیند برنامه ریزی توسعه به عنوان تضمینی است که طرح های توسعه بدست آمده می توانند سطوح استاندارد از پیش تعیین شده را برآورده کنند. در اکثر مطالعات انجام شده در حوزه برنامه ریزی توسعه از شاخص های سنتی و غیر تصادفی ارزیابی قابلیت اطمینان استفاده می شود. این شاخص های سنتی ارزش محور نبوده و همچنین با ساختار جدید (پس از فرآیند تجدید ساختار) ناسازگار می باشند [41]. در نتیجه، استفاده از شاخص های تصادفی مناسب برای ارزیابی قابلیت اطمینان کاملاً احساس می گردد. از این رو، کمینه سازی هزینه مورد انتظار خروج مشترکین مطابق با معادلات (۸) و (۹) به عنوان بخش چهارم تابع هدف مسئله برنامه ریزی توسعه در نظر گرفته می شود.

$$TECOC_y = \sum_{t=1}^T \left[\left((1+\tau)^{-t} + \frac{(1+\tau)^{-T}}{\tau} \right) \times \sum_{l=1}^L (8760 \times TECOC_{y,l,t}^e) \right]; \quad (8)$$

$$\forall t = 1, 2, \dots, T, \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall e = 1, 2, \dots, E$$

$$TECOC_{y,l,t}^e = \sum_{e=1}^E v_{b,m,l,t}^e \cdot C_{b,m,l,t} (OD_e) \cdot \xi_{b,m}^e; \quad (9)$$

$$\forall t = 1, 2, \dots, T, \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall m = 1, 2, \dots, M,$$

$$\forall b = 1, 2, \dots, B, \forall e = 1, 2, \dots, E$$

به منظور کاهش هزینه خروج مشترکین، امکان عملکرد جزیره ای پس از وقوع خطا در نظر گرفته می شود. اگر در بخش جدا شده از شبکه، منابع تولید پراکنده با میزان تولید کافی وجود داشته باشد و بتواند قیود مرتبط را تامین کند، این قسمت را می توان با موفقیت به عنوان یک جزیره برای تأمین بارهای جدا شده تا زمانی که بخش دارای خطا تعمیر شود، معرفی کرد. در غیر این صورت، تمام یا بخشی از بارهای این جزیره باید حذف شود. روند اجرایی فرآیند ارزیابی قابلیت اطمینان در شکل (۱) نشان داده شده است.

شرط ۱- تعداد فیدرهای شبکه باید برابر با تعداد کل باس های شبکه منهای ۱ باشد، چنانکه در رابطه (۱۰) آمده است [43]:

$$F = N_i - 1 \quad (10)$$

شرط ۲- شبکه باید دارای پیوستگی باشد.

این دو شرط باید به طور همزمان برآورده شوند، یعنی تامین هر یک از آنها به تنهایی، ساختار شعاعی شبکه را تضمین نمی کند. در این روش ها، شبکه فقط یک نقطه تغذیه (پست) دارد و دو شرط ذکر شده برای تامین قید شعاعی کافی است. اما در صورتی که شبکه بیش از یک نقطه تغذیه داشته باشد، شرط ۱ باید به صورت رابطه (۱۱) تغییر یابد [18]:

$$F = N_i - S \quad (11)$$

۲-۳-۲- قیود بهره برداری

عموما قیود بهره برداری به شرایط استاندارد بهره برداری از تجهیزات موجود در شبکه توزیع مرتبط می باشند. قیود مرتبط با ظرفیت فیدرها و پست ها به ترتیب با استفاده از روابط (۱۲) و (۱۳) بیان شده است. همچنین، قیود مرتبط با ولتاژ و حداکثر تقاضای توان در باس ها به ترتیب با استفاده از روابط (۱۴) و (۱۵) نمایش داده شده است. روابط (۱۶) و (۱۷) به ترتیب بیانگر قیود ظرفیت فردی و گروهی مرتبط با منابع تولید پراکنده می باشند.

$$0 \leq I_{f,l,t} \leq I_f^{\max}; \quad (12)$$

$$\forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T, \forall f = 1, 2, \dots, F$$

$$0 \leq I_{s,l,t} \leq I_s^{\max}; \quad (13)$$

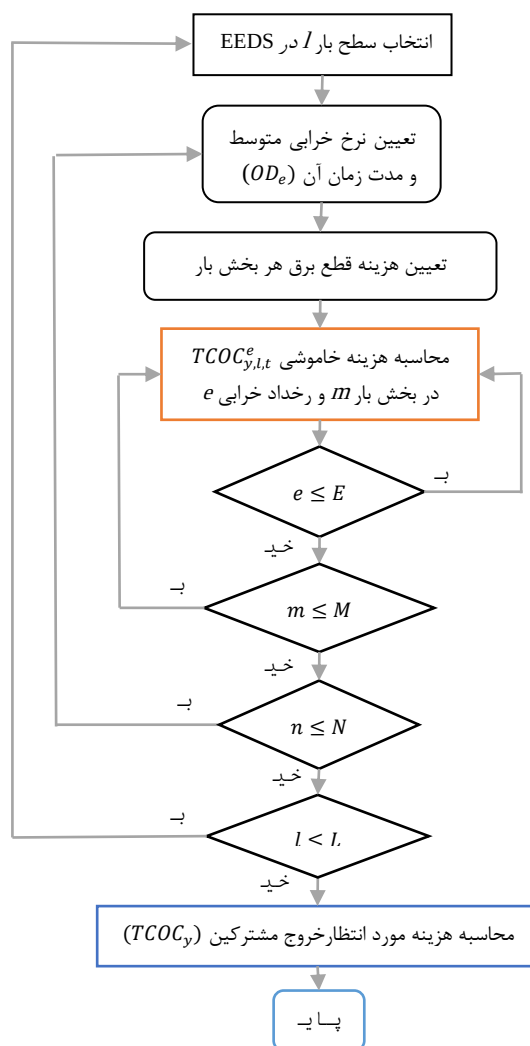
$$\forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T, \forall s = 1, 2, \dots, S$$

$$V_{l,t}^{\min} \leq V_{b,l,t} \leq V_{l,t}^{\max}; \quad (14)$$

$$\forall b = 1, 2, \dots, B, \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \sum_{b=1}^B P_{b,l,t} \leq \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \sum_{s=1}^S P_{s,l,t} \cdot (1 + \beta_s^{\text{rein}} \cdot USF(t - Y_b^{\text{rein}} + 1)) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \sum_{d=1}^D P_{d,l,t} \cdot [\beta_d^{\text{ins}} \cdot USF(t - Y_b^{\text{ins}} + 1)] \quad (15)$$

$$0 \leq P_{d,l,t} \leq (\beta_d^{\text{ins}} \cdot USF(t - Y_b^{\text{ins}} + 1)) \cdot P_d^{\text{cap}} \quad (16)$$



شکل (۱): فرآیند ارزیابی هزینه مورد انتظار خروج مشترکین

۲-۳-۲- قیود حاکم بر مسأله

در رویکرد پیشنهادی، چهار دسته قید در نظر گرفته شده است که به ترتیب اهمیت بررسی می شوند [16].

۱-۳-۲- قید شعاعی شبکه

بیشتر شبکه های توزیع با ساختار شعاعی بهره برداری می شوند [31,42]. بنابراین، در نظر گرفتن قید شعاعی در مسایل بازاریابی و برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع بسیار مهم است. توپولوژی شبکه توزیع به عنوان یک گراف متشکل از n شاخه و m گره در نظر گرفته می شود. یک گراف بدون حلقه، درخت نامیده می شود. می توان توپولوژی شعاعی یک شبکه توزیع را با یک درخت مقایسه کرد. هنگامی که فقط یک نقطه تغذیه (پست) برای شبکه توزیع وجود دارد، باید شرایط زیر برای رعایت قید شعاعی تامین شود (برای اطمینان از اینکه گراف، یک درخت است):

۲-۴- مدل سازی عدم قطعیت تقاضای توان

معمولاً، پیش‌بینی تقاضای توان الکتریکی در طول افق برنامه‌ریزی غیردقیق و دارای خطا می‌باشد. از این رو، مسأله برنامه‌ریزی توسعه درگیر عدم قطعیت‌های مرتبط با تقاضای توان است. در مقالات، روش‌های مختلفی برای پرداختن به عدم قطعیت‌ها وجود دارد. یکی از کارآمدترین روش‌ها، روش تخمین نقطه‌ای (PEM) ^{۱۱} می‌باشد. اساساً، روش تخمین نقطه‌ای برای بررسی خروجی تصادفی یک مدل که بر اساس پارامترهای تصادفی ورودی است استفاده می‌شود. به بیان دیگر، زمانی که پارامترهای یک رابطه ریاضی دارای عدم قطعیت باشد برای محاسبه خروجی از این روش استفاده می‌شود [44].

در روش تخمین نقطه‌ای، مشابه روش مونت کارلو، از نمونه برداری متغیرهای تصادفی ورودی استفاده می‌شود [31]. اما تعداد پخش بارهای انجام شده از این نمونه‌ها بسیار کمتر از روش مونت کارلو است. از مقایسه روش تخمین دو نقطه‌ای با روش مونت کارلو مشاهده خواهد شد که دقت محاسبات برای مقدار میانگین در روش تخمین نقطه‌ای بسیار بالا است. برای محاسبه تابع هدف که ورودی‌های آن متغیرهای تصادفی با توزیع احتمالاتی هستند، اجرای پخش بار احتمالاتی (PLF) ^{۱۲} در شبکه توزیع لازم است. اگرچه استفاده از روش مونت کارلو مرسوم‌ترین راهکار برای انجام پخش بار است، اما زمان محاسباتی بالایی که این روش نیاز دارد، استفاده از آن را در مسأله‌ی برنامه‌ریزی بهینه‌دشوار می‌سازد و لازم است که روش مونت کارلو به دفعات و تا رسیدن به همگرایی اجرا گردد.

روش تخمین نقطه‌ای، روش جایگزین برای مونت کارلو است که به زمان محاسباتی بسیار کمتری نیاز دارد. مشخصات آماری تقاضای توان در باس‌ها مثل امید ریاضی، واریانس و چولگی، به عنوان ورودی‌های روش تخمین نقطه‌ای می‌باشند. سپس با توجه به معادلات پخش بار در رابطه (۲۲)، متغیرهای تصادفی خروجی (ولتاژ و جریان) محاسبه می‌شوند.

$$A = h(v_1, v_2, v_3, \dots, v_i, \dots, v_r) \quad (22)$$

اساس کار روش تخمین نقطه‌ای، متمرکز نمودن تابع چگالی احتمال ورودی در چند نقطه است، به طوریکه به هر نقطه یک وزن اختصاص داده می‌شود. تعداد این نقاط معمولاً بین ۲ تا ۵ نقطه است، بنابراین در روش تخمین نقطه‌ای بر خلاف روش مونت کارلو، لازم است که پخش بار عادی (جاروب پس‌رو-پیش‌رو) تنها ۲ تا ۵ بار اجرا شود.

$$\sum_{d=1}^D (\beta_d^{ins} \cdot USF(t - Y_b^{ins} + 1)) \cdot P_d^{cap} \leq \sum_{b=1}^{n_i} gp * \left(\frac{E_{b,1}}{LLD_1} \right) \quad (17)$$

رابطه (۱۷) از پخش توان معکوس از شبکه توزیع به شبکه بالادست جلوگیری می‌نماید و در واقع سطح نفوذ منابع تولید پراکنده را محدود می‌نماید. در این مطالعه، حداکثر سطح نفوذ برابر ۳۵٪ در نظر گرفته می‌شود.

۲-۳-۳- قیود مرتبط با قوانین کیرشهف

قیود مرتبط با قوانین کیرشهف در فرآیند برنامه‌ریزی توسعه بایستی برآورده گردند. در غیر این صورت، طرح‌های توسعه بدست‌آمده قابلیت اجرا در برنامه‌های کاربردی را نخواهند داشت. قیود مرتبط با قوانین ولتاژ و جریان به ترتیب با روابط (۱۸) و (۱۹) بیان می‌شوند.

$$IM^r \times I_{l,t} + IN_{l,t} = ED_{l,t} - EDC_{l,t}; \quad \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (18)$$

$$IM_{row:f}^r \times V_{l,t} + Z_f \times I_{f,l,t} = 0; \quad \forall l = 1, 2, \dots, L, \forall t = 1, 2, \dots, T, \forall f = 1, 2, \dots, F \quad (19)$$

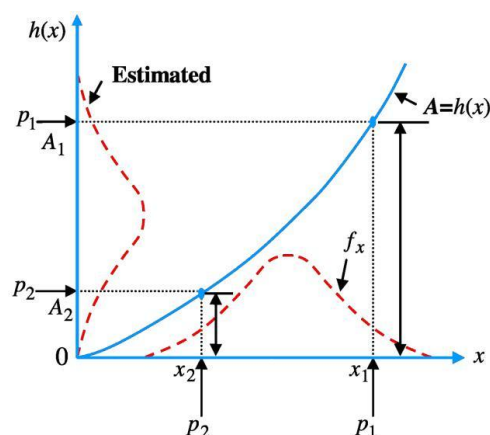
۲-۳-۴- قیود مرتبط با مسائل اقتصادی

اساساً، بودجه در دسترس یا میزان توانایی سرمایه‌گذاری به منظور توسعه شبکه توزیع دارای محدودیت می‌باشد. لذا هزینه‌های بدست‌آمده برای توسعه شبکه توزیع بایستی بتوانند قیود در نظر گرفته‌شده برای بودجه را برآورده سازد. رابطه (۲۰) و (۲۱) به ترتیب بیانگر قیود مرتبط با بودجه سرمایه‌گذاری در دوره t و در کل افق برنامه‌ریزی توسعه می‌باشند.

$$\sum_{s=1}^S ICS_{s,t} + \sum_{i=1}^I ICF_{i,t} + \sum_{d=1}^D ICD_{d,t} \leq TB_t; \quad \forall s = 1, 2, \dots, S, \forall i = 1, 2, \dots, I, \forall d = 1, 2, \dots, D, \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (20)$$

$$\sum_{t=1}^T \left(\sum_{s=1}^S ICS_{s,t} + \sum_{i=1}^I ICF_{i,t} + \sum_{d=1}^D ICD_{d,t} \right) \leq TB; \quad \forall s = 1, 2, \dots, S, \forall i = 1, 2, \dots, I, \forall d = 1, 2, \dots, D, \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (21)$$

روش تخمین نقطه‌ای حجم محاسباتی بالایی دارد. به منظور غلبه بر این مشکل، یک نسخه از این روش تحت عنوان روش تخمین دونقطه‌ای (TPEM) ^{۱۳} معرفی شده است [45]. شکل (۲) عملکرد روش تخمین دو نقطه‌ای نشان می‌دهد.



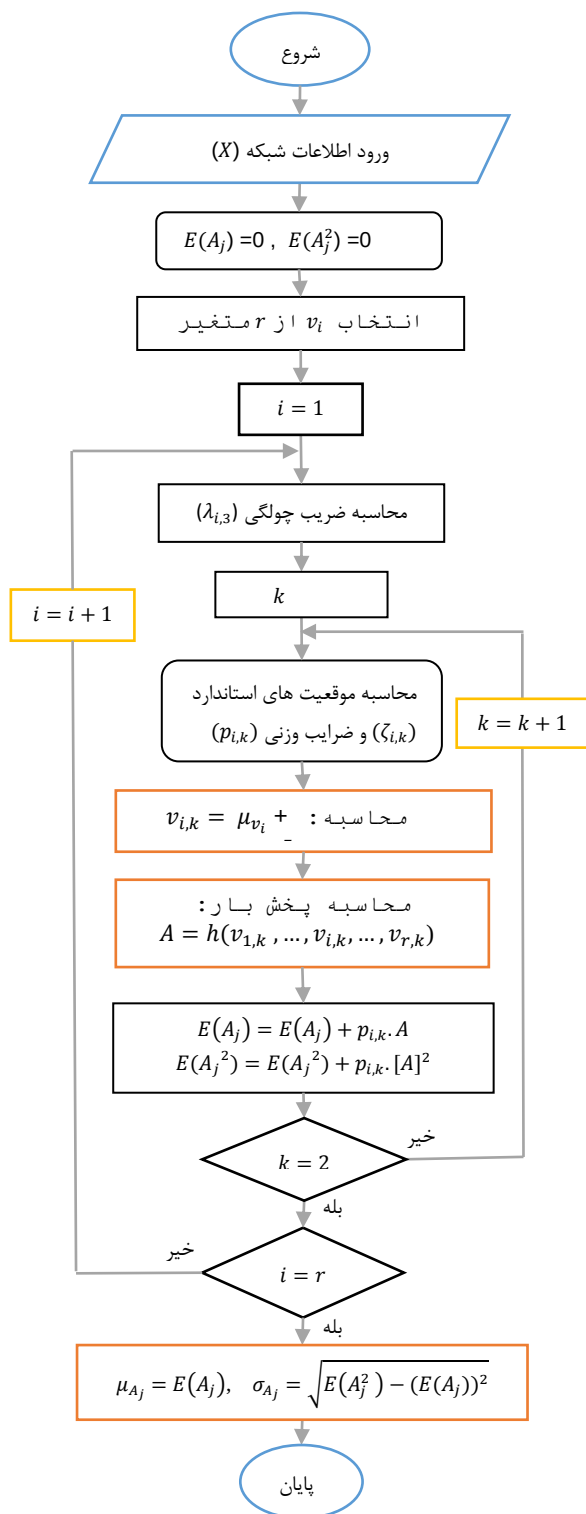
شکل (۲): عملکرد روش تخمین دو نقطه‌ای

در شکل (۲)، p_1 و p_2 به ترتیب وزن های اختصاص داده شده به نقاط x_1 و x_2 هستند. در این صورت، میان n متغیرهای خروجی از رابطه (۲۳) به طور تقریبی به دست می آید. $E(0)$ معرف مقدار مورد انتظار است. واریانس متغیر تصادفی خروجی از رابطه (۲۴) قابل محاسبه است.

$$E(A^n) = p_1 \cdot [h(x_1)]^n + p_2 \cdot [h(x_2)]^n \quad (23)$$

$$\sigma^2 = E(A^2) - [E(A)]^2 \quad (24)$$

فرآیند گام به گام مدل سازی مسأله پخش بار در حضور عدم قطعیت تقاضای توان با روش تخمین دونقطه‌ای در شکل (۳) نمایش داده شده است.



شکل (۳): فرآیند مدل سازی مسأله پخش بار در حضور عدم قطعیت بار با روش TPEM

۳- روش حل

۳-۱- الگوریتم جستجوی هارمونی

الگوریتم جستجوی هارمونی (HSA) یک الگوریتم فرا ابتکاری است که از پدیده‌های موسیقی الهام گرفته شده است [46]. الگوریتم جستجوی هارمونی بر اساس فرآیند بداهه‌نوازی موسیقی استوار است که در آن نوازندگان مرحله به مرحله برای به دست آوردن هارمونی بیشتر و صدادهی بهتر سازهای خود را به صدا درمی‌آورند. فرآیند فوق مشابه فرآیند بهینه‌سازی است که در آن جواب بهینه توسط ارزیابی تابع هدف جستجو می‌شود. در این الگوریتم بردار حل، هارمونی نامیده می‌شود. به عبارت دیگر، هر هارمونی برداری است که اجزای آن مقادیر اختصاص داده شده به متغیرهای تصمیم‌گیری مسأله می‌باشند. مراحل اصلی الگوریتم جستجوی هارمونی به شرح زیر است:

(۱) تعیین پارامترهای الگوریتم: در این مرحله، مسئله بهینه‌سازی و پارامترهای الگوریتم جستجوی هارمونی مشخص می‌شوند. این پارامترها شامل اندازه حافظه هارمونی، تعداد بداهه‌نوازی (معیار توقف)، فاصله پهنای باند، نرخ ملاحظه حافظه هارمونی و نرخ تنظیم صدادهی می‌باشند.

(۲) تعیین حافظه هارمونی (HM) با بردارهای حل تصادفی: ماتریس HM با تعداد بسیار زیاد بردار جواب به صورت تصادفی حاصل می‌شود. درایه های ماتریس HM با توجه به حافظه جستجوی هارمونی (HMS) مطابق روابط (۲۵) و (۲۶) حاصل می‌شود:

$$x_i^j = x_{iL} + \text{rand}(0,1) \times (x_{iU} - x_{iL}); \quad \forall i = 1, 2, \dots, I, \forall j = 1, 2, \dots, HMS \quad (25)$$

$$HM = \begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \dots & x_{I-1}^1 & x_I^1 \\ x_1^2 & x_2^2 & \dots & x_{I-1}^2 & x_I^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_1^{HMS-1} & x_2^{HMS-1} & \dots & x_{I-1}^{HMS-1} & x_I^{HMS-1} \\ x_1^{HMS} & x_2^{HMS} & \dots & x_{I-1}^{HMS} & x_I^{HMS} \end{bmatrix}; \quad \forall i = 1, 2, \dots, I, \forall j = 1, 2, \dots, HMS \quad (26)$$

(۳) بداهه‌نوازی یا تولید یک بردار هارمونی جدید: بردار هارمونی جدید x^{new} به طور تصادفی از بردارهای موجود در حافظه هارمونی با احتمال HMCR انتخاب می‌شوند. به عبارت دیگر، مقدار اولین متغیر تصمیم‌گیری برای بردار جدید، از هر مقداری که در محدوده $(x_1^1 - x_1^{HMS})$ از حافظه هارمونی وجود دارد انتخاب می‌گردد. HMCR، نرخ انتخاب یک مقدار از مقادیر ذخیره شده در حافظه هارمونی می‌باشد و بین صفر تا یک متغیر است. همچنین $(1 - HMCR)$ نرخ گزینش تصادفی یک مقدار از محدوده ممکن است. مقادیر دیگر متغیرهای تصمیم‌گیری نیز به روش مشابه انتخاب می‌گردند. این فرآیند با استفاده از رابطه (۲۷) بیان می‌گردد.

$$x_i^{new} : \begin{cases} \text{with } \Pr(HMCR) \Rightarrow x_i^{new} \in \{x_i^j\}; \\ \forall i = 1, 2, \dots, I, \forall j = \text{rand}\{1, 2, \dots, HMS\} \\ \text{with } \Pr(1 - HMCR) \Rightarrow x_i^{new} \in [x_{iL}, x_{iU}]; \\ \forall i = 1, 2, \dots, I \end{cases} \quad (27)$$

هر جز به دست آمده توسط ملاحظات حافظه برای تعیین اینکه تنظیم صدادهی مناسب است یا خیر، امتحان می‌شود. این عمل با استفاده از پارامتر PAR در رابطه (۲۸) انجام می‌گیرد.

$$x_i^{new} : \begin{cases} \text{with } \Pr(PAR) \Rightarrow x_i^{new} = x_i^{old} \pm BW \times \varepsilon; \\ \forall i = 1, 2, \dots, I \\ \text{with } \Pr(1 - PAR) \Rightarrow x_i^{new} = x_i^{old}; \\ \forall i = 1, 2, \dots, I \end{cases} \quad (28)$$

در مرحله بداهه‌نوازی یا تولید یک بردار هارمونی جدید، ملاحظات حافظه، تنظیم صدادهی و انتخاب تصادفی بر روی هر متغیر تصمیم‌گیری بردار هارمونی جدید اعمال می‌گردد. روند کار بداهه‌نوازی یا تولید یک بردار هارمونی جدید به شرح زیر است.

```

For each  $i = 1, 2, \dots, I$  Do
    If  $\text{rand1}(0,1) \leq HMCR$  Do
         $x_i^{new} = x_i^j$ 
    If  $\text{rand2}(0,1) \leq PAR$  Do
         $x_i^{new} = x_i^{old} \pm BW \times \varepsilon$ 
    End If
    Else
         $x_i^{new} = x_i^L \pm \text{rand} 2() \times (x_{iU} - x_{iL})$ 
    End If
Done
    
```

منظور ، یک رویکرد تجزیه سه مرحله ای با روابط (۳۵-۳۲) ارائه شده است:

$$\min_{R \in \mu^{IS}} (\alpha' \cdot R + \max_{X \in \mu^{XS}} \min_{T \in \sigma^{AC-OPF}(R,X)} \beta' \cdot P) \quad (32)$$

Where:

$S_I)$

$$\mu^{IS} = \{R \in \{0,1\}^{NR} | FR \geq K\} \quad (33)$$

$S_{II})$

$$\mu^{XS} = \{X \in R^{NX} | \dot{X} - \dot{x} \leq X \leq \dot{X} + \dot{x}\} \quad (34)$$

$S_{III})$

$$\sigma^{AC-OPF} = \{P \in R^{NP} | I(R, P, X) \geq 0\} \quad (35)$$

روش پیشنهادی را می توان به عنوان یک مساله بهینه سازی min-max-min تلقی نمود که با تجزیه یک مساله سه مرحله ای به سه مساله کوچک تر، ساده سازی می شود. الگوریتم حل پیشنهادی در ادامه آمده است:

مرحله ۱) مرحله اول رویکرد تجزیه، یک مساله خطی آمیخته با اعداد صحیح (MILP) را برای تعیین هزینه سرمایه گذاری حل می کند. متغیرهای باینری $(\beta_d^{ins}, \beta_f^{ins}, \beta_s^{rein}, \beta_f^{rein}, \dots)$ و متغیرهای عدد صحیح $(Y_i^{rein}, Y_i^{ins}, \dots)$ در این مرحله پردازش می شوند. این مساله، زمان و محل بهینه برای نصب/ تقویت پست، فیدر و منبع تولید پراکنده را در شبکه مشخص می کند.

مرحله ۲) مساله مرحله دوم، یک پخش بار بهینه AC را برای مساله خطی مرحله قبل در حضور عدم قطعیت در تقاضای بار حل می کند تا بدترین حالت تحقق پارامترهای نامعین را بدست آورد $(max - min (LAC - OPF))$ و سپس نتایج را برای مساله مرحله سوم ارسال می کند. اگر معیار همگرایی بین مساله مرحله اول و مرحله دوم تامین نشود، الگوریتم به مرحله اول برمی گردد.

مرحله ۳) مساله مرحله سوم، حل معادلات پخش بار بهینه AC را برای مساله غیرخطی با الگوریتم حل IHSA شامل می شود. این مساله نقطه بهینه بهره برداری از شبکه در حضور منابع تولید پراکنده را برای هر یک جواب های به دست آمده از مراحل قبل تعیین می کند. متغیرهای حقیقی $(P_{d,l,p}^{oper}, \dots)$ در این مرحله تعیین می شوند. اگر معیار همگرایی بین مساله مرحله اول و سوم تامین نشود، الگوریتم حل به مرحله اول باز می گردد.

توجه داشته باشید که مساله مرحله سوم غیرخطی در نظر گرفته می شود ، به این معنی که توان تولیدی منابع تولید پراکنده ، توان خریداری شده از شبکه بالادست و تلفات توان اکتیو در مرحله سوم با دقت لازم، مدل سازی می شود.

۴) به روز نمودن حافظه هارمونی: در صورتی که، بردار هارمونی جدید x^{new} از بدترین بردار هارمونی در HM یعنی x^{worst} بر مبنای تابع هدف انتخابی بهتر باشد، بردار هارمونی جدید داخل HM قرار گرفته و بدترین هارمونی موجود از مجموعه HM کنار گذاشته می شود. این فرآیند توسط رابطه (۲۹) بیان می شود.

$$x^{worst} = x^{new} \text{ if } f(x^{new}) < f(x^{worst}) \quad (29)$$

۵) اگر شرط توقف الگوریتم (حداکثر تعداد بداهه نوازی) برآورده شود، محاسبات پایان یافته و در غیر این صورت مراحل ۳ و ۴ تکرار می گردند.

۳-۲- الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته

به منظور بهبود عملکرد، الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته (IHSA) معرفی گردید [47]. نقطه ضعف اصلی الگوریتم HSA در تعداد تکرار مورد نیاز الگوریتم برای پیدا کردن جواب بهینه است. پارامترهای PAR و BW در الگوریتم HSA پارامترهای بسیار مهمی در تعیین دقیق بردارهای جواب بهینه می باشند و می توانند به صورت بالقوه در تنظیم نرخ همگرایی الگوریتم به جواب بهینه مفید واقع شوند. در الگوریتم HSA، مقادیر PAR و BW در مرحله اولیه، تنظیم شده و نمی توانند در طول نسل های جدید تغییر کنند. در حالی که در الگوریتم IHSA، مقادیر PAR و BW به صورت دینامیکی بر حسب تعداد نسل ها تغییر می کنند [48]. این فرآیند با استفاده از معادلات (۳۰) و (۳۱) در الگوریتم IHSA اعمال گردیده است.

$$PAR_{gn} = PAR_{min} + \frac{(PAR_{max} - PAR_{min})}{NI} \times gn \quad (30)$$

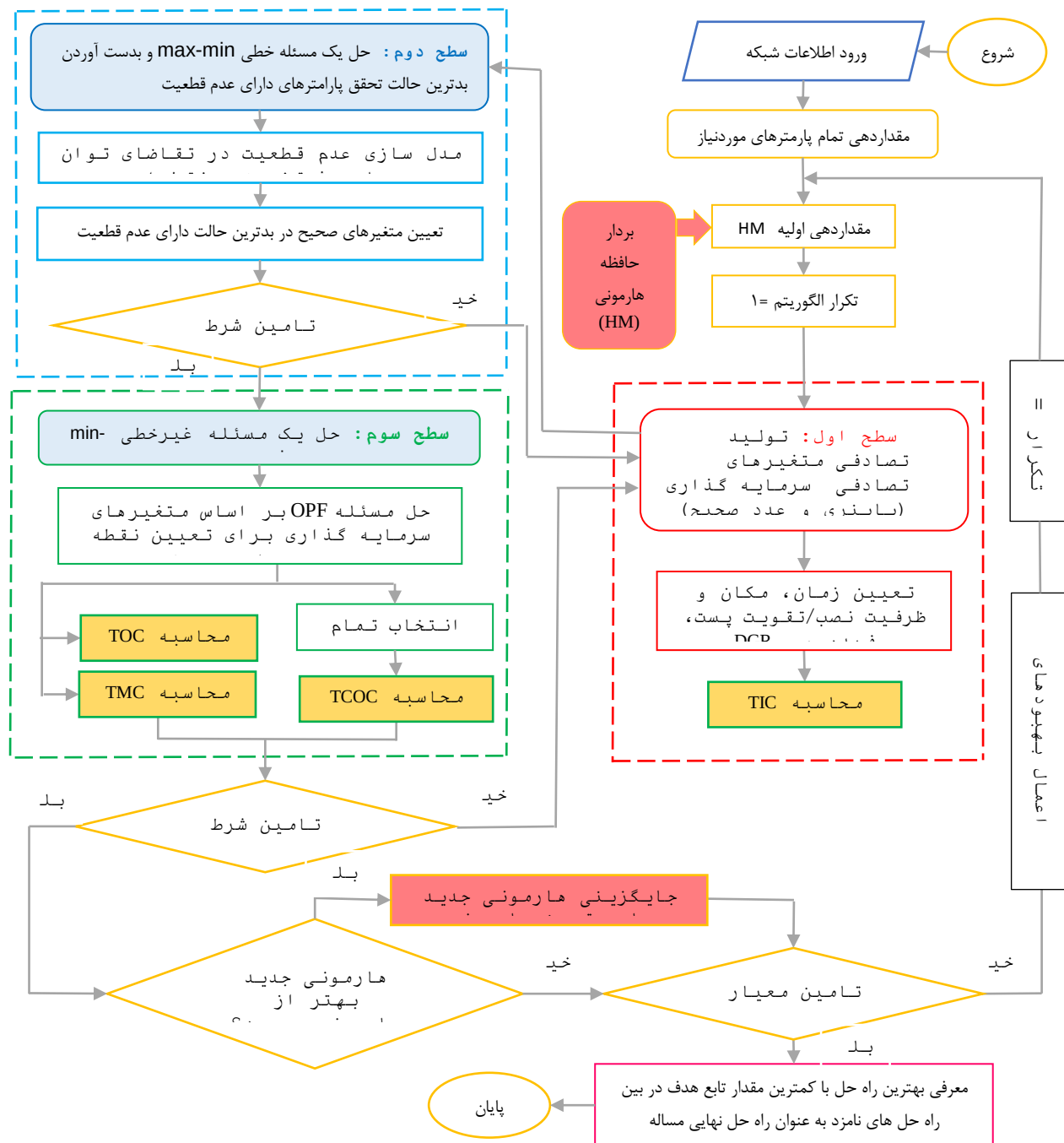
$$BW_{gn} = BW_{max} \cdot \exp\left(\frac{\ln(BW_{min} / BW_{max})}{NI} \cdot gn\right) \quad (31)$$

۳-۳- رویکرد تجزیه سه مرحله ای

همان طور که قبلا اشاره شد، مساله برنامه ریزی توسعه شبکه، یک مسئله بهینه سازی پیچیده غیر خطی و غیر محدب و شامل متغیرهای گسسته و پیوسته است. در این مطالعه، مساله بهینه سازی به دنبال به حداقل رساندن تابع هدف در بدترین حالت از تحقق عدم قطعیت در تقاضای توان است. بنابراین با روش های متداول قابل حل نیست. برای حل مساله، لازم است روش های پیشرفته برای کاهش بار محاسباتی و حفظ دقت مدل انتخابی به طور همزمان انتخاب شود [18]. برای این

در رویکرد پیشنهادی به منظور حل مسأله برنامه‌ریزی توسعه، متغیرهای تصمیم‌گیری عبارتند از زمان، مکان و اندازه بهینه نصب/ تقویت پست‌ها، فیدرها و منابع تولید پراکنده. نمای الگوریتم حل پیشنهادی به منظور حل مسأله برنامه‌ریزی توسعه در شکل (۴) نشان داده شده است.

شایان ذکر است استحکام روش پیشنهادی برای توصیف ماهیت نامعین بارها را می‌توان با بودجه عدم قطعیت کنترل کرد. این پارامتر، میزان اطمینان از مقادیر برای بار را در باس‌های شبکه نشان می‌دهد. I^t مصالحه‌ای بین میزان اطمینان از مقادیر پیش‌بینی شده بار و مقدار تابع هدف و ارضای قیود شبکه برقرار می‌نماید.



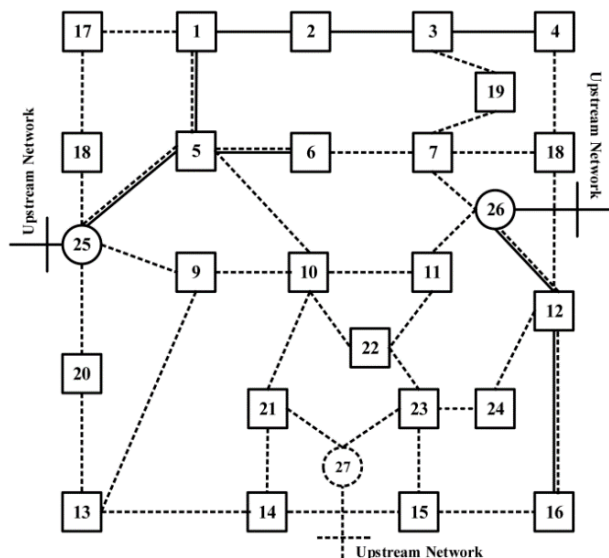
شکل (۴): روند نمای الگوریتم حل مسأله برنامه‌ریزی توسعه

۴- شبیه سازی

- فرضیات زیر در مسأله برنامه ریزی توسعه لحاظ شده اند.
- سه سطح بار I_1 و I_2 و I_3 در نظر گرفته شده است.
- مدت زمان سه سطح بار I_1 و I_2 و I_3 به ترتیب برابر ۳، ۱۳ و ۸ ساعت بر روز است.
- قیمت بازار سه سطح بار I_1 و I_2 و I_3 به ترتیب برابر ۷۰، ۴۹ و ۳۵ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است.
- میزان بودجه در هر سال ۲۰ میلیون دلار در نظر گرفته شده است.
- خطای تخمین تقاضای توان در بازه $+20\%$ و -20% است.
- نرخ بهره برابر 10% فرض شده است.
- طول عمر خطوط و ترانسفورماتورهای موجود در سیستم تحت مطالعه به ترتیب ۲۵ و ۱۵ سال در نظر گرفته شده است.
- حدود پایین و بالا ولتاژ سیستم آزمون تحت مطالعه به ترتیب در مقدار $0/95$ و $1/05$ تنظیم شده است.
- افق برنامه ریزی توسعه برابر ۳ سال فرض شده، این افق به سه زیر افق ۱ ساله تقسیم بندی شده است.
- تمام باس های سیستم آزمون تحت مطالعه به عنوان کاندید جهت نصب منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شده اند.
- توان هر واحد تولید پراکنده در فرآیند مسأله برنامه ریزی توسعه به صورت مضرب صحیحی از 1MVA در نظر گرفته شده است.
- حداکثر تعداد واحدهای تولید پراکنده برابر ۴ عدد به همراه ۱ واحد رزرو برای هر باس کاندید در نظر گرفته شده است.
- هزینه های سرمایه گذاری و بهره برداری هر واحد تولید پراکنده به ترتیب برابر $0.89 \text{ M\$}/\text{MVA}$ و $50 \text{ \$}/\text{MVA-h}$ در نظر گرفته شده اند.
- اطلاعات مرتبط با پست ها و فیدرها در سیستم تحت مطالعه به ترتیب در جداول (۱) و (۲) ارائه شده است.

رویکرد پیشنهادی به منظور برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع با استفاده از نرم افزار MATLAB پیاده سازی شده است. در این بخش، مسأله برنامه ریزی توسعه بر روی یک سیستم توزیع انرژی الکتریکی $13/8$ کیلوولت با ۲۷ باس اعمال شده است. جزئیات سیستم فوق در مرجع [49] موجود است.

دیاگرام تک خطی سیستم تحت مطالعه در شکل (۵) نشان داده شده است. در شکل فوق، خطوط پر بیانگر فیدرهای موجود که قابل تقویت نیستند، می باشند. خطوط دابل فیدرهای موجود و قابل تقویت و خطوط نقطه چین فیدرها با قابلیت اضافه شدن به سیستم توزیع انرژی الکتریکی هستند. مربع ها، بیانگر نقاط بار الکتریکی موجود، دایره های پر پست های موجود و قابل تقویت و دایره نقطه چین باس با قابلیت اضافه شدن پست می باشند.



شکل (۵): دیاگرام تک خطی سیستم توزیع $13/8$ کیلوولت با ۲۷ گره

جدول (۱): اطلاعات پست های سیستم تحت مطالعه

شماره باس	پست سیستم اولیه			پست کاندید جدید					
	گزینه اول			گزینه دوم			گزینه دوم		
	R (Ω)	$I_s^{\max}$ (p.u.)	ICS (M\$)	R (Ω)	$I_s^{\max}$ (p.u.)	ICS (M\$)	R (Ω)	$I_s^{\max}$ (p.u.)	ICS (M\$)
۲۵	۰/۱۳	۱۵	۵	۰/۲۵	۱۲	۵/۳۷۵	۰/۱۶	۱۵	۵/۶۰۰
۲۶	۰/۱۳	۱۵	۷	۰/۲۵	۱۲	۷/۳۷۵	۰/۱۶	۱۵	۷/۶۰۰
۲۷	—	—	—	۰/۲۵	۱۲	۷/۳۷۵	۰/۱۶	۱۵	۷/۶۰۰

جدول (۲): اطلاعات فیدرهای سیستم تحت مطالعه

وضعیت سیستم	فیدرهای سیستم اولیه				خطوط کاندید جدید							
	فیدرهای اولیه				گزینه اول				گزینه دوم			
	R (Ω)	Z (Ω)	$I_f^{\max}$ (p.u.)	ICF (M\$)	R (Ω)	Z (Ω)	$I_f^{\max}$ (p.u.)	ICF (M\$)	R (Ω)	Z (Ω)	$I_f^{\max}$ (p.u.)	ICF (M\$)
اولیه	۰/۷۶	۱	۱۲	—	—	—	—	—	—	—	—	—
تقویت	۰/۷۶	۱	۱۲	۰/۴۴	۰/۷	۱۰	۲	۰/۲۵	۰/۵	۱۲	۳/۸	۵
نصب	—	—	—	۰/۷۶	۱	۱۱	۴	۰/۴۴	۰/۷	۱۵	۵	—

جدول (۵): طرح های توسعه بهینه سیستم در مورد مطالعات اول

افق برنامه -	گزینه های توسعه	
	پست	فیدر
دوره اول	(27: I2-t1)	(7-18: I1-t1), (7-19: I1-t1) (26-11: I1-t1), (26-7: I2-t1) (12-24: I1-t1), (27-21: I2-t1) (21-14: I1-t1), (21-10: I1-t1)
دوره دوم	---	(25-9: I2-t2), (25-20: I2-t2) (25-18: I2-t2), (20-13: I1-t2) (18-17: I1-t2), (25-5: R2-t2)
دوره سوم	---	(27-23: I2-t3), (23-22: I1-t3) (23-15: I1-t3), (26-12: R2-t3) (12-16: R1-t3), (5-6: R1-t3) (5-1: R2-t3)

لازم به ذکر است که در نتایج بهینه ارائه شده در جدول (۵)، اعداد بیانگر مکان نصب یا تقویت فیدر یا پست می باشند. همچنین، عبارات "I1" و "I2" به ترتیب نشان دهنده نصب یک فیدر یا پست از نوع اول یا دوم، عبارات "R1" و "R2" به ترتیب نشان دهنده تقویت یک فیدر یا پست از نوع اول یا دوم می باشند. علاوه بر این، عبارات "t1"، "t2" و "t3" به ترتیب نشان دهنده زمان نصب یک فیدر یا پست در دوره اول، دوره دوم و دوره سوم از افق برنامه ریزی می باشد. به عنوان مثال، (27: I2-t1) نشان دهنده نصب یک پست از نوع دوم در دوره اول از افق برنامه ریزی در باس ۲۷ است. همچنین، (7-18: I1-t1) بیانگر نصب یک فیدر از نوع اول در دوره اول از افق برنامه ریزی در کریدور ۷-۱۸ می باشد.

در شکل (۶)، در مرحله اول از افق برنامه ریزی، فیدرها و پست های اضافه شده/ تقویت شده با خطوط قرمز رنگ مشخص شده اند. همچنین، در مرحله دوم از افق برنامه ریزی، فیدرها و پست های اضافه شده/ تقویت شده با خطوط آبی رنگ مشخص شده اند. علاوه بر این، در مرحله سوم از افق برنامه ریزی، فیدرها و پست های اضافه شده/ تقویت شده با خطوط سبز رنگ مشخص شده اند. همچنین، مقادیر توابع هدف در مسأله برنامه ریزی توسعه در مراحل اول، دوم و سوم از افق برنامه ریزی و مبتنی بر مورد مطالعاتی اول در جدول (۷) ارائه شده است.

۲-۴- مورد مطالعاتی دوم

همانطور که پیشتر بیان گردید، در مورد مطالعاتی دوم، نصب منابع تولید پراکنده در کنار نصب/ تقویت فیدرها و پست ها نیز به عنوان یکی از گزینه های توسعه در نظر گرفته می شوند. طرح های توسعه بهینه بدست آمده از اجرای رویکرد پیشنهادی برای مسأله برنامه ریزی توسعه در مورد مطالعاتی دوم و به تفکیک هر سه دوره از افق برنامه ریزی در جدول (۶) ارائه شده است. همچنین، به منظور تشریح بیشتر، طرح های توسعه بهینه بدست آمده در این مورد مطالعاتی در شکل (۷) نیز ترسیم شده اند.

اطلاعات مرتبط با مقادیر پیش بینی شده تقاضای توان در طول افق برنامه ریزی و نیز اطلاعات مربوط به بخش های مختلف بارهای الکتریکی در سیستم تحت مطالعه در مرجع [49] ارائه شده است. اطلاعات مرتبط با معیار هزینه خاموشی مشترکین (وقفه های ایجاد شده در تغذیه مشترکین) در راستای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم تحت مطالعه، در جدول (۳) ارائه شده است.

جدول (۳): اطلاعات وقفه های ایجاد شده در تغذیه بار مشترکین

واحد	مقدار	پارامتر	شماره
خطا/سال	۰/۴	نرخ خرابی فیدرها	۱
ساعت	۲	زمان تعمیر فیدرها	۲
\$/MWh	۴۰۰۰	هزینه عدم تحویل انرژی	۳

سایر اطلاعات مورد نیاز در مرجع [49] موجود است. پارامترهای تنظیمی الگوریتم IHSA در جدول (۴) ارائه شده است.

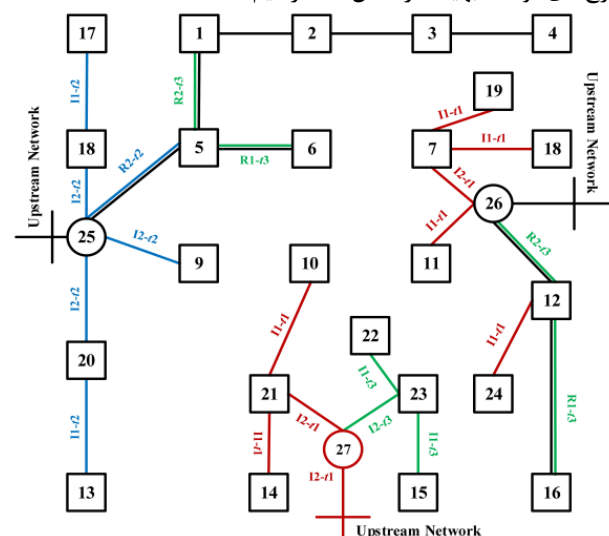
جدول (۴): پارامترهای تنظیمی الگوریتم IHSA

مقدار	پارامتر الگوریتم IHSA	شماره
۰/۴	BW _{min}	۱
۰/۹	BW _{max}	۲
۰/۰۱	PAR _{min}	۳
۰/۹۹	PAR _{max}	۴
۱۵۰	HMS	۵
۰/۹۸	HMCR	۶
۵۰۰	NI	۷

رویکرد پیشنهادی به منظور برنامه ریزی توسعه در دو مورد مطالعاتی مختلف مورد تحلیل قرار گرفته است.

۱-۴- مورد مطالعاتی اول

در مورد مطالعاتی اول، منابع تولید پراکنده نادیده گرفته می شوند. طرح های توسعه بهینه بدست آمده از رویکرد پیشنهادی برای مسأله در مورد مطالعاتی اول و به تفکیک هر سه دوره از افق برنامه ریزی در جدول (۵) ارائه شده است. به منظور تشریح بیشتر این مورد مطالعاتی، طرح های توسعه بهینه در شکل (۶) ترسیم شده است.



شکل (۶): طرح های توسعه بهینه سیستم در مورد مطالعاتی اول

جدول (۷): مقادیر توابع هدف مسئله برنامه ریزی در مورد مطالعه اول

شماره	تابع هدف	مرحله اول	مرحله دوم	مرحله سوم	مجموع
۱	TIC (M\$)	۱۶/۷۵۴۲	۷/۷۴۵۶	۹/۰۲۳۵	۳۳/۵۲۳۳
۲	TOC (M\$)	۱/۰۲۵۴	۱/۹۲۳۵	۳/۰۲۶۵	۵/۹۷۵۴
۳	TMC (M\$)	۰/۲۳۵۲	۰/۳۷۳۳	۰/۵۷۸۱	۱/۱۸۶۶
۴	TECOC (M\$)	۰/۵۴۵۶	۰/۸۲۱۸	۱/۲۱۵۸	۲/۵۸۳۲

جدول (۸): مقادیر توابع هدف مسئله برنامه ریزی در مورد مطالعه دوم

شماره	تابع هدف	مرحله اول	مرحله دوم	مرحله سوم	مجموع
۱	TIC (M\$)	۱۵/۴۱۲۳	۷/۸۹۶۵	۶/۱۷۵۵	۲۹/۴۸۴۳
۲	TOC (M\$)	۰/۸۶۲۵	۱/۶۰۲۴	۲/۹۴۱۱	۵/۴۰۶۰
۳	TMC (M\$)	۰/۱۹۹۶	۰/۳۰۰۱	۰/۴۸۷۶	۰/۹۸۷۳
۴	TECOC (M\$)	۰/۴۸۹۶	۰/۷۴۲۴	۱/۰۰۵۲	۲/۲۳۷۲

۳-۴ بررسی الگوریتم IHSA

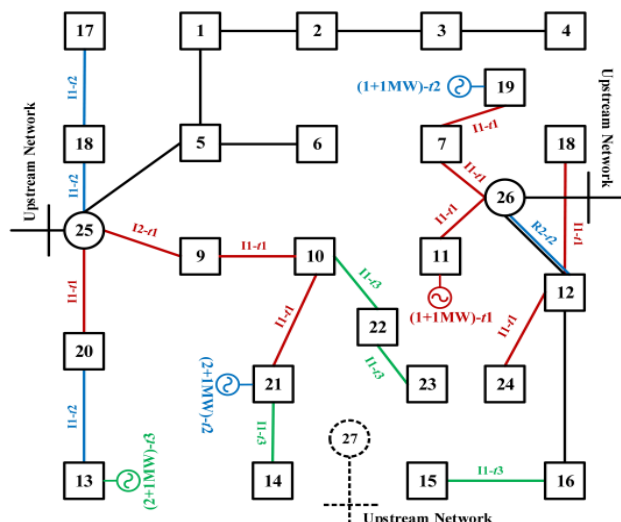
در این بخش، عملکرد الگوریتم IHSA در مقایسه با الگوریتم ژنتیک GA و الگوریتم بهینه سازی ازدحام ذرات PSO مبتنی بر مورد مطالعه دوم (با در نظر گرفتن DGRs) مورد بررسی قرار می گیرد. پارامترهای تنظیمی الگوریتم های GA و PSO به ترتیب در جداول (۹) و (۱۰) آمده است.

جدول (۹): پارامترهای تنظیمی الگوریتم GA

شماره	پارامتر الگوریتم GA	مقدار
۱	احتمال جهش	۰/۹
۲	احتمال تقاطع	۰/۱
۳	نرخ انتخاب	۰/۹۵
۴	اندازه جمعیت	۱۰۰
۵	تعداد نسل	۵۰۰

جدول (۱۰): پارامترهای تنظیمی الگوریتم PSO

شماره	پارامتر الگوریتم PSO	مقدار
۱	ضریب اینرسی	۰/۱-۰/۹
۲	ضرایب یادگیری	۲
۳	اندازه جمعیت	۱۰۰
۴	تعداد نسل	۵۰۰



شکل (۷): طرح های توسعه بهینه سیستم در مورد مطالعه ای دوم

جدول (۶): طرح های توسعه بهینه سیستم در مورد مطالعه دوم

افق	گزینه های توسعه
برنامه ریزی	DGRs
دوره اول	(7-19: I1-t1), (26-7: I1-t1), (26-11: I1-t1), (12-18: I1-t1), (12-24: I1-t1), (25-20: I1-t1), (25-9: I2-t1), (9-10: I1-t1), (10-21: I1-t1), (11: 1+1MW-t1)
دوره دوم	(25-18: I1-t2), (18-17: I1-t2), (19: 1+1MW-t2), (26-12: R2-t2), (20-13: I1-t2), (21: 2+1MW-t2)
دوره سوم	(10-22: I1-t3), (22-23: I1-t3), (13: 2+1MW-t3), (21-14: I1-t3), (16-15: I1-t3)

به منظور تحلیل نتایج بهینه مربوط به منابع تولید پراکنده در جدول (۶)، دوره اول از افق برنامه ریزی را در نظر بگیرید. در این دوره نتیجه بهینه مربوط به تولید پراکنده به صورت (11: 1+1MW-t1) بدست آمده که بیانگر نصب یک منبع تولید پراکنده در باس ۱۱ در دوره اول از افق برنامه ریزی با ظرفیت عملیاتی ۱ MW و ظرفیت رزرو ۱ MW است. مقادیر توابع هدف در مسئله برنامه ریزی توسعه در مراحل مختلف و مبتنی بر مورد مطالعه ای دوم در جدول (۸) ارائه شده است.

با مقایسه نتایج ارائه شده در جدول (۷) و جدول (۸) مشاهده می گردد که با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده به عنوان یکی از گزینه های توسعه، مقادیر بهینه بدست آمده برای توابع هدف در هر سه مرحله از افق برنامه ریزی کمتر از مقادیر متناظر در حالتی است که آنها در نظر گرفته نمی شوند. به بیان دقیق تر، با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده به عنوان گزینه توسعه، رویکرد پیشنهادی به نتایج مطلوب تری از منظر توابع هدف دست یافته است. افزودن منابع تولید پراکنده، قابلیت اطمینان شبکه را بهبود می دهد و هزینه های مرتبط با آن کاهش می یابد.

مسئله برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع دارای ماهیت غیرخطی و غیرمحدب می باشد که با در نظر گرفتن عدم قطعیت بر چالش محاسباتی آن افزوده می شود. به منظور غلبه بر پیچیدگی مساله، یک روش تجزیه سه سطحی برای حل آن ارائه شد. در این پژوهش مدل برنامه ریزی پویا با هدف تعیین مکان، ظرفیت بهینه و زمان نصب/تقویت پست ها، فیدرها و منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شد. همچنین، یک رویکرد فنی-اقتصادی با هدف افزایش قابلیت اطمینان و کمینه سازی مجموع هزینه ها پیشنهاد گردید. به منظور دستیابی به جواب بهینه نیاز به یک الگوریتم بهینه سازی با نرخ همگرایی مناسب بود و از الگوریتم جستجوی هارمونی بهبودیافته استفاده گردید. عملکرد رویکرد پیشنهادی با استفاده از دو مورد مطالعه ای مختلف با موفقیت بر روی سیستم توزیع انرژی الکتریکی ۱۳/۸ کیلوولت با ۲۷ باس تحقیق شد و زمان مناسب نصب گزینه های توسعه نیز به عنوان یک متغیر بهینه سازی در مساله در طول افق برنامه ریزی مورد توجه قرار گرفت. نتایج به دست آمده نشان داد که:

- i. در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده در کنار تقویت/نصب فیدرها و پست ها به عنوان یکی از گزینه های توسعه، در کاهش مجموع هزینه ها مؤثر است.
- ii. کارایی رویکرد پیشنهادی با بهره گیری از الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته در مقایسه با نتایج حاصل از الگوریتم های GA و PSO مطلوب تر و مؤثرتر می باشد.
- iii. رویکرد تجزیه سه مرحله ای پیشنهاد شده برای حل، به طور قابل توجهی بار محاسباتی مسئله را کاهش می دهد. همچنین تقسیم یک مسئله بهینه سازی غیرخطی مختلط آمیخته با اعداد صحیح (MINLP) در مقیاس بزرگ به دو مساله خطی مختلط آمیخته با اعداد صحیح (MILP) و مساله غیرخطی (NLP) در مقیاس کوچکتر باعث شده است که مسئله بهینه سازی قابل کنترل تر باشد.

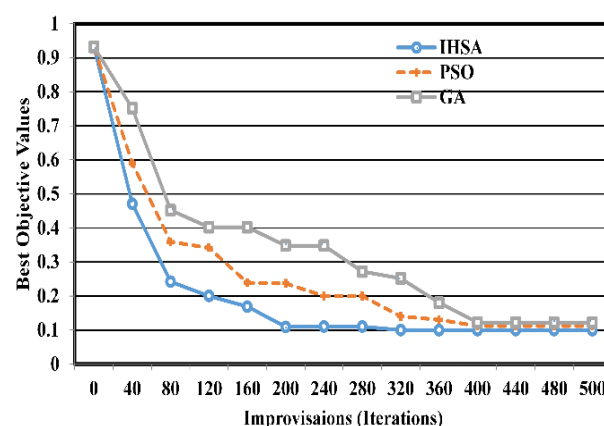
با وجود بار محاسباتی بالاتر، در نظر گرفتن عدم قطعیت در حضور تعداد بیشتری از قیود عملیاتی باعث واقعیت پذیری طرح خواهد شد. همچنین گسترش بازه عدم قطعیت، با وجود هزینه مجموع بیشتر، راه حل مستحکم تر و انعطاف پذیرتری به همراه خواهد داشت. راه های مختلفی برای بهبود رویکرد پیشنهادی در زمینه برنامه ریزی پویای توسعه شبکه توزیع از قبیل: مدل سازی عدم قطعیت های دیگر، استفاده از روش های قدرتمندتر در فرآیند مدل سازی عدم قطعیت ها، استفاده از طیف وسیع تری از گزینه های توسعه مانند سیستم های ذخیره انرژی و تلفیق رویکردهای بهینه سازی توسعه در شبکه های هوشمند وجود دارد که می تواند توسط پژوهشگران پیاده سازی و دنبال شود.

مقادیر توابع هدف در نظر گرفته شده در مساله برنامه ریزی توسعه مبتنی بر مورد مطالعه ای دوم و الگوریتم های IHSA، GA و PSO در جدول (۱۱) ارائه شده است. نتایج بهینه ارائه شده در جدول (۱۱) بیانگر این واقعیت است که اجرا و پیاده سازی رویکرد پیشنهادی به منظور برنامه ریزی توسعه شبکه توزیع با استفاده از الگوریتم IHSA به نتایج به مراتب مطلوب تری در مقایسه با اجرای آن با استفاده از الگوریتم های GA و PSO دست یافته است. از این رو، رویکرد پیشنهادی مبتنی بر الگوریتم IHSA می تواند یک روش مناسب به منظور برنامه ریزی توسعه در حضور DGRs محسوب گردد.

همچنین، به منظور بررسی دقیق تر عملکرد الگوریتم های IHSA، GA و PSO، نمودار همگرایی این الگوریتم ها در مقایسه با یکدیگر در شکل (۸) ترسیم شده است.

جدول (۱۱): مقایسه الگوریتم IHSA، GA و PSO در مورد مطالعه دوم

شماره	شاخص مساله	الگوریتم حل		
		IHSA	PSO	GA
۱	TIC (M\$)	۲۹/۴۸۴۳	۳۴/۲۶۵۴	۳۶/۸۷۱۲
۲	TOC (M\$)	۵/۴۰۶۰	۶/۱۵۲۲	۶/۶۸۳۶
۳	TMC (M\$)	۰/۹۸۷۳	۱/۱۷۸۴	۱/۳۰۰۵
۴	TECOC (M\$)	۲/۲۳۷۲	۲/۶۰۳۳	۲/۹۴۱۱



شکل (۸): نمودار همگرایی الگوریتم های IHSA، PSO و GA

با تحلیل شکل (۸) مشاهده می گردد که الگوریتم IHSA دارای سرعت و نرخ همگرایی به مراتب بالاتری در مقایسه با الگوریتم های PSO و GA است. به بیان دیگر، این الگوریتم دارای عملکرد مطلوب تری در مقایسه با الگوریتم های PSO و GA می باشد.

۵- نتیجه گیری

در این مقاله، یک مدل برنامه ریزی مقاوم چند مرحله ای به منظور توسعه همزمان شبکه توزیع و منابع تولید پراکنده ارائه شد. همچنین، برای دستیابی به یک راه حل مستحکم که در برابر عدم قطعیت در تقاضای توان مصون باشد، روش تخمین دونقطه ای در نظر گرفته شد.

مراجع

- [12] Santos S. F., Fitiwi D. Z., Bizuayehu A. W., et al., "Novel multi-stage stochastic DG investment planning with recourse", IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016.
- [13] Munoz-Delgado G., Contreras J., Arroyo J. M., "Investment generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, pp. 3715 - 3728, 2016.
- [14] Arias N. B., Tabares A., Franco J. F., Lavorato M., Romero R., "Robust joint expansion planning of electrical distribution systems and EV charging stations", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 9, No. 99, pp. 1-11, 2017. doi: 10.1109/TSTE.2017.2764080
- [15] Ahmadi S. A., Vahidinasab V., Ghazizadeh M. S., Mehran K., Giaouris D., Taylor P., "Co-optimizing distribution network adequacy and security by simultaneous utilization of network reconfiguration and distributed energy resources", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 13, No. 20, pp. 4747-4755, 2019. doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0824
- [16] Verma M. K., Mukherjee V., Yadav V. K., et al., "Constraints for effective distribution network expansion planning: an ample review", Int J Syst Assur Eng Manag, 2020. doi:10.1007/s13198-020-00969
- [17] Kiani-Rad H., Moravej Z., "Using a new method to incorporate the load uncertainty into the SEP problem", Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering, Vol. 3, pp. 420-433, 2019.
- [18] Wang J., Zhong H., Tang W., et al., "Tri-level expansion planning for transmission networks & distributed energy resources considering transmission cost allocation", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 9, No. 4, 2018.
- [19] Gitizadeh M., Azizi-Vahed A., Aghaei J., "Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms", Applied Energy, Vol. 101, pp. 655-666, 2013.
- [20] Franco J. F., Rider M. J., Romero R., "A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 62, pp. 265-272, 2014.
- [21] Muñoz-Delgado G., Contreras J., Arroyo J. M., "Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30, No. 5, pp. 2579-2590, 2015.
- [22] Franco J. F., Rider M. R., Romero R., "Robust multi-stage substation expansion planning considering stochastic demand", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 3, pp. 2125-2134, 2016.
- [23] Abapour S., Zare K., Mohammadi-Ivatloo B., "Dynamic planning of distributed generation units in active distribution network", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 9, pp. 1455-1463, 2015.
- [24] Tabares A., Franco J. F., Franco M., Rider M. J., "Multistage long-term expansion planning of electrical
- [1] Karimi-Arpanahia S., Jooshakia M., Moeini-Aghaie M., et al., "Incorporating flexibility requirements into distribution system expansion planning studies based on regulatory policies", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 118, 2020. doi:10.1016/j.ijepes.2019.105769
- [2] Pinto R. S., Unsuhay-Vila C., Fernandes T. S. P., "Multiobjective and multi-period distribution expansion planning considering reliability, distributed generation and self-healing", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 13, pp. 219-228, 2019.
- [3] Arasteh H., Vahidinasab V., Sepasian M. S., Aghaei J., "Stochastic system of systems architecture for adaptive expansion of smart distribution grids", IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol. 15, No. 1, pp. 377-389, 2019. Doi: 10.1109/TII.2018.2808268
- [4] RamaKrishna T., Ballireddy R., Modi P. K., "Power system expansion planning incorporating renewable energy technologies with reliability consideration: A state of art literature", International Journal of Recent Technology and Engineering, Vol. 8, No. 4, 2019.
- [5] Alotaibi M. A., Salama M. M. A., "An incentive-based multistage expansion planning model for smart distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No. 5, pp. 5469-5485, 2018. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2805322
- [6] Lv T., Yang Q., Deng X., et al., "Generation expansion planning considering the output and flexibility requirement of renewable energy: the Case of jiangsu province", Frontiers in Energy Research, 2020. doi: 10.3389/fenrg.2020.00039
- [7] Kim I., "Optimal distributed generation allocation for reactive power control", IET Generation, Transmission & Distribution. Vol. 11, No. 6, pp. 1549-56, 2017.
- [8] Ahmadigorji M., Amjady N., "A multiyear DG-incorporated framework for expansion planning of distribution networks using binary chaotic shark smell optimization algorithm", Energy, Vol. 102, pp. 199-215, 2016.
- [9] Saboori H., Hemmati R., Abbasi V., "Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems", Energy Conversion and Management, Vol. 105, pp. 938-945, 2015. doi: 10.1016/j.enconman.2015.08.055
- [10] Macedo L. H., O-Vazquez M. A., Romero R., "Optimal distribution systems expansion planning for improving service restoration", IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), 2018. doi: 10.1109/tcd-la.2018.8511765
- [11] Najafi-Ravadanegh S., Gholizadeh-Roshanagh R., "On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 54, pp. 487-497, 2014. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.008

- [37] Ahmadigorji M., Amjady N., Dehghan S., "A robust model for multiyear distribution network reinforcement planning based on information-gap decision theory", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No.2, pp. 1339-1351, 2018.
- [38] Jabr R. A., "Polyhedral formulations and loop elimination constraints for distribution network expansion planning", IEEE Trans Power, Vol. 28, No. 2, pp. 1888-1897, 2013.
- [39] Ahmadigorji M., Amjady N., Dehghan S., "A novel two-stage evolutionary optimization method for multiyear expansion planning of distribution systems in presence of distributed generation", Applied Soft Computing, Vol. 52, pp. 1098-1115, 2017.
- [40] Haghighat H., Zeng B., "Stochastic & chance-constrained conic distribution system expansion planning using bilinear benders decomposition", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No. 99, 2017.
- [41] Gomes P. V., Saraiva J. T., "State-of-the-art of transmission expansion planning: A survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 111, pp. 411-424, 2019.
- [42] Hamida I. B., Salah S. B., Msahli F., Mimouni M. F., "A new short-term planning strategy for multi-objective distribution network reconfiguration and optimal DG insertion", Arabian Journal for Science and Engineering, Vol. 44, pp. 6813-6826, 2019.
- [43] Shayeghi H., Bagheri A., "Dynamic sub-transmission system expansion planning incorporating distributed generation using hybrid DCGA and LP technique", Electr Power Energy Syst, Vol. 48, No. 1, pp. 11-22, 2013.
- [44] Ai X., Wen J., Wu T., Lee W. J., "A discrete point estimate method for probabilistic load flow based on the measured data of wind power", IEEE Transactions on Industry, Vol. 49, No. 22, pp. 44-52, 2013.
- [45] Guo S., Zhang F., Zhang C., Wang Y., Guo P., "An improved intuitionistic fuzzy interval two-stage stochastic programming for resources planning management integrating recourse penalty from resources scarcity and surplus", Journal of Cleaner Production, Vol. 234, pp. 185-199, 2019.
- [46] Verma A., Bijwe P. R., Panigrahi B. K., "Harmony search algorithm for transmission network expansion planning", IET Generation Transmission & Distribution, Vol. 4, No. 6, pp. 663-673, 2010.
- [47] Mahdavi M., Fesanghary M., Damangir E., "An improved harmony search algorithm for solving optimization problems", Applied mathematics and computation, Vol. 188, No. 2, pp. 1567-79, 2007.
- [48] Sun W., Chang ., "An improved harmony search algorithm for power distribution network planning", Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol. 15, No. 6, pp. 1-6, 2015.
- [49] Lotero R. C., Contreras J., "Distribution system planning with reliability", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No.4, pp. 2552-2562, 2011.
- distribution systems considering multiple alternatives", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 3, pp. 1900-1914, 2016.
- [25] Borges C. L. T., Martins V. F., "Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and distributed generation uncertainties", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 36, No.1, pp.107-116, 2012. doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.031
- [26] Ehsan A., Yang Q., "State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active distribution network planning: A review", Applied Energy, Vol. 239, pp. 1509-1523, 2019. doi:10.1016/j.apenergy.2019.01.211
- [27] K N. M., E A. J., "Optimal integration of distributed generation (DG) resources in unbalanced distribution system considering uncertainty modelling", International Transactions on Electrical Energy Systems, Vol. 27, No.1, 2017.
- [28] Ravadanegh S. N., Jahanyari N., Amini A., Taghizadeghan N., "Smart distribution grid multistage expansion planning under load forecasting uncertainty", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 10, No. 5, pp. 1136-1144, 2016.
- [29] Yuan W., Wang J., Qiu F., Chen C., Kang C., Zeng B., "Robust optimization based resilient distribution network planning against natural disasters", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 99, pp. 1-10, 2016.
- [30] Wang Z., Chen B., Wang J., Kim J., Begovic M. M., "Robust optimization based optimal DG placement in micro-grids", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, pp. 2173-2182, 2014.
- [31] Rastgou A., Moshtagh J., Bahramara S., "Improved harmony search algorithm for electrical distribution network expansion planning in the presence of distributed generators", Energy, Vol. 151, pp. 178-202, 2018. doi: 10.1016/j.energy.2018.03.030
- [32] Dehghan S., Amjady N., "Robust transmission and energy storage expansion planning in wind farm-integrated power systems considering transmission switching", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 7, pp. 765-774, 2015.
- [33] Bertsimas D., Brown D. B., Caramanis C., "Theory and applications of robust optimization", SIAM Review, Vol. 53, pp. 464-501, 2011.
- [34] Munoz-Delgado G., Contreras J., Arroyo J. M., "Distribution system expansion planning considering non-utility-owned DG and an independent distribution system operator", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 34, No. 4, pp. 2588-2597, 2019.
- [35] Wang J., Hu Z., Xie S., "Expansion planning model of multi-energy system with the integration of active distribution network", Applied Energy, Vol. 253, No.1, 2019. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113517
- [36] Amjady N., Attarha A., Dehghan S., Conejo A. J., "Adaptive robust expansion planning for a distribution network with DERs", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No. 2, pp. 1698-1715, 2017. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2741443

ضمیمه

جدول (۱۲): مروری بر ویژگی های تعدادی از ادبیات موضوعی مسئله برنامه ریزی و مقایسه آنها با رویکرد پیشنهادی در مقاله

مرجع	نوع چارچوب	توان هدف	چارچوب غیر تصادفی	ملاحظات قابلیت اطمینان	مدل سازی قابلیت اطمینان	تفکیک بخش های بار	ملاحظات DGRs	ساختار شعاعی شبکه توزیع	ملاحظات عدم قطعیت	جنبه های فنی و اقتصادی	روش حل
[8]	استاتیک	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه بهره برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	رویکرد تکاملی
[9]	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه بهره برداری ۳) هزینه ذخیره ساز	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	الگوریتم ازدحام ذرات
[11]	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه تلفات	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	ICA
[14]	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه بهره برداری ۳) هزینه تلفات انرژی	بله: رویکرد مبتنی بر شانس محدود	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	۱) تقاضای توان	خیر	برنامه نویسی ریاضی
[۱۹]	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه تلفات	خیر	شاخص ناسازگار با ارزش	مدل غیر تصادفی	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	بله	PSO
[20]	استاتیک	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه بهره برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	برنامه نویسی ریاضی
[21]	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه تولید ۳) هزینه تعمیر و نگهداری ۴) هزینه تلفات ۵) هزینه انرژی تامین نشده	خیر	شاخص ناسازگار با ارزش	مدل غیر تصادفی	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	GAMS
[22]	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه تلفات ۳) هزینه انرژی تامین نشده	بله: رویکرد مونت کارلو	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	۱) تقاضای توان	خیر	برنامه نویسی ریاضی
[24]	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه بهره برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	برنامه نویسی ریاضی
[۲۵]	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه بهره برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	رویکرد تکاملی
[27]	استاتیک	۳) هزینه سرمایه گذاری ۱) هزینه بهره برداری	بله	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	بله	خیر	رویکرد تکاملی
[35]	چندمرحله ای	۳) هزینه سرمایه گذاری ۴) هزینه بهره برداری	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	برنامه نویسی خطی (MILP)
[38]	چندمرحله ای	۳) هزینه سرمایه گذاری ۴) هزینه بهره برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	برنامه نویسی خطی (MILP)
[39]	چندمرحله ای	۳) هزینه سرمایه گذاری ۴) هزینه بهره برداری	خیر	خیر	خیر	خیر	بله	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	BMICA+ ISSO
[40]	استاتیک	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه بهره برداری	بله: رویکرد مبتنی بر شانس محدود	خیر	خیر	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	۱) تقاضای توان	خیر	تجزیه بندرز
[47]	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه بهره برداری ۳) هزینه تعمیر و نگهداری ۴) هزینه حذف بار	خیر	شاخص ناسازگار با ارزش	مدل غیر تصادفی	خیر	خیر	رویکرد کلاسیک درخت	خیر	خیر	GAMS
رویکرد پیشنهادی در این مقاله	چندمرحله ای	۱) هزینه سرمایه گذاری ۲) هزینه بهره برداری ۳) هزینه عدم قابلیت اطمینان	بله: رویکرد مبتنی بر روش تخمین دو نقطه ای	شاخص سازگار با ارزش با شاخص ارزش محور	مدل تصادفی	۱) صنعتی ۲) تجاری ۳) مسکونی	بله	رویکرد جدید مبتنی بر نظریه گراف	۱) تقاضای توان	بله	الگوریتم جستجوی هارمونی بهبود یافته