



Computational Intelligence in Electrical Engineering
Vol. 14, No. 3, 2023
Research Paper

Multi-Area Active Distribution Network Scheduling in the Presence of Soft Open Points based on Information Gap Decision Theory

Houman Bastami¹, Mahmood reza Shakarami², Meysam Doostizadeh^{3*}

¹ Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Lorestan University, Khorramabad, Iran

² Professor, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Lorestan University, Khorramabad, Iran

³ Assistant Professor, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Lorestan University, Khorramabad, Iran

Abstract:

In this paper, a three-level framework is proposed to determine the optimal scheduling of a Multi-Area Active Distribution Network in the presence of inter-area Soft Open Points (SOPs). In this framework, the uncertainty of renewable generation and forecasted demand is modeled using information gap decision theory in a risk-averse manner. Coordinated scheduling of Controllable Distributed Generators (CDGs) and SOPs, inter-area energy exchanges and energy trading with upstream network considering the uncertainties are the contribution of the presented method. To improve the computational efficiency and to achieve the optimal solution, the scheduling problem is modeled as a second-order conic programming in which the operational and security constraints of the network, CDG limitations, and operational constraints of SOPs are accurately modeled and the problem is solved by executing CPLEX solver in MATLAB environment. A case study on IEEE 33-bus test system showcases the superiority of the proposed model compared to meta-heuristic algorithms such as particle swarm optimization, genetic algorithm, and gravitational search algorithm.

Keywords: Active distribution network, Information gap decision theory, Renewable resources, Scheduling, Soft open points, Uncertainty.



This is an open access article under the CC BY-NC-ND/4.0/ License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



<https://doi.org/10.22108/isee.2023.134689.1578>

مقاله پژوهشی

برنامه‌ریزی شبکه توزیع فعال چند ناحیه‌ای در حضور نقاط باز نرم براساس تئوری تصمیم‌گیری شکاف اطلاعاتی

هومن بسطامی^۱، محمود رضا شاکرمی^۲، میثم دوستی زاده^{۳*}

۱- دکتری گروه برق، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه لرستان، خرم‌آباد، ایران

bastami.hu@fe.lu.ac.ir

۲- استاد گروه برق، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه لرستان، خرم‌آباد، ایران

shakarami.mr@lu.ac.ir

۳- استادیار گروه برق، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه لرستان، خرم‌آباد، ایران

doostizadeh.m@lu.ac.ir

چکیده: در این مقاله، یک چارچوب سه سطحی برای تعیین برنامه‌ریزی بهینه یک شبکه توزیع فعال چند ناحیه‌ای در حضور نقاط باز نرم (SOP) بین ناحیه‌ای پیشنهاد شده است. در این چارچوب، عدم قطعیت تولید تجدیدپذیر و تقاضای پیش‌بینی شده با استفاده از نظریه تصمیم‌گیری شکاف اطلاعاتی به شیوه‌ای ریسک‌گریز مدل‌سازی شده است. برنامه‌ریزی هماهنگ ژنراتورهای توزیع شده قابل کنترل (CDG) و SOPها، مبادلات انرژی بین ناحیه‌ای و تجارت انرژی با شبکه بالادست با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها، از نوآوری‌های روش ارائه شده‌اند. برای بهبود کارایی محاسباتی و دستیابی به راه‌حل بهینه، مسئله برنامه‌ریزی به‌عنوان برنامه‌ریزی مخروطی مرتبه دوم مدل‌سازی شده که در آن محدودیت‌های عملیاتی و امنیتی شبکه، قيود CDG و محدودیت‌های عملیاتی SOPها به‌طور دقیق مدل‌سازی و در محیط MATLAB با حل‌کننده CPLEX حل شده‌اند. مطالعه موردی روی سیستم آزمایشی اصلاح‌شده ۳۳ شینه IEEE برتری مدل پیشنهادی را در مقایسه با الگوریتم‌های فراابتکاری مانند الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، الگوریتم ژنتیک و الگوریتم جستجوی گرانشی نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی، تئوری تصمیم‌گیری شکاف اطلاعاتی، شبکه توزیع فعال، عدم قطعیت، منابع تجدیدپذیر، نقاط باز نرم.

^۱ تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۱/۰۵/۱۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۰۱/۲۹

نام نویسنده مسئول: میثم دوستی زاده

نشانی نویسنده مسئول: ایران - خرم‌آباد - دانشگاه لرستان - دانشکده فنی و مهندسی - گروه برق

متغیرها	مجموعه‌ها
مجذور دامنه ولتاژ باس λ_m در بازه زمانی t در LSM ناحیه m	مجموعه کلیه بازه‌های زمانی افق برنامه‌ریزی
مجموع هزینه بهره‌برداری ناحیه m در افق برنامه‌ریزی	مجموعه WT‌های متصل به باس λ_m موجود در ناحیه m
مجموع هزینه تولید CDG‌های متعلق به ناحیه m در افق برنامه‌ریزی	مجموعه PV‌های متصل به باس λ_m موجود در ناحیه m
هزینه خالص خرید توان از شبکه بالادست توسط ناحیه m در افق برنامه‌ریزی	مجموعه CDG‌های متصل به باس λ_m موجود در ناحیه m
توان اکتیو/راکتیو تولیدی CDG g متعلق به ناحیه m در بازه زمانی t	ناحیه m که باس λ_m در آن قرار دارد
توان اکتیو/راکتیو خریداری شده از UN توسط ناحیه m در بازه زمانی t	مجموعه تمام شین‌های موجود در ناحیه m
توان اکتیو/راکتیو خالص تزریق شده به باس λ_m متعلق به ناحیه m در بازه زمانی t	مجموعه شاخه‌ها و SOP‌های میان-ناحیه‌ای موجود در MA-ADN
توان اکتیو/راکتیو انتقال یافته از باس λ_m به باس λ_m در بازه زمانی t	مجموعه تمام ناحیه‌های موجود در MA-ADN شاخص‌ها
خطای پیش‌بینی تقاضا، تولید PV و WT	اندیس ناحیه از ۱ تا N_M
متغیرهای مدل‌کننده پیش‌بینی تقاضا و میزان تولید WT و PV در بازه زمانی t در مدل سطح اول	اندیس CDG
مجموع دامنه خطاهای نامطلوب پیش‌بینی	اندیس باس
	اندیس PV/WT
	اندیس بازه‌های زمانی
	پارامترها

N_M تعداد ناحیه‌های موجود در MA-ADN

$Pw_{t,w}^m$ پیش‌بینی میزان تولید WT w در بازه زمانی t متعلق به ناحیه m

$Pp_{t,p}^m$ پیش‌بینی میزان تولید PV p در بازه زمانی t متعلق به ناحیه m

$Pl_{t,j}^m / Ql_{t,j}^m$ میزان تقاضای توان اکتیو/راکتیو پیش‌بینی شده برای بار متصل به باس λ_m ، متعلق به ناحیه m ، در بازه t

Γ یک عدد نامنفی ($0 \leq \Gamma$) است که حداکثر میزان افزایش هزینه‌های برنامه‌ریزی در سطح دوم را نسبت به برنامه‌ریزی سطح اول تنظیم می‌کند

B_M یک عدد مثبت نسبتاً بزرگ

dl_{max}^m حد آستانه خطای پیش‌بینی بار بر حسب پریونیت

۱- مقدمه

با افزایش نفوذ منابع انرژی توزیع‌شده (DER)^۱ در شبکه‌های توزیع سنتی، مفهومی با نام شبکه‌های توزیع فعال (ADNs)^۲ به وجود آمده است [۱، ۲]. ADN‌ها زیرساخت فنی و حفاظتی لازم برای نصب DERهای تجدیدپذیر، مانند منابع انرژی بادی و خورشیدی را دارند. همچنین، در ADN‌های مدرن، برای افزایش کنترل‌پذیری سیستم توزیع، کاهش تلفات و کنترل ولتاژ باس‌ها، نقاط باز نرم (SOPs)^۳ جایگزین کلیدهای مانور شده‌اند [۳، ۴].

SOPها تجهیزات مبتنی بر الکترونیک قدرت هستند که می‌توانند توان اکتیو و راکتیو عبوری از شاخه محل نصب خود را به صورت دقیق کنترل کنند [۵]؛ با این حال، برای

روش بهینه‌سازی مقاوم تطبیقی^۸ برای برنامه‌ریزی ADN‌های چندریزشبکه‌ای با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های تقاضا و تولید تجدیدپذیر ارائه شده است. با وجود این، فیزیک شبکه توزیع و معادلات پخش بار AC در نظر گرفته نشده‌اند.

در برنامه‌ریزی روزپیش ADN، میزان بار مصرفی مشترکین یا میزان تولید منابع تجدیدپذیر نامعین هستند. به منظور مدل‌سازی عدم قطعیت‌های مرتبط با این پارامترها، مطالعات گسترده‌ای انجام شده است. در [۱۲] یک روش مبتنی بر تئوری تصمیم‌گیری شکاف اطلاعاتی (IGDT)^۹ برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها هنگام تعیین برنامه‌ریزی شبکه توزیع پیشنهاد شده است؛ با این حال، این مدل برای تعیین عدم قطعیت متغیرهای باینری مانند خروج خط در اثر بلایای طبیعی مناسب است و برای مدل‌سازی عدم قطعیت بار و تولید تجدیدپذیر که پارامترهای پیوسته‌اند، کارایی ندارد. در [۱۳]، از الگوریتم جستجوی هارمونی چندهدفه برای تعیین آرایش بهینه شبکه توزیع و همچنین، تعیین مکان‌های بهینه برای نصب توربین‌های بادی با هدف بیشینه سازی قابلیت اطمینان سیستم و کاهش تلفات انرژی استفاده شده است. در این روش، ماهیت تصادفی سرعت وزش باد با توجه به تابع توزیع احتمال ویبول^{۱۱} مدل شده است. در [۱۴]، از الگوریتم‌های ژنتیک و بهینه‌سازی ازدحام ذرات برای تعیین آرایش بهینه شبکه توزیع با هدف کاهش تلفات و افزایش قابلیت اطمینان استفاده شده است. در [۱۵] یک روش غیرمتمرکز برای تعیین آرایش ADN در حضور نواحی مستقل ارائه شده است؛ با این حال، عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر و میزان بار مصرفی نواحی در نظر گرفته نشده است. برای بهینه‌سازی عملکرد ریزشبکه‌ها یک مدل چندهدفه با هدف کاهش هزینه‌های عملیاتی، تلفات و شاخص انحراف ولتاژ در [۱۶] پیشنهاد شده است؛ با این حال، این روش در قالب برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط غیرخطی^{۱۱} مدل شده که با وجود بار محاسباتی سنگین، دستیابی به پاسخ بهینه سراسری را تضمین نمی‌کند. در [۱۷] از ترکیب دو الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات و جستجوی گرانشی برای تعیین برنامه‌ریزی شبکه توزیع استفاده شده است. ترکیب دو الگوریتم بهینه‌سازی گرگ خاکستری و

بهره‌مندی از مزایای بالقوه SOPها باید برنامه‌ریزی عملکردی آنها به گونه‌ای هماهنگ با سایر تجهیزات برنامه‌پذیر موجود در ADN تعیین شود. این برنامه‌ریزی شامل تعیین برنامه‌ریزی عملکرد DERها، تعیین تبادل توان با شبکه بالادست (UN)^۴ و تعیین برنامه‌ریزی SOPها و تبدلات توان میان-ناحیه‌ای است. در ادامه برخی از مطالعات صورت‌گرفته در زمینه برنامه‌ریزی ADN بررسی شده‌اند.

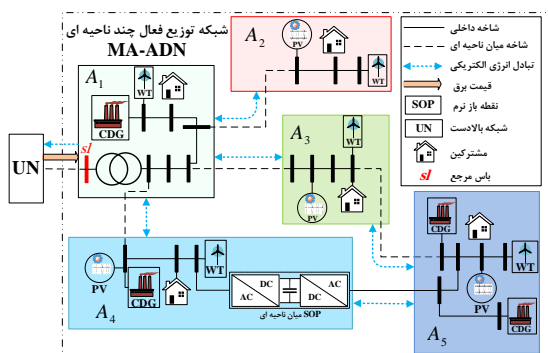
در [۴]، یک مدل تنظیم ولتاژ متمرکز برای برنامه‌ریزی هماهنگ SOPها و DGهای مبتنی بر اینورتر پیشنهاد شده است؛ با این حال، در این مدل هزینه‌های بهره‌برداری ADN مدل‌سازی نشده و پاسخ به دست‌آمده از آن یک پاسخ بهینه محلی است. یک روش متمرکز برای کنترل هماهنگ SOPها، بانک‌های خازنی سوئیچ‌شونده^۵، تب چنجرهای تغییرپذیر زیر بار^۶ و DGها در [۶] ارائه شده که هدف آن کنترل ولتاژ و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری ADN است. در این مدل، عدم قطعیت تولید تجدیدپذیر و بار مدل‌سازی نشده‌اند. یک روش غیرمتمرکز همکارانه برای تعیین برنامه‌ریزی روزپیش MA-ADN در [۵] ارائه شده است که قابلیت دستیابی به پاسخ بهینه سراسری را دارد. با وجود این، خطاهای پیش‌بینی مرتبط با تقاضا و تولید تجدیدپذیر در آن در نظر گرفته نشده است. در [۷] یک مدل تک هدفه با هدف کاهش هزینه‌های بهره‌برداری ADN و در [۸] یک مدل چندهدفه مبتنی بر الگوریتم MOPSO^۷ برای برنامه‌ریزی بهینه ADN در حضور SOP ارائه شده است. در این دو مدل، تلفات توان در مبدل‌های الکترونیکی SOP برابر صفر در نظر گرفته شده‌اند. یک مدل غیرخطی برای تعیین برنامه‌ریزی عملکردی SOPهای موجود در یک ADN با هدف بهبود پروفایل ولتاژ، متعادل‌سازی جریان خطوط متناسب با ظرفیت آنها و کاهش تلفات، در [۹] ارائه شده است. در این مدل نیز تلفات مربوط به مبدل‌های الکترونیکی SOPها مدل‌سازی نشده است. نویسندگان در [۱۰]، برای تعیین برنامه‌ریزی SOPها در حضور نفوذ بالای PVها یک مدل متمرکز با هدف کاهش تلفات و بهبود پروفایل ولتاژ ارائه داده‌اند؛ با این حال، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری ADN در نظر گرفته نشده است. در [۱۱]، یک

در ادامه این مقاله، ابتدا ساختار MA-ADN در بخش دوم معرفی می‌شود. بعد از آن، مدل برنامه‌ریزی متمرکز MA-ADN در حالت قطعی و بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در بخش سوم بیان می‌شود. سپس در بخش چهارم، روش پیشنهادی سه مرحله‌ای مبتنی بر IGDT ارائه می‌شود. مطالعات شبیه‌سازی در بخش پنجم و در نهایت، نتیجه‌گیری در بخش ششم مقاله بیان می‌شوند.

۲- شبکه توزیع فعال چندناحیه‌ای

یک MA-ADN شامل ۵ ناحیه با نام‌های A_1 تا A_5 در شکل (۱): نشان داده شده است. این نواحی از طریق شاخه‌های ارتباطی یا SOPها به یکدیگر متصل شده‌اند؛ برای نمونه، در این MA-ADN نواحی شماره ۴ و ۵، یعنی A_4 و A_5 از طریق یک SOP میان ناحیه‌ای به یکدیگر متصل شده‌اند. همانگونه که در این شکل نمایان است این SOP از دو مبدل الکترونیکی پشت به پشت تشکیل شده که از طریق یک اتصال DC به یکدیگر متصل شده‌اند. SOP با کنترل هماهنگ مبدل‌های الکترونیکی شماره یک و دو خود، تبادلات توان اکتیو و راکتیو عبوری از پایانه‌های محل نصب خود را به‌طور دقیق کنترل می‌کند.

در این مقاله، به‌منظور تعیین برنامه‌ریزی عملکردی SOPهای میان ناحیه‌ای با در نظر گرفتن عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر و تقاضا یک مدل جامع پیشنهاد شده است.



شکل (۱): یک MA-ADN شامل ۵ ناحیه مستقل A_1 تا A_5

۳- مدل برنامه‌ریزی متمرکز MA-ADN

برای تعیین برنامه‌ریزی MA-ADN باید مدل

الگوریتم بهینه‌سازی بویایی کوسه نیز برای ارزیابی پاسخگویی بار در ریزشکده‌ها در [۱۸] پیشنهاد شده است. همچنین، در [۱۹] از الگوریتم کلونی زنبور عسل برای حل مسئله جایابی بهینه منابع تولید پراکنده استفاده شده است؛ با این حال، میزان بهینگی پاسخ به‌دست‌آمده از این الگوریتم‌های فراابتکاری با افزایش گام‌های برنامه‌ریزی و به دنبال آن افزایش تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری کاهش درخور توجهی می‌یابد و ممکن است پاسخ بهینه سراسری مسئله به دست نیاید. در [۲۰] یک روش برنامه‌ریزی اقتصادی بر مبنای مشارکت بار برای ریزشکده‌های دارای قابلیت جزیره‌ای شدن پیشنهاد شده است. در [۲۱] عدم قطعیت‌های ناشی از خطای پیش‌بینی تولیدات تجدیدپذیر، قیمت انرژی و تقاضا با روش‌های مبتنی بر سناریو مدل‌سازی شده‌اند که این روش‌ها بار محاسباتی سنگینی دارند و زمان‌برند.

تعیین برنامه‌ریزی بهینه یک ADN چندناحیه‌ای (MA-ADN) در حضور SOPها و منابع تجدیدپذیر، به یک مدل کارآمد نیازمند دارد که هزینه‌های MA-ADN را با در نظر گرفتن محدودیت‌های بهره‌برداری و با توجه به عدم قطعیت‌های تقاضا و تولید تجدیدپذیر به حداقل مقدار ممکن برساند. در این راستا، در این مقاله یک مدل برنامه‌ریزی روز-پیش بهینه برای تعیین برنامه‌ریزی جامع عملکردی یک MA-ADN ارائه شده که علاوه بر کاهش هزینه‌های سیستم و دستیابی به پاسخ بهینه سراسری، عدم قطعیت‌های تقاضا و تولید تجدیدپذیر را نیز در آن مدل‌سازی شده است. مهم‌ترین نوآوری‌های این مقاله به شرح زیر است:

- ارائه یک مدل محدب سه سطحی مبتنی بر IGDT برای تعیین برنامه‌ریزی عملکردی بهینه MA-ADN.
- ارائه یک روش متمرکز جدید برای مدل‌سازی مجزای برنامه‌ریزی هر ناحیه از MA-ADN.
- مدل‌سازی همزمان عدم قطعیت‌های تولید تجدیدپذیر بادی و خورشیدی به همراه عدم قطعیت‌های تقاضای بار در مسئله برنامه‌ریزی روز-پیش در حضور منابع تولیدات پراکنده کنترل‌پذیر (CDGها)^۳، SOPها و با در نظر گرفتن معادلات پخش بار AC.

عملکردی MA-ADN را حل می‌کند [۲۲]. مدل متمرکز پیشنهادی در رابطه (۴) بیان شده است.

$$\begin{aligned} \min_{X=[X^1, \dots, X^{N_M}]} \sum_{m \in M} C_{to}^m \\ \text{subject to: (5)-(7) \&} \\ \{g^m(X^m) \leq 0 \forall m \in [1, \dots, N_M] \\ f^m(X^m) = 0 \forall m \in [1, \dots, N_M]\} \end{aligned} \quad (4)$$

که X بیان‌کننده مجموعه متغیرهای موجود در تمامی LSMها است. شایان ذکر است برخی از متغیرهای موجود در LSM دو ناحیه مجاور، یعنی دو ناحیه‌ای که از طریق یک SOP یا یک شاخه ارتباطی به یکدیگر متصل شده‌اند، با هم مشترک‌اند. این متغیرها عبارت‌اند از توان‌های اکتیو و راکتیو تبادل‌شده میان ناحیه‌ای و ولتاژ باس‌های مرزی. برای محاسبه یکسان این متغیرهای میان-ناحیه‌ای، قیود توافق در روابط (۵) الی (۷) معرفی شده‌اند.

$$Pb_{t,ij}^{a_i} = Pb_{t,ij}^{a_j} \quad \forall t \in T, \forall ij \in \{Ti^A \cup Si^A\} \quad (5)$$

$$Qb_{t,ij}^{a_i} = Qe_{t,ij}^{a_j} \quad \forall t \in T, \forall ij \in \{Ti^A \cup Si^A\} \quad (6)$$

$$v_{t,j}^{a_i} = v_{t,j}^{a_j} \quad \forall t \in T, \forall ij \in \{Ti^A \cup Si^A\} \quad (7)$$

که $a_{i/j}$ ناحیه‌ای را نشان می‌دهد که شین i/j در آن قرار گرفته است.

از آنجایی که مدل متمرکز پیشنهادی در قالب مسئله SOC بیان شده است، پاسخ به‌دست‌آمده از آن بهینه سراسری خواهد بود [۲۳]. در بخش بعدی، چگونگی مدل‌سازی عدم قطعیت‌های مسئله با استفاده از روش سه سطحی پیشنهادی، تشریح خواهد شد.

۴- روش سه سطحی پیشنهادی مبتنی بر IGDT

در سطح اول این روش، فرض می‌شود مقادیر پارامترهای تقاضا و تولید تجدیدپذیر دقیقاً برابر مقادیر پیش‌بینی شده هستند؛ بنابراین، برنامه‌ریزی سطح اول به صورت قطعی و مطابق مدل (۴) انجام می‌شود. در سطح دوم، خطاهای نامطلوب پیش‌بینی با استفاده از روش IGDT محاسبه می‌شوند. در نهایت، با در نظر گرفتن خطاهای

برنامه‌ریزی هر ناحیه به صورت مجزا تعیین شود. برنامه‌ریزی محلی (LSM) ^{۱۴} ناحیه m (A_m) یک مدل ریاضی است که با هدف حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های بهره‌برداری و با توجه به قیود بهره‌برداری در رابطه (۱) تعریف شده است. [۵]

$$\begin{aligned} \min_{X^m} C_{to}^m = C_{CDG}^m + C_{UN}^m + C_l^m \\ \text{Subject to } \begin{cases} g^m(X^m) \leq 0 \\ f^m(X^m) = 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (1)$$

که X^m ، $g^m(X^m)$ و $f^m(X^m)$ به ترتیب مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری، قیود نامساوی و قیود تساوی موجود در LSM ناحیه m هستند. درخور ذکر است بالانویس m به ناحیه m (یعنی A_m) اشاره دارد. سایر متغیرها و پارامترهای به‌کاررفته در این مدل در ابتدای مقاله تعریف شده‌اند. جزئیات مربوط به هزینه‌های بهره‌برداری و قیود عملکردی ناحیه m در مرجع [۵] ذکر شده است؛ با این حال، از آنجایی که در این مرجع عدم قطعیت تولید تجدیدپذیر و بار در نظر گرفته نشده است، معادلات مربوط به این پارامترها در روابط (۲) و (۳) بازنویسی شده‌اند. در این روابط، توان‌های اکتیو و راکتیو خالص تزریق‌شده به باس z از طرف DERها و بار محلی متصل به شین z م تعریف شده‌اند. همان‌گونه که در این روابط مشخص است میزان تولید منابع تجدیدپذیر و بار متصل به شین z م بر توان خالص تزریق‌شده به این شین اثرگذارند؛ بنابراین، عدم قطعیت‌های مرتبط با این پارامترها بر پخش بار سیستم اثرگذار است.

$$\begin{aligned} Pn_{t,j}^m = \sum_{p \in PV_j^m} Pp_{t,p}^m + \sum_{w \in WT_j^m} Pw_{t,w}^m \\ + \sum_{g \in G_j^m} Pc_{t,g}^m + Pun_{t,j}^m \\ - Pl_{t,j}^m \quad \forall t \in T, \forall j \in N^m \end{aligned} \quad (2)$$

$$Qn_{t,j}^m = \sum_{g \in G_j^m} Qc_{t,g}^m + Qun_{t,j}^m - Ql_{t,j}^m \quad \forall t \in T, \forall j \in N^m \quad (3)$$

در روش حل متمرکز، یک نهاد مرکزی با دریافت مدل برنامه‌ریزی محلی تمامی ناحیه‌های موجود در MA-ADN و ادغام آنها در قالب یک مدل متمرکز، مسئله برنامه‌ریزی

شده‌اند. این سه متغیر در واقع میزان خطای پیش‌بینی نامطلوب بر حسب پریونیت هستند؛ بنابراین، در برنامه‌ریزی سطح دوم، پیش‌بینی‌های تقاضا و میزان تولید WT‌ها و PV‌ها یعنی $Pp_{t,p}^{m,2}$ ، $Pw_{t,w}^{m,2}$ و $Pl_{t,j}^{m,2}$ به ترتیب با استفاده از روابط (۸) الی (۱۰) تعریف می‌شوند.

$$Pl_{t,j}^{m,2} = Pl_{t,j}^{m,1} \times (1 + dl_t^m), \forall t \in T, \forall j \in N^m \quad (۸)$$

$$Pw_{t,w}^{m,2} = Pw_{t,w}^{m,1} \times (1 - dwt_t^m), \forall t \in T, \forall w \in WT^m \quad (۹)$$

$$Pp_{t,p}^{m,2} = Pp_{t,p}^{m,1} \times (1 - dpv_t^m), \forall t \in T, \forall p \in PV^m \quad (۱۰)$$

که $Pp_{t,p}^{m,1}$ ، $Pw_{t,w}^{m,1}$ و $Pl_{t,j}^{m,1}$ متغیرهای مدل‌کننده پیش‌بینی تقاضا و میزان تولید WT‌ها و PV‌ها در بازه زمانی t ام در مدل سطح اول هستند. از آنجایی که در این مقاله، برنامه‌ریزی MA-ADN به صورت ریسک-گریز و با هدف محدودسازی هزینه‌های ناشی از خطاهای نامطلوب پیش‌بینی مدل شده است، متغیرهای dwt_t^m ، dl_t^m و dpv_t^m بیان‌کننده خطاهای نامطلوب پیش‌بینی هستند که منجر به افزایش هزینه‌های بهره‌برداری می‌شوند؛ بنابراین، از آنجایی که افزایش بار و کاهش تولید تجدیدپذیر باعث افزایش هزینه‌های بهره‌برداری می‌شود، در روابط (۸) الی (۱۰)، متغیر dl_t^m با علامت مثبت و متغیرهای dwt_t^m و dpv_t^m با علامت منفی به کار رفته‌اند.

برای محدودسازی دامنه نوسانات متغیرهای $Pl_{t,j}^{m,2}$ ، $Pw_{t,w}^{m,2}$ و $Pp_{t,p}^{m,2}$ ، قیود (۱۱) الی (۱۳) در مدل سطح دوم پیشنهادی در نظر گرفته شده است. این قیود، مانع ایجاد تقاضا و تولید تجدیدپذیر منفی می‌شوند و در واقع آستانه افزایش خطاهای نامطلوب را در سطح دوم برنامه‌ریزی کنترل می‌کنند.

$$0 \leq dl_t^m \leq dl_{max}^m, \forall t \in T, \forall j \in N^m \quad (۱۱)$$

$$0 \leq dwt_{w,t}^m \leq [1, Pw_{t,w}^{m,1} \times B_M], \forall t \in T, \forall w \in WT^m \quad (۱۲)$$

$$0 \leq dpv_{p,t}^m \leq [1, dpv_t^{m,1} \times B_M], \forall t \in T, \forall p \in PV^m \quad (۱۳)$$

در این روابط، عملگر $[A, B]$ نشان‌دهنده کوچک‌ترین عدد میان A و B است. در ساعاتی که پیش‌بینی تولید تجدیدپذیر بادی (و یا خورشیدی) برابر صفر باشند، یعنی

پیش‌بینی نامطلوب محاسبه‌شده در سطح دوم، برنامه‌ریزی نهایی MA-ADN در سطح سوم برنامه‌ریزی محاسبه می‌شود. در ادامه، نحوه مدل‌سازی هر کدام از این سطوح بیان شده است. شایان ذکر است برای تفکیک نتایج به‌دست‌آمده در سطوح مختلف مدل‌سازی، از بالانویس ۱، ۲ و ۳ استفاده شده است که به ترتیب به سطوح مدل‌سازی ۱ الی ۳ اشاره دارند؛ برای نمونه، میزان هزینه‌های ناحیه m ام در سطح ۱ با $G_{to}^{m,1}$ مشخص شده است.

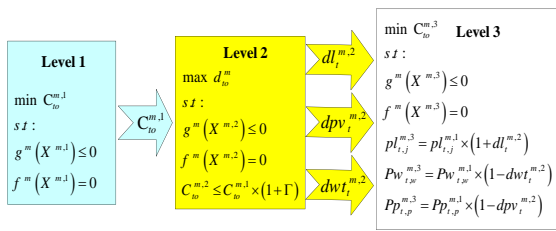
۴-۱- مدل‌سازی سطح اول

در سطح اول، عدم قطعیت‌های تقاضا و تولید تجدیدپذیر در نظر گرفته نمی‌شوند. در این سطح، فرض می‌شود تقاضا و تولید تجدیدپذیر پارامترهای مشخصی هستند که دقیقاً برابر مقادیر پیش‌بینی شده هستند؛ بنابراین، در مدل‌سازی این سطح هیچ‌گونه عدم قطعیتی وجود ندارد و برنامه‌ریزی براساس مدل ارائه‌شده در رابطه (۴) و همانند مرجع [۵] حل می‌شود. پس از حل مدل سطح یک، هزینه کلی ناحیه m ام در این سطح، یعنی $G_{to}^{m,1}$ ، به دست می‌آید.

۴-۲- مدل‌سازی سطح دوم

بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت و خطاهای پیش‌بینی، هزینه بهره‌برداری روز-پیش ناحیه m ام برابر $G_{to}^{m,1}$ خواهد بود. حال اگر پیش‌بینی‌ها محقق نشوند، ممکن است هزینه بهره‌برداری افزایش یا حتی کاهش یابد. برای جلوگیری از افزایش بیش از حد هزینه‌های برنامه‌ریزی، بهره‌بردار هر ناحیه ترجیح می‌دهد برنامه‌ریزی روز پیش را در برابر خطاهای نامطلوب پیش‌بینی بهینه کند. بهره‌بردار ترجیح می‌دهد دامنه بزرگ‌تری از خطاهای پیش‌بینی را در نظر بگیرد و برنامه‌ریزی را در مواجهه با آنها بهینه کند؛ اما افزایش دامنه خطاهای پیش‌بینی منجر به افزایش هزینه‌های بهره‌برداری می‌شود. در این مقاله، حداکثر دامنه خطاهای نامطلوب پیش‌بینی با توجه به آستانه هزینه‌های برنامه‌ریزی، در سطح دوم تعیین شده است.

در مدل‌سازی سطح دوم پیشنهادی، برای در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مرتبط با تقاضای بار، تولید WT‌ها و PV‌ها سه متغیر نامنفی با نام‌های dl_t^m ، dwt_t^m و dpv_t^m معرفی



شکل (۲): فلوچارت روش پیشنهادی سه سطحی مبتنی بر IGDT

همان‌گونه که در این شکل نشان داده شده است برنامه‌ریزی سطح سوم با در نظر گرفتن خطاهای پیش‌بینی محاسبه شده از سطح دوم و به صورت قطعی انجام می‌شود. برنامه‌ریزی به دست آمده از سطح سوم، برنامه‌ریزی نهایی MA-ADN در نظر گرفته می‌شود.

۵- مطالعات شبیه‌سازی

در این بخش، روش سه سطحی پیشنهادی مبتنی بر IGDT روی سیستم ۳۳ با سه اصلاح شده IEEE ارائه شده در [۵] شبیه‌سازی شده است. این سیستم دارای ۵ ناحیه است که میزان بار، PV و WT نامی نصب شده در هر کدام از آنها در جدول بیان شده است.

جدول (۱): میزان بار و تولید تجدیدپذیر نامی قرار گرفته در هر ناحیه

ناحیه	بار (kW)	PV (kW)	WT (kW)
A _۱	۱۲۴۰	۱۰۰	۵۰
A _۲	۷۴۵	۷۰	۱۰۰
A _۳	۴۵۰	۲۰	۱۰۰
A _۴	۳۶۰	۵۰	۵۰
A _۵	۹۲۰	۳۰	۱۰۰
MA-ADN	۳۷۱۵	۲۷۰	۴۰۰

تمامی شبیه‌سازی‌ها در محیط MATLAB R2022a انجام شده‌اند که برای مدل‌سازی مسائل برنامه‌ریزی از جعبه ابزار YALMIP [۲۴] و برای حل آنها نیز از CPLEX 12.9 [۲۵] استفاده شده است.

پروفایل‌های پیش‌بینی تقاضا، تولید WT و PV در شکل نشان داده شده‌اند. این مقادیر بر حسب پریونیت و بر

$Pw_{t,w}^{m,1} = 0$ (یا $Pp_{t,p}^{m,1} = 0$) عبارت $[1, Pw_{t,w}^{m,1} \times B_M]$ (و یا $[1, dpv_t^{m,1} \times B_M]$) برابر صفر می‌شود و مطابق (۱۲) (یا (۱۳))، $dwt_{w,t}^m$ (یا $dpv_{p,t}^m$) نیز برابر صفر محاسبه می‌شود که بیان‌کننده بدترین حالت پیش‌بینی تولید تجدیدپذیر در آن بازه زمانی است.

پس از تعریف متغیرهای احتمالاتی، قید محدودکننده هزینه بهره‌برداری به صورت رابطه (۱۴) به مدل سطح دوم پیشنهادی اضافه می‌شود.

$$C_{to}^{m,2} \leq C_{to}^{m,1} \times (1 + \Gamma) \quad (14)$$

مطابق قید (۱۴)، حداکثر میزان افزایش هزینه‌های بهره‌برداری در سطح دوم را پارامتر Γ ($0 \leq \Gamma$) کنترل می‌کند. درخور ذکر است افزایش هزینه‌های بهره‌برداری در سطح دوم، به دلیل در نظر گرفتن خطاهای نامطلوب پیش‌بینی در این سطح است. با توجه به مطالب ذکر شده، مدل برنامه‌ریزی سطح دوم با (۱۵) بیان می‌شود.

$$\begin{aligned} \max_{X^{m,2}} d_{to}^m &= \sum_{t \in T} (dl_t^m + dwt_t^m + dpv_t^m) \\ \text{subject to: } & \text{(۸)-(۱۴)} \ \& \ \begin{cases} g^m(X^{m,2}) \leq 0 \\ f^m(X^{m,2}) = 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (15)$$

پس از حل برنامه‌ریزی سطح دوم، مقادیر $dl_t^{m,2}$ ، $dwt_t^{m,2}$ و $dpv_t^{m,2}$ که به ترتیب نشان‌دهنده خطاهای نامطلوب پیش‌بینی تقاضا، تولید WT و تولید PV هستند، محاسبه می‌شوند.

۴-۳- مدل‌سازی سطح سوم

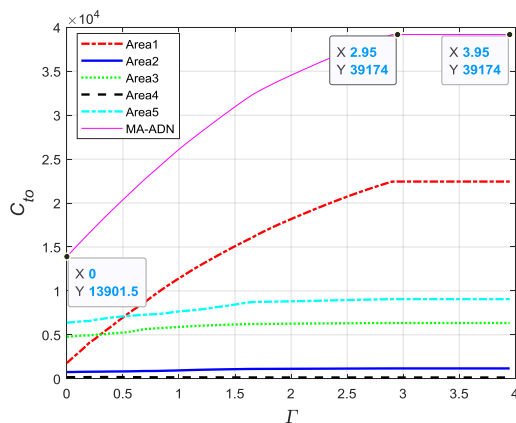
در برنامه‌ریزی سطح سوم، میزان پیش‌بینی بار و تولید تجدیدپذیر با استفاده از خطاهای پیش‌بینی به دست آمده در سطح دوم، یعنی پارامترهای $dl_t^{m,2}$ ، $dwt_t^{m,2}$ و $dpv_t^{m,2}$ مطابق روابط (۱۶) الی (۱۸) به‌روزرسانی می‌شوند.

$$Pl_{t,j}^{m,3} = Pl_{t,j}^{m,1} \times (1 + dl_t^{m,2}), \forall t \in T, \forall j \in N^m \quad (16)$$

$$Pw_{t,w}^{m,3} = Pw_{t,w}^{m,1} \times (1 - dwt_t^{m,2}), \forall t \in T, \forall w \in WT^m \quad (17)$$

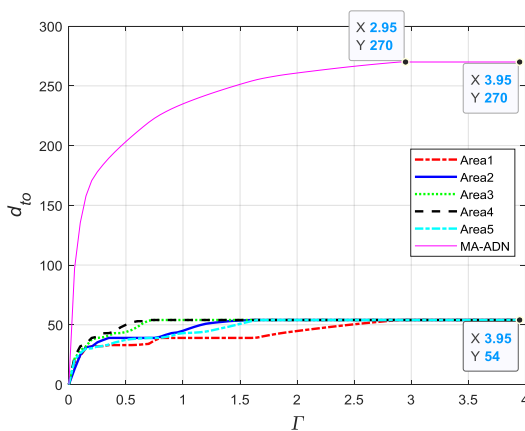
$$Pp_{t,p}^{m,3} = Pp_{t,p}^{m,1} \times (1 - dpv_t^{m,2}), \forall t \in T, \forall p \in PV^m \quad (18)$$

فلوچارت روش پیشنهادی سه سطحی مبتنی بر IGDT در شکل (۲): نشان داده شده است.



شکل (۴): تغییرات هزینه‌های بهره‌برداری بر حسب تغییرات Γ

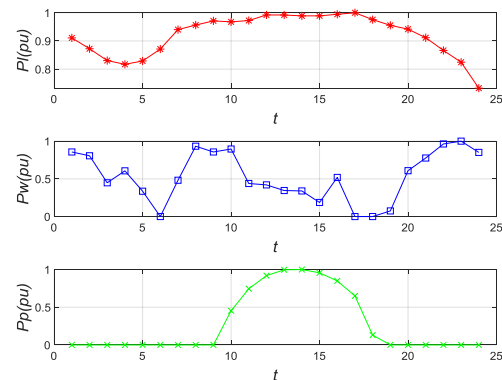
همان‌گونه که در شکل (۴) مشاهده می‌شود میزان افزایش هزینه‌های بهره‌برداری در نواحی مختلف یکسان نیست. ناحیه یک بیشترین و ناحیه چهار کمترین افزایش هزینه را نسبت به افزایش پارامتر Γ دارند؛ زیرا مطابق جدول بیشترین بارهای MA-ADN در ناحیه یک و کمترین آنها در ناحیه چهارم قرار گرفته‌اند.



شکل (۵): تغییرات خطاهای پیش‌بینی بر حسب تغییرات Γ

هنگامی که Γ برابر صفر است، هزینه‌های MA-ADN همانند برنامه‌ریزی سطح اول برابر ۱۳۹۰۱/۵ دلار است؛ زیرا در این حالت ($\Gamma = 0$)، مجموع دامنه خطای نامطلوب پیش‌بینی برابر صفر است. تغییرات d_{to}^m (مجموع دامنه خطای نامطلوب پیش‌بینی) بر حسب تغییرات Γ در شکل رسم شده است. همان‌گونه که در این شکل مشخص است با افزایش Γ میزان d_{to}^m نیز افزایش می‌یابد؛ با این حال، این افزایش نیز در $\Gamma = ۲/۹۵$ به اشباع می‌رسد.

مبنای توان نامی تقاضا، WT و PV رسم شده‌اند. نتایج مربوط به مدل‌سازی سطح یک، دقیقاً مشابه نتایج ارائه‌شده در [۵] هستند. مطابق این نتایج، هزینه‌های کلی سیستم در سطح یک، یعنی $C_{to}^{m,1}$ برابر ۱۳۹۰۱/۵ دلار است. سائز هزینه‌های مدل‌سازی سطح اول در جدول نشان داده شده است.

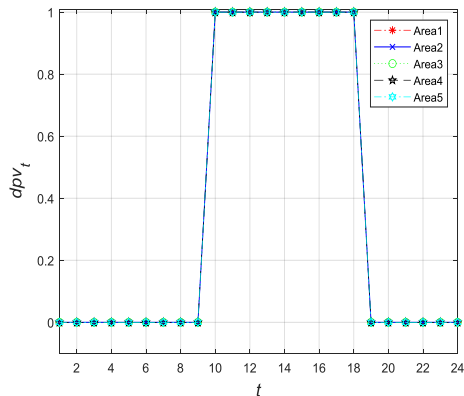


شکل (۳): پیش‌بینی تقاضا، تولید PV و WT

جدول (۲): هزینه‌های نواحی مخالف MA-ADN در سطح اول.

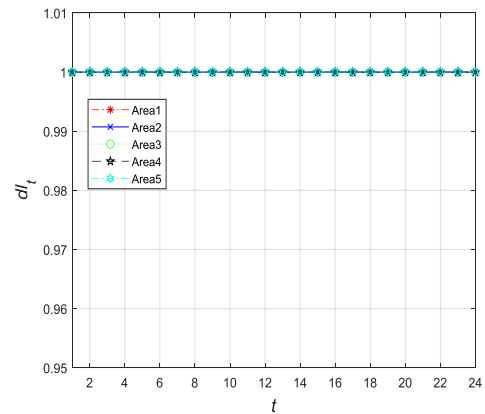
ناحیه	C_{UN}^m	C_l^m	C_{CDG}^m	C_{to}^m
A_1	۱۵۹۳/۸۷۳	۱۹۴/۷۰۸	۰/۰۰۰	۱۷۸۸/۵۸۱
A_2	۰/۰۰۰	۷۳/۱۰۶	۶۸۸/۰۱۱	۷۶۱/۱۱۸
A_3	۰/۰۰۰	۵۰/۳۱۹	۴۷۳۶/۷۴۰	۴۷۸۷/۰۵۹
A_4	۰/۰۰۰	۱۸۴/۶۳۱	۰/۰۰۰	۱۸۴/۶۳۱
A_5	۰/۰۰۰	۲۱۲/۹۹۷	۶۱۶۷/۰۶۸	۶۳۸۰/۰۶۵
MA-ADN	۱۵۹۳/۸۷۳	۷۱۵/۷۶۰	۱۱۵۹۱/۸۲۱	۱۳۹۰۱/۴۵۴

برنامه‌ریزی سطح دوم به پارامتر Γ وابسته است. برای ارزیابی اثر Γ ، این پارامتر از صفر تا ۳/۹۵ و با گام ثابت ۰/۰۵ افزایش داده شده و هزینه هر کدام از نواحی به‌ازای Γ در شکل (۴) نشان داده شده است. در این شبیه‌سازی‌ها حد آستانه افزایش بار برابر یک در نظر گرفته شده است ($d_{max}^m = 1$). همان‌گونه که در این شکل نشان داده شده است با افزایش پارامتر Γ مجموع هزینه‌های نواحی افزایش می‌یابد. در $\Gamma = ۲/۹۵$ هزینه‌های بهره‌برداری MA-ADN به حد اشباع می‌رسد و با وجود افزایش Γ مجموع هزینه‌های MA-ADN از ۳۹۱۷۴ دلار بیشتر نمی‌شود.



شکل (۸): دامنه خطاهای پیش‌بینی تولید PVها به‌ازای

$$\Gamma = 2.95$$



شکل (۶): دامنه خطاهای پیش‌بینی تقاضا در $\Gamma = 2.95$

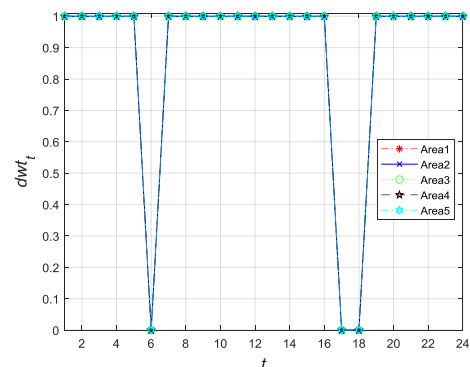
مطابق این شکل‌ها، پیش‌بینی تولید PV و WT به‌ترتیب دارای ۲۱ و ۹ مقدار غیر صفر هستند؛ بنابراین، حداکثر خطای نامطلوب پیش‌بینی PV و WT، یعنی $\sum_{t \in T} (dpv_t^m)$ و $\sum_{t \in T} (dwt_t^m)$ به‌ترتیب برابر ۲۱ و ۹ حد اشباع d_{to}^m در هر ناحیه نیز حداکثر برابر ۵۴ هستند. از آنجایی که هزینه‌های سیستم در سطح یک مدل‌سازی برابر $C_{to}^{m,1} = 13901/5$ دلار است، انتظار می‌رود در بدترین شرایط ($\Gamma = 2/95$)، هزینه‌های سیستم از $C_{to}^{m,1} \times (1 + \Gamma) = 41009$ برای نشان‌دادن این موضوع، برنامه‌ریزی نهایی سیستم با استفاده از مدل‌سازی سطح سوم محاسبه شده است. در جدول هزینه‌های سیستم با در نظر گرفتن خطاهای پیش‌بینی به دست‌آمده در سطح دوم نشان داده شده است.

جدول (۳): هزینه‌های نواحی با $\Gamma = 2.95$

C_{UN}^m	C_l^m	C_{CDG}^m	C_{to}^m	ناحیه
۲۲۰۰۲/۲۵	۴۴۱/۲۲۶	۰/۰۰۰	۲۲۴۴۳/۴۷۹	A_1
۰/۰۰۰	۸۵/۵۲۹	۱۰۹۱/۳۱۳	۱۱۷۶/۸۴۲	A_2
۰/۰۰۰	۱۴۲/۸۵۴	۶۲۰۲/۷۳۳	۶۳۴۵/۵۸۷	A_3
۰/۰۰۰	۱۴۵/۴۰۳	۰/۰۰۰	۱۴۵/۴۰۳	A_4
۰/۰۰۰	۲۶۱/۴۷۸	۸۸۰۱/۱۹۳	۹۰۶۲/۶۷۱	A_5
۲۲۰۰۲/۲۵	۱۰۷۶/۴۹۰	۱۶۰۹۵/۲۴۰	۳۹۱۷۳/۹۸۲	MA-ADN

مطابق این جدول، مجموع هزینه‌های MA-ADN برابر ۳۹۱۷۴ دلار است که از حد بیشینه آن، یعنی ۴۱۰۰۹ دلار، کمتر است. این نتایج نشان می‌دهند اگر خطاهای نامطلوب

مطابق نتایج به‌دست‌آمده، در بدترین خطای پیش‌بینی نامطلوب (یعنی حالتی که پروفایل تقاضا دو برابر شده است و تولید بادی و فتوولتائیک نیز به صفر رسیده‌اند) مقدار d_{to}^m برابر ۵۴ است. از آنجایی که افق برنامه‌ریزی شامل ۲۴ بازه زمانی است و d_{to}^m نیز برابر یک فرض شده است، مجموع خطای نامطلوب پیش‌بینی بار، می‌تواند حداکثر برابر ۲۴ باشد؛ یعنی $\sum_{t \in T} (d_{to}^m) = 24$. این حالت، معادل بدترین خطای پیش‌بینی تقاضا است. نتایج خطاهای پیش‌بینی به‌دست‌آمده در این حالت در شکل نشان داده شده است. مطابق این شکل، در تمامی بازه‌های زمانی برنامه‌ریزی، تقاضا دو برابر مقدار پیش‌بینی شده است. نتایج به‌دست‌آمده برای $dpv_t^{m,2}$ و $dwt_t^{m,2}$ به‌ازای $\Gamma = 2/95$ به‌ترتیب در شکل (۷) و شکل (۸): نشان داده شده‌اند.



شکل (۷): دامنه خطاهای پیش‌بینی تولید WTها به‌ازای

$$\Gamma = 2.95$$

برنامه‌ریزی نهایی سیستم با در نظر گرفتن این خطاهای نامطلوب، در سطح سوم انجام می‌شود. هزینه‌های سیستم در این حالت، در جدول (۴): نشان داده شده‌اند.

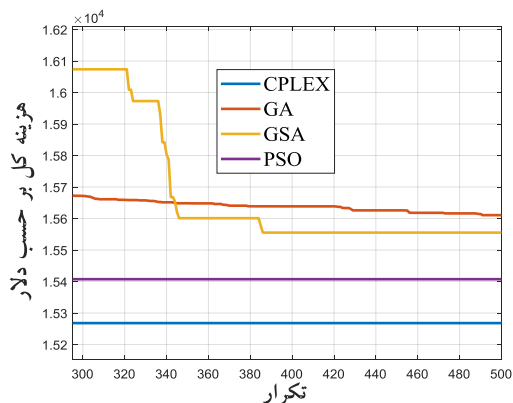
کل هزینه‌های سیستم در این حالت برابر ۱۵۲۶۸ دلار است که از حد آستانه در نظر گرفته شده در سطح دوم $(C_{to}^{m,1} \times (1 + \Gamma) = 15291/59)$ کوچک‌تر است. این نتایج نشان می‌دهند روش سه سطحی پیشنهادی می‌تواند برنامه‌ریزی روز-پیش را به‌خوبی در برابر افزایش هزینه‌های ناشی از خطاهای نامطلوب پیش‌بینی مقاوم سازد.

جدول (۴): هزینه‌های نواحی مخالف MA-ADN با $\Gamma = 0.1$

ناحیه	C_{to}^m	C_{CDG}^m	C_t^m	C_{UN}^m
A_1	۲۹۲۴/۶۷۸	۰/۰۰۱	۲۰۱/۴۹۴	۲۷۲۳/۱۸۳
A_r	۷۸۲/۰۳۲	۷۰۸/۲۵۰	۷۳/۷۸۲	۰/۰۰۰
A_p	۴۸۸۱/۵۲۸	۴۸۲۷/۵۴۴	۵۳/۹۸۴	۰/۰۰۰
A_i	۱۸۴/۱۹۹	۰/۰۰	۱۸۴/۱۹۹	۰/۰۰۰
A_o	۶۴۹۵/۷۶۳	۶۲۷۷/۳۳۸	۲۱۸/۴۲۵	۰/۰۰۰
MA-ADN	۱۵۲۶۸/۱۰۰	۱۱۸۱۳/۱۳	۷۳۱/۸۸۴	۲۷۲۳/۱۸۳

۵-۱- مقایسه نتایج

در این بخش، مسئله برنامه‌ریزی MA-ADN در سطح سوم $(C_{to}^{m,3})$ با الگوریتم‌های فراابتکاری GA [۱۴]، PSO [۱۴] و GSA [۲۶] حل شده است. شکل (۱۱): نمودار همگرایی این الگوریتم‌ها و پاسخ بهینه به‌دست‌آمده از CPLEX را نشان می‌دهد.

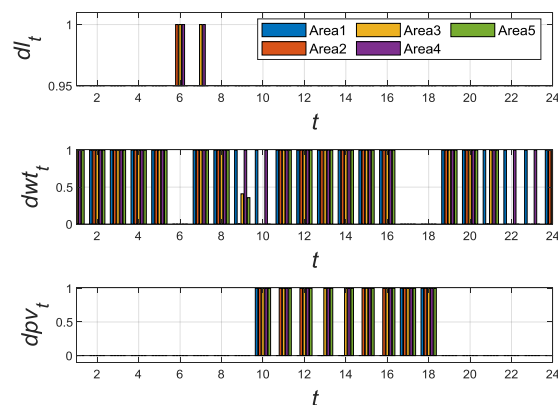


شکل (۱۱): مقایسه همگرایی الگوریتم‌های مختلف فراابتکاری در حل مدل بهینه‌سازی سطح سوم با پاسخ به‌دست‌آمده از

CPLEX

پیش‌بینی هنگام برنامه‌ریزی در نظر گرفته شوند، آنگاه هزینه‌های سیستم بیش از ۲۷۱۰۷ دلار کمتر از زمانی خواهد شد که این خطاها در نظر گرفته نشده‌اند؛ بنابراین، با روش سه سطحی پیشنهادی، برنامه‌ریزی روز-پیش با در نظر گرفتن حداکثر خطاهای نامطلوب پیش‌بینی ممکن، به گونه‌ای انجام می‌شود که هزینه‌های سیستم در مواجهه با آنها حداقل شود.

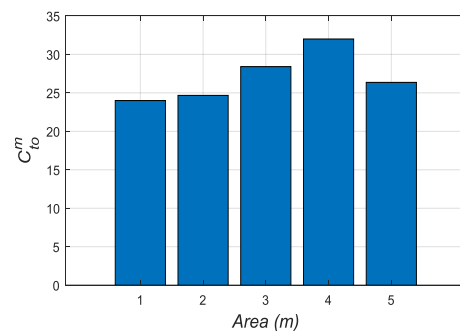
اثربخشی این روش در مواجهه با حداکثر خطای نامطلوب پیش‌بینی ممکن، با در نظر گرفتن $\Gamma = 2/95$ بررسی شد. در شبیه‌سازی دیگر $\Gamma = 0/1$ در نظر گرفته شده است. در این حالت، حداکثر میزان خطاهای نامطلوب تقاضا، تولید تجدیدپذیر بادی و خورشیدی در شکل (۹): نشان داده‌اند.



شکل (۹): حداکثر میزان خطاهای پیش‌بینی در سطح دوم

$(\Gamma = 0.1)$

این نتایج با حل مدل سطح دوم به دست آمده‌اند. در این حالت $(\Gamma = 0.1)$ ، حداکثر خطاهای پیش‌بینی قابل مدل‌سازی در نواحی مختلف در شکل (۱۰): نشان داده شده است.



شکل (۱۰): حداکثر مجموع میزان خطاهای پیش‌بینی به‌ازای

$\Gamma = 0.1$

روش پیشنهادی را تأیید می‌کند.

مراجع

- [1] H. Bastami, M. R. Shakarami, and M. Doostizadeh, "A non-hierarchical ATC framework for parallel scheduling of active distribution network with multiple autonomous microgrids," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 133, p. 107293, 2021.
- [2] F. Moghateli, S. A. Taher, A. Karimi, and M. Shahidehpour, "Conceptual Design of Multi-Microgrid Structure in Active Distribution Networks," *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, Vol. 11, pp. 1-14, 2020.
- [3] M. Doostizadeh, M. R. Shakarami, and H. Bastami, "Decentralized energy trading framework for active distribution networks with multiple microgrids under uncertainty," *Scientia Iranica*, Vol. 26, pp. 3606-3621, 2019.
- [4] Y. Zheng, Y. Song, and D. J. Hill, "A general coordinated voltage regulation method in distribution networks with soft open points," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 116, p. 105571, 2020.
- [5] H. Bastami, M. R. Shakarami, and M. Doostizadeh, "A decentralized cooperative framework for multi-area active distribution network in presence of inter-area soft open points," *Applied Energy*, Vol. 300, p. 117416, 2021.
- [6] P. Li, H. Ji, C. Wang, J. Zhao, G. Song, F. Ding, et al., "Coordinated Control Method of Voltage and Reactive Power for Active Distribution Networks Based on Soft Open Point," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, pp. 1430-1442, 2017.
- [7] L. Bai, T. Jiang, F. Li, H. Chen, and X. Li, "Distributed energy storage planning in soft open point based active distribution networks incorporating network reconfiguration and DG reactive power capability," *Applied Energy*, Vol. 210, pp. 1082-1091, 2018.
- [8] Q. Qi, J. Wu, and C. Long, "Multi-objective operation optimization of an electrical distribution network with soft open point," *Applied Energy*, Vol. 208, pp. 734-744, 2017.
- [9] C. Long, J. Wu, L. Thomas, and N. Jenkins, "Optimal operation of soft open points in medium voltage electrical distribution networks with distributed generation," *Applied Energy*, Vol. 184, pp. 427-437, 2016.
- [10] H. Ji, C. Wang, P. Li, F. Ding, and J. Wu, "Robust Operation of Soft Open Points in Active Distribution Networks With High Penetration of Photovoltaic Integration," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 10, pp. 280-289, 2019.
- [11] H. Qiu and F. You, "Decentralized-distributed robust electric power scheduling for multi-microgrid systems," *Applied Energy*, Vol. 269, p. 115146, 2020.
- [12] M. Salimi, M. A. Nasr, S. H. Hosseinian, G. B. Gharehpetian, and M. Shahidehpour, "Information Gap Decision Theory-Based Active Distribution

مطابق این شکل، الگوریتم PSO نسبت به دو الگوریتم GSA و GA سریع‌تر همگرا شده و مقدار تابع هدف آن کوچک‌تر است. همچنین، هزینه بهره‌برداری شبکه توزیع فعال مورد مطالعه در الگوریتم GSA نسبت به الگوریتم GA کمتر است؛ با این حال، پاسخ بهینه مسئله که همان کمترین هزینه بهره‌برداری است، از طریق حل‌کننده CPLEX به دست آمده است.

شایان ذکر است تمامی الگوریتم‌های فراابتکاری با جمعیت ۵۰ و حداکثر تکرار ۵۰۰ شبیه‌سازی شده‌اند. عملکرد الگوریتم‌های مختلف از نظر سرعت حل و میزان بهینگی در جدول (۵): با هم مقایسه شده‌اند. براساس داده‌های این جدول، CPLEX بهینه‌ترین پاسخ را در سریع‌ترین زمان (کمتر از ۸۵ ثانیه) ارائه داده است.

جدول (۵): مقایسه الگوریتم‌های مختلف

الگوریتم	C_{to}^m (دلار)	زمان حل (ثانیه)
CPLEX	۱/۱۵۲۶۸	۴/۸۴
GA	۵/۱۵۲۸۸	۴/۱۱۸
GSA	۵/۱۵۲۷۵	۶/۹۴
PSO	۹/۱۵۲۷۰	۰/۱۱۵

۶- نتیجه‌گیری

در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های تقاضا و تولید تجدیدپذیر در هنگام برنامه‌ریزی روز-پیش MA-ADN یکی از اقدامات مؤثر برای کاهش اثرات نامطلوب این عدم قطعیت‌ها بر برنامه‌ریزی روز-پیش است. نتایج شبیه‌سازی نشان دادند روش سه سطحی پیشنهادی می‌تواند برنامه‌ریزی روز-پیش یک MA-ADN ۵ ناحیه‌ای را در برابر افزایش بیش از ۲۷۱۰۷ دلار ناشی از خطاهای نامطلوب پیش‌بینی مقاوم سازد. محدب بودن مدل پیشنهادی و حل آن با حل‌کننده CPLEX منجر به دستیابی به پاسخ بهینه سراسری می‌شود. نتایج نشان دادند مجموع هزینه MA-ADN در برنامه‌ریزی روز-پیش در حضور SOPهای میان‌ناحیه‌ای، ۲/۸ دلار از بهترین پاسخ به دست آمده از الگوریتم‌های فراابتکاری کمتر است. همچنین، سرعت حل روش پیشنهادی، ۱۰/۲ ثانیه از سریع‌ترین الگوریتم فراابتکاری کوتاه‌تر است که این نتایج کارایی محاسباتی

- N. Offornedo, J. O. Petinrin, and G. O. Asaolu, "Optimal distributed generation location and sizing for loss minimization and voltage profile optimization using ant colony algorithm," *SN Applied Sciences*, Vol. 3, p. 248, 2021.
- [20] A. Sefidgar-Dezfouli, M. Jorabian, and E. Mashhour "Optimal Scheduling of Smart Microgrid for Stable and Economic Islanding using Demand as the Spinning Reserve," *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, vol. 10, pp. 25-40, 2019.
- [21] M. Vahedipour-Dahraie, H. Rashidzadeh-Kermani, and H. R. Najafi, "A Risk-constrained Two-stage Stochastic Model for Optimal Scheduling of Smart Autonomous Microgrids considering Demand Side Management," *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, vol. 10, pp. 1-18, 2019.
- [22] S. Lilla, C. Orozco, A. Borghetti, F. Napolitano, and F. Tossani, "Day-ahead scheduling of a local energy community: an alternating direction method of multipliers approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1132-1142, 2019.
- [23] F. Alizadeh and D. Goldfarb, "Second-order cone programming," *Mathematical Programming*, Vol. 95, pp. 3-51, 2003.
- [24] J. Lofberg, "YALMIP : a toolbox for modeling and optimization in MATLAB," in 2004 IEEE International Conference on Robotics and Automation (IEEE Cat. No.04CH37508), 2004, pp. 284-289.
- [25] S. Nickel, C. Steinhardt, H. Schlenker, W. Burkart, and M. Reuter-Oppermann, "IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 12.9," in *Angewandte Optimierung mit IBM ILOG CPLEX Optimization Studio*, ed: Springer, 2020, pp. 9-23.
- [26] M. S. Nazir, A. N. Abdalla, H. Zhao, Z. Chu, H. M. Jamsheed Nazir, M. S. Bhutta, et al., "Optimized economic operation of energy storage integration using improved gravitational search algorithm and dual stage optimization," *Journal of Energy Storage*, Vol. 50, p. 104591, 2022.
- System Planning for Resilience Enhancement," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 11, pp. 4390-4402, 2020.
- [13] M. H. Hemmatpour and M. h. Rezaeian koochi, "A Multi-Objective Reconfiguration Scheme for Reliability and Energy Usage Enhancement of Distribution Systems in the Presence of Wind Turbines Using the MOHSA Optimization Algorithm," *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, vol. 12, pp. 13-30, 2021.
- [14] O. Kahouli, H. Alsaif, Y. Boutraa, N. Ben Ali, and M. Chaabene, "Power System Reconfiguration in Distribution Network for Improving Reliability Using Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization," *Applied Sciences*, Vol. 11, p. 3092, 2021.
- [15] H. Bastami, M. R. Shakarami, and M. Doostizadeh, "Optimal scheduling of a reconfigurable active distribution network with multiple autonomous microgrids," *Electric Power Systems Research*, Vol. 201, p. 107499, 2021.
- [16] R. Saki, E. Rokrok, M. Doostizadeh, and M. Abedini, "A Compromise Solution based on Fuzzy Decision Making for multi-objective Hourly Planning in Clustered Microgrids Considering Uncertainty of Renewable Energy Resources," *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, vol. 12, pp. 57-72, 2021.
- [17] S. Amini, S. Ghasemi, and J. Moshtagh "Distribution Feeder Reconfiguration Using PSO-GSA Algorithm in Presence of Distribution Generation Based on a Fuzzy Approach," *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, vol. 12, pp. 73-86, 2021.
- [18] A. Seifi, M. h. Moradi, M. Abedini, and A. Jahangiri "Assessing the impact of load response on microgrids with the aim of increasing the reliability and stability of network voltage by examining the uncertainty in the production of renewable resources," *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, vol. 12, pp. 87-98, 2021.
- [19] A. A. Ogunsina, M. O. Petinrin, O. O. Petinrin, E.

¹ Distributed Energy Resources (DERs)

² Active Distribution Networks (ADNs)

³ Soft Open Points (SOPs)

⁴ Upstream Network (UN)

⁵ switchable Capacitor Banks (CBs)

⁶ On-Load Tap Changer (OLTC)

⁷ Multi-Objective Particle Swarm Optimization (MOPSO)

⁸ adaptive robust optimization

⁹ Information Gap Decision Theory (IGDT)

¹⁰ Weibull

¹¹ Mixed-Integer Non-Linear Programming (MINLP)

¹² Multi-Area ADN (MA-ADN)

¹³ Controllable DG (CDG)

¹⁴ Local Scheduling Model (LSM)