



Computational Intelligence in Electrical Engineering
Vol. 13, No. 3, 2022
Research Paper

A Robust Decentralized Linear AC Operation for Integrated Transmission and Distribution Networks

Ahmad Nikoobakht ¹, Esmail Mahboubi-Moghaddam ²

¹ Dept. of Electrical Engineering, Higher Education Center of Eghlid, Eghlid, Iran

² Dept. of Electrical Engineering, Quchan University of Technology, Quchan, Iran

Abstract:

In today's transmission networks (TNs), the sudden failure of some generation units (GUs) from the generation cycle can cause some problems such as the imbalance between generation and demand-side (consumption) leading to increasing the cost of operating the power system. On the other hand, distributed generators (DGs) in distribution networks (DNs) can be a relatively good alternative to-the-disconnected GUs with their ability to react quickly. Therefore, robust cooperation-for integrated TN&DN is essential. However, it is impossible to solve the cooperation of TN&DN problem without considering the AC optimal power flow (ACOPF), the operators' independence, and the information privacy. Thus, in this paper, a linearized ACOPF model for the robust cooperation of TN&DN problem is presented along with an efficient hierarchical decentralized solution method to solve the robust cooperation of integrated TN&DN in which the information-privacy-is-maintained-for both network operators. In this paper, the numerical simulations are analyzed for standard IEEE 30/118-bus transmission and IEEE 33/69-bus distribution networks. Finally, the paper validates through simulations the accuracy and computational-efficiency-of the proposed robust optimization problem and hierarchical decentralized method.

Keywords: Decentralized Method, Linear AC optimal power flow, integrated transmission networks and distribution networks, Robust decentralized operation.



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



<http://dx.doi.org/10.22108/isee.2021.128616.1471>

یک روش استوار غیر متمرکز برای بهره‌برداری جریان متناوب خطی شبکه یکپارچه انتقال

و توزیع

احمد نیکوبخت^{۱*}، اسماعیل محبوبی مقدم^۲

۱- استادیار، دانشکده مهندسی برق - مرکز آموزش عالی اقلید - اقلید - ایران

a.nikoobakht@eghlid.ac.ir

۲- استادیار، دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی قوچان - قوچان - ایران

mahboubi@qiet.ac.ir

چکیده: در شبکه‌های انتقال امروزی، خروج ناگهانی برخی از واحدهای تولیدی (GUs) از چرخه تولید، بسیار خطرآفرین برای بهره‌بردار سیستم قدرت است. همچنین، واحدهای تولیدات پراکنده در شبکه توزیع یا DNS با داشتن قابلیت واکنش سریع می‌توانند جایگزین نسبتاً مناسبی برای GUs خارج شده باشند. بر اساس این، همکاری بین TN و DN امری ضروری است؛ اما حل مسئله همکاری TN و DN بدون در نظر گرفتن پخش بار بهینه متناوب و حفظ امنیت تبادل اطلاعات بین دو بهره‌بردار شبکه، امری غیر ممکن است؛ به همین دلیل، در این مقاله، یک مدل خطی شده برای پخش بار بهینه متناوب برای هر دو شبکه ارائه شده است. همچنین، برای حل مسئله همکاری بین دو بهره‌بردار شبکه یک روش حل مؤثر غیر متمرکز ارائه شده که در آن امنیت تبادل اطلاعات حفظ شده است. در این مقاله، برای پیاده‌سازی شبیه‌سازی مسئله پیشنهادی از دو استاندارد ۱۱۸ و ۳۰ IEEE و دو شبکه استاندارد توزیع ۳۳ و ۶۹ IEEE استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی مزیت و کارایی روش مسئله بهینه‌سازی و روش حل پیشنهادی نشان می‌دهند.

واژه‌های کلیدی: روش‌های غیر متمرکز، پخش بار بهینه خطی متناوب، ادغام شبکه انتقال و توزیع، پخش بار جریان متناوب خطی، بهره‌برداری غیر متمرکز استوار.

۱- مقدمه

اول، جداسازی برخی از شبکه‌های توزیع (DN's) در برخی از شین‌های TN به‌عنوان عمل قطع اجباری بار، گزینه دوم، استفاده از تولیدات پراکنده (DG's) موجود در DN برای رفع مشکل عدم توازن تولید و مصرف در برخی از شین‌های TN. همچنین، DGs با داشتن قابلیت واکنش سریع می‌تواند به‌عنوان یک جایگزین نسبتاً مناسب برای خروج ناگهانی واحدهای تولیدی (GUs) در TN استفاده واقع شود. اگرچه انتخاب گزینه اول در بهره‌برداری از شبکه انتقال، آسان و مرسوم است، برخی مشکلات از جمله افزایش یا کاهش شدید سطح ولتاژ و کمبود توان راکتیو را برای بهره‌برداری شبکه توزیع به همراه خواهد داشت. همچنین، این گزینه برای هر دو شبکه بسیار هزینه‌بردار است. بر اساس این، انتخاب گزینه دوم می‌تواند بهترین گزینه برای حل مشکلات ذکر شده برای هر دو اپراتور شبکه

۱-۱- انگیزه و رویکرد

خروج ناگهانی برخی از واحدهای تولیدی در شبکه‌های انتقال باعث بروز برخی از مشکلات از جمله قطع بار در برخی از شین‌ها و در نتیجه، افزایش هزینه بهره‌برداری شبکه انتقال (TN) می‌شوند؛ از این رو، برای مقابله با این مسئله، بهره‌بردار TN دو گزینه اساسی در دست دارد. گزینه

^۱ تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۰۲/۱۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۰۶/۲۹

نام نویسنده مسئول: احمد نیکوبخت

نشانی نویسنده مسئول: ایران - فارس - اقلید - مرکز آموزش عالی اقلید

استوار کمینه - بیشینه‌سازی، غیرهمگرا و بسیار دشوار است. بر اساس این، در این مقاله یک روش حل چهار سطحی تکراری برای حل بهره‌برداری استوار غیر متمرکز TN و DN ارائه شده است. در واقع در این روش، روش حل سلسله‌مراتبی تکرارپذیر و روش تجزیه‌بندرز با هم ترکیب شده‌اند.

۱-۲- مروری بر تحقیقات انجام شده

در سال‌های اخیر حل مسئله همکاری غیر متمرکز TN و DN در مقالات زیادی، بررسی و همچنین، انواع روش‌های حل غیر متمرکز هم در آنها بررسی شده‌اند [1]، [2]، [3]، [4]، [5] و [6].

در مرجع [2] یک روش جدید غیر متمرکز برای تبادل اطلاعات بین شبکه TN و DN براساس پخش بار بهینه متناوب (ACOPF^A) ارائه شده است. حجم قیود و متغیرها در این روش حل زیاد است که برای مسائل بهره‌برداری غیر متمرکز TN و DN مناسب نیست. در مرجع [3] یک روش غیر متمرکز براساس تئوری دوگان برای برنامه‌ریزی توسعه شبکه TN و DN ارائه کرده است. حل مسائل بهره‌برداری براساس پخش بار بهینه متناوب (ACOPF^A) با روش‌های مبتنی بر تئوری دوگان بسیار دشوار و زمانبرند. همچنین، در مراجع [4] و [6] از یک روش غیر متمرکز براساس تئوری دوگان برای همکاری غیر متمرکز شبکه TN و DN بهره گرفته شده است؛ اما در این مرجع برای حل مسئله بهره‌برداری شبکه TN از DCOPF و برای حل مسئله بهره‌برداری شبکه DN از ACOPF خطی استفاده شده است؛ اما استفاده از دو پخش بار متفاوت برای بهره‌برداری یکپارچه شبکه TN و DN دقت نتایج به‌دست‌آمده را بسیار کم می‌کند.

در مرجع [5] یک روش غیر متمرکز (DM¹¹) غیر همگن برای حل مسئله همکاری یکپارچه TN و DN ارائه شده است؛ اما در این مرجع فقط توان اکتیو برای بهره‌برداری هر دو شبکه دیده شده است. در واقع، مسئله همکاری TN و DN براساس پخش بار بهینه مستقیم (DCOPF) صورت گرفته است. همچنین، در مراجع [3]، [7]، [8] از DCOPF¹¹ برای مسئله همکاری یکپارچه TN

باشد؛ با این حال، اپراتور TN برای بهره‌گیری مؤثر DGs باید با اپراتور DN همکاری یکپارچه‌ای داشته باشد. همچنین، همکاری بین دو اپراتور شبکه می‌تواند هزینه تولید توان را برای هر دو اپراتور شبکه به‌طور مؤثر کاهش دهد؛ اما در اینجا برای همکاری یکپارچه بین شبکه توزیع و انتقال دو چالش اساسی وجود دارد. نخست، اپراتورهای هر دو شبکه به‌صورت مستقل‌اند؛ بنابراین، امنیت تبادل اطلاعات برای هر دو اپراتور شبکه باید حفظ شود. دوم، برای همکاری مؤثر و تبادل امن اطلاعات بین دو اپراتور شبکه، مسئله سطح ولتاژ و تأمین توان راکتیو مهم است؛ به‌ویژه برای شبکه توزیع، بنابراین مدل پخش بار برای هر دو سیستم باید به‌صورت پخش بار بهینه متناوب باشد. مثلاً، بهره‌برداری DGs در DN وابسته به ولتاژ شین‌ها است، همچنین، تزریق زیاد توان به شبکه توزیع توسط TN خود باعث افزایش زیادی ولتاژ در شبکه توزیع شود. از سوی دیگر چون مسئله همکاری یکپارچه‌ای شبکه توزیع و انتقال با در نظر گرفتن پخش بار بهینه متناوب (ACOPF^t) یک مسئله غیر خطی آمیخته با اعداد صحیح (MINLP^o) است. حل بهینه مسائل MINLP با ابزارهای موجود غیر ممکن است. بر اساس این، در این مقاله مسئله همکاری یکپارچه‌ای شبکه توزیع و انتقال با پخش بار بهینه متناوب خطی (L-ACOPF³) مدل شده که حل بهینه آن را با ابزارهای موجود امکان‌پذیر کرده است. همچنین، چون هر دو اپراتور شبکه به‌صورت مستقل تصمیم می‌گیرند، حل مسئله همکاری بین TN و DN به‌صورت متمرکز غیر ممکن است؛ بنابراین، در این مقاله یک روش سلسله‌مراتبی تکرارپذیر برای حل غیر متمرکز مسئله همکاری یکپارچه‌ای شبکه‌های انتقال و توزیع ارائه شده است که در آن علاوه بر اینکه هر اپراتور شبکه به‌صورت مستقل تصمیم می‌گیرد، امنیت اطلاعات برای هر دو اپراتور شبکه حفظ می‌شود.

همان‌طور که قبلاً گفته شد خروج GUs^v در مسئله بهره‌برداری TN و DN بسیار حائز اهمیت است؛ به همین دلیل، در این مقاله از یک روش بهینه‌سازی استوار کمینه - بیشینه‌سازی مبتنی بر روش تجزیه‌بندرز برای مدل‌کردن خروج ناگهانی GUs در مسئله بهره‌برداری TN استفاده شده است؛ اما نکته مهم این است که حل مسئله بهره‌برداری غیر متمرکز TN و DN با در نظر گرفتن روش بهینه‌سازی

دلیل تأمین‌کننده انرژی DN از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است؛ به همین دلیل، در نظر گرفتن بدترین سناریوی خروج ناگهانی ژنراتور و خط حتی با کوچک‌ترین احتمال وقوع برای شبکه انتقال بسیار حائز اهمیت است؛ اما در بسیاری از مراجع چاپ‌شده تا کنون این مهم دیده نشده یا اگر هم دیده شده، به صورت مدل‌های تصادفی یا سناریوهای از پیش تعیین شده، مدل شده است [۱۵]، [۱۶] و [۱۷]؛ اما در مدل‌های تصادفی، اندازه مسئله با تعداد سناریوها رابطه مستقیم دارد. همچنین، مدل‌های تصادفی وابسته به دقت تابع توزیع احتمال آن پارامتر تصادفی است که به دست آوردن مدل دقیق این تابع برای خروج ناگهانی خط یا GUS در دنیای واقعی امر بسیار دشواری است. همچنین، استفاده از سناریوهای از پیش تعیین شده ممکن است نتواند بدترین حالت ممکن را برای مسئله بهره‌برداری، شبیه‌سازی کند؛ به همین دلیل، ممکن است نتواند سطح امنیتی لازم را برای اپراتور TN در مواقع وقوع بدترین سناریوها برآورده سازد.

البته نباید این نکته را فراموش کرد که مدل‌های تصادفی برای شبکه‌های که احتمال وقوع بدترین سناریو برای آنها بسیار کم باشد یا اهمیت بهره‌برداری آنها در سطح پایین‌تری به سر می‌برد، مثل DN می‌تواند گزینه مناسبی برای مدل‌کردن مسئله بهره‌برداری آن شبکه‌ها باشد؛ به طور مثال، در DN بارها ماهیت تصادفی دارند. همچنین، احتمال وقوع بدترین سناریو برای آنها بسیار نادر است. همچنین، در نظر گرفتن بدترین سناریو برای مسئله بهره‌برداری DN ممکن است هزینه بهره‌برداری را برای بهره‌بردار شبکه بسیار بالا ببرد؛ از این رو، مدل تصادفی برای DNS یک گزینه مناسب است.

۱-۳- نوآوری

مهم‌ترین جنبه‌های نوآوری این مقاله در مقایسه با مراجع [1]، [2]، [3]، [4]، [5]، [6]، [7]، [8]، [10]، [11]، [12]، [13] و [14] در ادامه لیست شده است:

۱- مسئله بهره‌برداری غیر متمرکز TN و DN دیده شده است.

۲- پخش بار بهینه متناوب غیر خطی در مراجع [14] و

و DN استفاده شده است. همان‌طور که می‌دانیم در DCOPF مسئله ولتاژ و توان راکتیو دیده نمی‌شود؛ به همین دلیل، بهره‌برداری واقعی با این نوع مدل پخش بار برای هر دو اپراتور شبکه بسیار مشکل‌ساز است. در مرجع [9] از روش مجزای سریع (Fast-decoupled) برای در نظر گرفتن پخش بار بهینه متناوب (ACOPF¹) برای مسئله همکاری یکپارچه TN و DN استفاده شده است. همچنین، در این مرجع شبکه TN و DN به صورت غیر متمرکز دیده نشده است. در واقع، این روش برای حل غیر متمرکز مسئله همکاری یکپارچه مناسب نیست؛ چون برای همگرایی مسئله به تکرارهای زیاد نیاز دارد. همچنین، در خیلی از موارد مسئله بهره‌برداری غیر همگرا می‌شود.

همچنین، در مراجع [10] و [11] یک روش غیر متمرکز غیر همگرا بهبودیافته برای حل مسئله همکاری TN و DN برپایه ACOPF غیرخطی ارائه شده است. در مراجع [12]، [13] یک مسئله غیر متمرکز بهینه‌سازی توان راکتیو برای TN و DN براساس پخش بار بهینه متناوب محدب غیرخطی ارائه شده است. در این مرجع [12]، برای حل غیر متمرکز مسئله بهینه‌سازی از روش تجزیه‌بندرز بهره گرفته شده است. همچنین، در مرجع [13]، یک روش حل سلسله‌مراتبی تکراری برای مسئله بهینه‌سازی توان راکتیو، براساس کمینه‌سازی تلفات شبکه، برای شبکه‌های به هم پیوسته TN و DN ارائه شده است.

همچنین، در مرجع [14]، یک روش غیر متمرکز برای حل مسئله همکاری شبکه TN و DN برپایه ACOPF غیر محدب و غیر خطی ارائه شده است. مطالعات انجام‌شده در مراجع [13]، [10]، [11]، [12] و [14] نشان می‌دهند حل مسئله همکاری یکپارچه TN و DN براساس ACOPF بسیار مهم است.

اما شایان ذکر است در این مراجع مسئله بهره‌برداری یکپارچه TN و DN دیده نشده است. همچنین، به دلیل اینکه مسئله بهره‌برداری یکپارچه TN و DN برپایه ACOPF غیرخطی، یک مسئله MINLP است، رسیدن به یک جواب بهینه برای اینگونه مسائل با استفاده از روش حل پیشنهادی در مراجع [13]، [10]، [11]، [12] و [14] یا ابزارهای در دسترس ممکن نیست.

همان‌طور که قبلاً گفته شد مسئله بهره‌برداری TN به

۲- ساختار کلی مسئله بهره‌برداری یکپارچه TN و DN

در این قسمت، ساختار کلی مسئله با استفاده از یک شکل کلی توضیح داده می‌شود. در واقع، شکل (۱) شامل یک TN و چند DN است. همان‌طور که در این شکل دیده می‌شود مسئله بهره‌برداری غیر متمرکز TN و DN شامل دو سطح است. سطح اول مربوط به مسئله بهره‌برداری استوار TN و سطح دوم مربوط به مسئله بهره‌برداری تصادفی DN است. در واقع، تابع هدف سطح اول کمینه‌سازی هزینه‌های GUs با در نظر گرفتن بدترین خروج‌های ناگهانی GUs است. همچنین، تابع هدف سطح دو کمینه‌سازی هزینه‌های DGs و هزینه توان اکتیو خریداری شده از TN برای هر DN به صورت جداگانه در حضور عدم قطعیت بار مصرفی است.

با توجه به شکل (۱)، TN به وسیله شین‌های مرزی با DN در ارتباط است. همان‌طور که قبلاً گفته شد حفظ امنیت اطلاعات تبادل شده برای هر دو شبکه بسیار حائز اهمیت است؛ از این رو، تبادل اطاعات میان هر دو شبکه فقط از طریق توان اکتیو و راکتیو صورت می‌گیرد. در اصل فقط تبادل متغیرهای کنترلی Ω^D و Ω^T (یا همان توان اکتیو و راکتیو) هستند که هر دو شبکه را به هم متصل می‌کند. بر اساس این، اپراتورهای شبکه‌های انتقال و توزیع خواستار تغییر این متغیرها برای کاهش هزینه بهره‌برداری و افزایش بهره‌وری شبکه خود هستند. همچنین، بیشترین کارایی برای هر دو شبکه زمانی حاصل می‌شود که هر دو متغیر کنترلی با هم برابر شوند (یا، $\Omega^D = \Omega^T$).

۳- تشریح مدل و روابط ریاضی

۳-۱- فرضیات

برای شفافیت بیشتر، برخی از فرضیات مدل در نظر گرفته شده در ادامه ذکر شده‌اند.

۱- تنها عدم قطعیت خروج ناگهانی GUs برای مسئله بهره‌برداری TN دیده شده است.

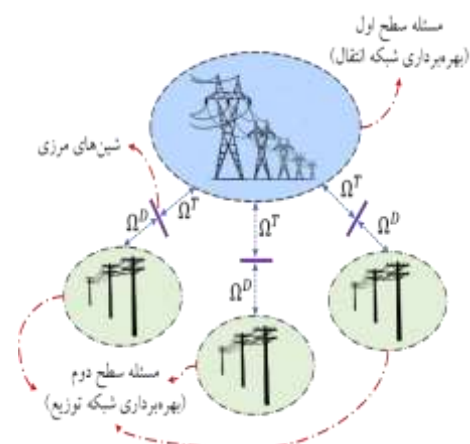
۲- همچنین، فقط عدم قطعیت بار مصرفی مسئله

[۱۱] در این مقاله براساس روش‌های خطی‌سازی موجود خطی می‌شود و حال با استفاده از موتورهای حل مرسوم می‌توان به یک جواب بهینه با سرعت اجرایی بالا برای مسئله بهره‌برداری یکپارچه TN و DN دست یافت.

۳- در این مطالعه از یک مدل استوار برای مدل کردن خروج ناگهانی GUs استفاده شده است که در آن بدترین سناریوهای خروج GUs برای بهره‌برداری TN در نظر گرفته می‌شود. همچنین، مدل استوار نیازی به تولید سناریو یا به دست آوردن یک تابع توزیع احتمال دقیق برای آن پارامترهای تصادفی نیست. بر همین اساس، برخلاف روش‌های تصادفی اندازه مسئله بهره‌برداری همیشه ثابت است؛ در نتیجه، سرعت حل مسئله بهینه‌سازی در این مدل بسیار بالاتر است.

۴- در این مقاله از یک روش حل مؤثر غیر متمرکز تکراری چهار مرحله‌ای برای حل مسئله بهره‌برداری غیر متمرکز استوار TN و DN بهره گرفته شده است. همچنین، در این روش حل پیشنهادی استقلال تصمیم‌گیری و حفظ امنیت تبادل اطلاعات برای هر دو اپراتور شبکه نیز دیده شده است.

در ادامه، تشریح ساختار کلی مسئله در بخش دو و مدل و روابط ریاضی آن در بخش‌های سه ارائه می‌شود. همچنین، در بخش‌های چهار و پنج، به ترتیب روش حل مسئله و نتایج عددی ارائه خواهد شد. در نهایت، نتیجه‌گیری در بخش شش آورده شده است.



شکل (۱): تصویر کلی از بهره‌برداری غیر متمرکز شبکه DN و انتقال

زاویه ولتاژ بین شین‌های i و j را نمایش می‌دهد. در این رابطه، متغیر $\psi_{ij,t}^\Omega$ کسینوس زاویه ولتاژ مابین شین‌های i و j را همان $\cos(\varphi_{ij,t}^\Omega)$ را نمایش می‌دهد. رابطه (۱۱)، محدوده تغییرات زاویه ولتاژ بین شین‌های i و j را نمایش می‌دهد. روابط (۱۲) و (۱۳)، حداقل و حداکثر توان اکتیو و راکتیو عبوری از یک خط انتقال را نمایش می‌دهد. رابطه (۱۴)، حداقل و حداکثر مقدار ولتاژ یک شین را تضمین می‌کند. روابط (۱۵) و (۱۶)، توازن توان اکتیو و راکتیو را در یک شین معین می‌کند.

$$\text{Min } \Phi^\Omega = \sum_t \sum_g (c_g P_{gt}^\Omega + c_g^{su} v_{gt}^\Omega), \quad \forall \Omega \in \{T\} \quad (1)$$

$$v_{gt}^\Omega - z_{gt}^\Omega = u_{gt}^\Omega - u_{g,t-1}^\Omega \quad (2)$$

$$\sum_{t'=t-UT_g+1}^{t-UT_g} u_{g,t'} \leq UT_g v_{gt} \quad (3)$$

$$\sum_{t'=t}^{t-DT_g+1} (1 - u_{g,t'}) \leq DT_g w_{gt} \quad (4)$$

$$\underline{P}_g^\Omega u_{gt}^\Omega \leq P_{gt}^\Omega \leq \bar{P}_g^\Omega u_{gt}^\Omega \quad (5)$$

$$\bar{Q}_g^\Omega u_{gt}^\Omega \leq Q_{gt}^\Omega \leq \bar{Q}_g^\Omega u_{gt}^\Omega \quad (6)$$

$$\underline{R}_g \leq (P_{gt}^\Omega - P_{g,t-1}^\Omega) \leq \bar{R}_g; \kappa_{gt}^1, \kappa_{gt}^2 \quad (7)$$

$$P_{ij,t}^\Omega = g_k^\Omega (V_{i,t}^\Omega - V_{j,t}^\Omega - \psi_{ij,t}^\Omega + 1) - b_k^\Omega (\varphi_{ij,t}^\Omega); \kappa_{ij,t}^3 \quad (8)$$

$$Q_{ij,t}^\Omega = -b_k^\Omega (V_{i,t}^\Omega - V_{j,t}^\Omega - \psi_{ij,t}^\Omega + 1) - g_k^\Omega (\varphi_{ij,t}^\Omega); \kappa_{ij,t}^4 \quad (9)$$

$$\psi_{ij,t}^\Omega = \gamma_{ij,t}^\Omega \varphi_{ij,t}^\Omega + \lambda_{ij,t}^\Omega; \kappa_{ij,t}^5 \quad (10)$$

$$-\bar{\varphi} \leq \varphi_{ij,t}^\Omega \leq \bar{\varphi} : \kappa_{ij,t}^6, \kappa_{ij,t}^7 \quad (11)$$

$$-\bar{P}_k^\Omega \leq P_{ij,t}^\Omega \leq \bar{P}_k^\Omega; \kappa_{gt}^8, \kappa_{gt}^9 \quad (12)$$

$$-S_k^\Omega \leq Q_{ij,t}^\Omega \leq S_k^\Omega; \kappa_{ij,t}^{10}, \kappa_{ij,t}^{11} \quad (13)$$

$$\underline{V}_i^\Omega \leq V_{it}^\Omega \leq \bar{V}_i^\Omega; \kappa_{it}^{12}, \kappa_{it}^{13} \quad (14)$$

$$\sum_{g(i)} P_{gt}^\Omega - \sum_{k(i,j)} P_{ij,t}^\Omega = P_{it}^\Omega \quad (15)$$

$$\sum_{g(i)} Q_{gt}^\Omega - \sum_{k(i,j)} Q_{ij,t}^\Omega = Q_{it}^\Omega \quad (16)$$

۳-۴-۴- تابع هدف و قیود بهره‌برداری DN

در این قسمت، مفصل درباره روابط بهره‌برداری DN

بهره‌برداری شبکه DNS دیده شده است؛ البته عدم قطعیت بار به صورت سناریوهای از پیش تعیین شده، مدل شده است. توضیح درباره نحوه تولید سناریوها خارج از بحث اصلی این مقاله است؛ البته شایان ذکر است خروج ناگهانی DGs و خط برای شبکه DN مدل می‌شود.

۳- دامنه ولتاژ باس نزدیک به یک پریونیت است. همچنین، اختلاف زاویه ولتاژ دو سر خط (مابین دو شین) کوچک است؛ یعنی زاویه مذکور کمتر از ۱۴٫۳ درجه (۰٫۲۵ رادیان) است.

۳-۲- فرمول‌بندی مسئله

همان‌طور که قبلاً گفته شد بهره‌برداری یکپارچه TN و DN شامل دو سطح است؛ از این رو، جزئیات فرمول‌بندی مسئله بهره‌برداری غیر متمرکز TN و DN همراه با قیود امنیتی شبکه‌ها در زیر آورده شده‌اند.

۳-۳- تابع هدف و قیود بهره‌برداری TN

معادله (۱) تابع هدف بهره‌برداری TN را نشان می‌دهد. در واقع این معادله شامل دو قسمت اصلی است. هزینه توان تولیدی GU مربوط به قسمت اول و هزینه راه‌اندازی GU مربوط به قسمت دوم است. روابط (۲) - (۱۴)، مربوط به قیود امنیتی GUs و TN است؛ از این رو، رابطه (۲) وضعیت روشن و خاموش شدن GUs را نمایش می‌دهد. روابط (۳) و (۴) حداقل زمان روشن و خاموش بودن GUs را نمایش می‌دهد. روابط (۵) و (۶)، محدوده مجاز تغییرات توان اکتیو و راکتیو تولیدی را برای هر GU تضمین می‌کند. رابطه (۷)، حداقل و حداکثر توان اکتیو افزایشی و کاهش‌ی تولیدشده از یک GU برای دو ساعت متوالی را تضمین می‌کند. روابط (۸) و (۹)، معادلات پخش توان متناوب خطی شده را نمایش می‌دهند. جزئیات روش خطی‌سازی معادلات ACOPF غیر خطی از حوزه بحث این مقاله خارج است؛ بنابراین، جزئیات کامل روش خطی‌سازی برای این معادلات در مقاله [۱۸] آورده شده‌اند. روابط (۸) و (۹)، توان متناوب خطی اکتیو و راکتیو عبوری از هر خط را نمایش می‌دهند. رابطه (۱۰)، تابع خطی کسینوس اختلاف

توضیح داده شده است.

هدف مسئله بهینه‌سازی استوار یا همان بیشینه - کمینه‌سازی قطع اجباری بار اکتیو و راکتیو را نشان می‌دهد. هدف اصلی این تابع کمینه‌سازی قطع اجباری بار اکتیو و راکتیو در TN برای مجموعه متغیرهای Ξ_4 است. این در حالی است که همین تابع هدف برای مجموعه متغیرهای Ξ_3 بیشینه‌سازی می‌شود.

$$\max_{\Xi_3} \min_{\Xi_4} \sum_t \sum_i (\Delta P_{it}^\Omega + \Delta Q_{it}^\Omega) \quad (22)$$

$$P_g^\Omega u_{gt}^\Omega \vartheta_g^\Omega \leq P_{gt}^\Omega \leq \bar{P}_g^\Omega u_{gt}^\Omega \vartheta_g^\Omega \cdot \kappa_{gt}^{14}, \kappa_{gt}^{15} \quad (23)$$

$$Q_g^\Omega u_{gt}^\Omega \vartheta_g^\Omega \leq P_{gt}^\Omega \leq \bar{Q}_g^\Omega u_{gt}^\Omega \vartheta_g^\Omega \cdot \kappa_{gt}^{16}, \kappa_{gt}^{17} \quad (24)$$

$$(8) - (14), \forall \Omega \in \{T\} \quad (25)$$

$$\sum_{g(i)} P_{gt}^\Omega - \sum_{k(i,j)} P_{ij,t}^\Omega = P_{it}^\Omega - \Delta P_{it}^\Omega \cdot \kappa_{it}^{18} \quad (26)$$

$$\sum_{g(i)} Q_{gt}^\Omega - \sum_{k(i,j)} Q_{ij,t}^\Omega = Q_{it}^\Omega - \Delta Q_{it}^\Omega \cdot \kappa_{it}^{19} \quad (27)$$

$$0 \leq \Delta P_{it}^\Omega \leq P_{it}^\Omega \cdot \kappa_{it}^{20} \quad (28)$$

$$0 \leq \Delta Q_{it}^\Omega \leq Q_{it}^\Omega \cdot \kappa_{it}^{21} \quad (29)$$

$$-\Delta r_g \leq P_{gt}^\Omega - \hat{P}_{gt}^\Omega \leq \Delta r_g \cdot \kappa_{gt}^{22}, \kappa_{gt}^{23} \quad (30)$$

$$\sum_g (1 - \vartheta_g) \leq n, \forall \vartheta_g \in \{0,1\} \quad (31)$$

روابط (۲۳) و (۲۴) محدوده حداقلی و حداکثری تولید توان اکتیو و راکتیو را به ترتیب با در نظر گرفتن متغیر بانری خروج ناگهانی GUs تضمین می‌کند. روابط (۸) و (۱۴) در رابطه (۲۵) قبلاً توضیح داده شده‌اند. روابط (۲۶) و (۲۷) به ترتیب قیده‌های توازن توان اکتیو و راکتیو با در نظر گرفتن متغیر قطع اجباری بار اکتیو و راکتیو هستند. روابط (۲۸) و (۲۹)، محدوده مجاز تغییرات قطع اجباری بار اکتیو و راکتیو را به ترتیب نشان می‌دهند.

وقتی خروج ناگهانی واحدهای نیروگاهی اتفاق می‌افتاد، بقیه GUs در شبکه توان تولیدی خود را باید تغییر دهند تا توازن توان در شبکه حفظ شود؛ اما این تغییر توان تولیدی برای هر یک از GU نباید نسبت به حالت قبل از یک محدوده‌ای مجازی بیشتر یا کمتر باشد. بر اساس این، رابطه (۳۰) محدوده مجاز تغییرات توان GUs را در شرایط خروج ناگهانی GUs نمایش می‌دهد.

رابطه (۳۱) حداکثر تعداد خروج ناگهانی GUs برای واحدهای نیروگاهی فعال در شبکه اتفاق را نشان می‌دهد.

$$\sum_{g(i)} Q_{gt}^\Omega - \sum_{k(i,j)} Q_{ij,t}^\Omega = Q_{it}^\Omega. \quad (17)$$

$$(2) - (14), \forall \Omega \in \{D\} \quad (18)$$

$$\sum_{g(i)} P_{\omega gt}^\Omega + \sum_{s \in S(i)} P_{st} - \sum_{k(i,j)} P_{\omega ij,t}^\Omega \quad (19)$$

$$= P_{\omega it}^\Omega - \Delta P_{\omega it}^\Omega, \forall \Omega \in \{D\}$$

$$\sum_{g(i)} Q_{\omega gt}^\Omega + \sum_{s \in S(i)} Q_{st} - \sum_{k(i,j)} Q_{\omega ij,t}^\Omega \quad (20)$$

$$= Q_{\omega it}^\Omega - \Delta Q_{\omega it}^\Omega, \forall \Omega \in \{D\}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \widehat{P}_{st} = \widehat{P}_{it}^{TN} \\ \widehat{Q}_{st} = \widehat{Q}_{it}^{TN} \end{array} \right\} \forall s \in S(i) \quad (21)$$

رابطه (۱۷) همانند قسمت قبل، تابع هدف بهره‌برداری تصادفی DN را معرفی می‌کند که شامل سه بخش اصلی است: بخش اول نیز شامل کمینه‌سازی هزینه تولیدی DGs و هزینه روشن‌شدن DGs در هر سناریو است. همچنین، کمینه‌سازی هزینه خرید یا (بیشینه‌سازی فروش) توان به TN در بخش دوم، کمینه‌سازی هزینه قطع اجباری بار اکتیو و راکتیو در هر سناریو برای هر شین بار به ترتیب در بخش سوم تابع هدف آورده شده‌اند.

در شبکه توزیع DGs شباهت‌های بسیاری با GUs در TN دارند، بر اساس این، قیود و روابط مربوط به GUs در TN برای DGs، در DN هم صادق است؛ از این‌رو، از روابط (۲) و (۷) برای حفظ قیود امنیتی DGs استفاده شده است. همچنین، از روابط پخش بار متناوب خطی در TN، یا همان روابط (۸) و (۱۴) برای DN در نظر گرفته می‌شود. روابط (۱۹) و (۲۰)، توازن توان اکتیو و راکتیو را در یک شین DN تضمین می‌کند. رابطه (۲۱)، تبادل توان اکتیو و راکتیو را در یک شین مرزی برای TN و DN نمایش می‌دهد. همان‌طور که قبلاً گفته شد TN و DN با یک شین مرزی به هم متصل‌اند. در واقع در این شین مرزی DN نقش یک بار برای بهره‌بردار TN را بازی می‌کند و برعکس، TN برای بهره‌بردار DN نقش یک واحد تولیدی را بازی می‌کند.

۳-۵- یافتن بدترین خروج ناگهانی GUs

در این قسمت از یک روش بیشینه - کمینه‌سازی برای یافتن بدترین پیشامد بهره‌جسته است. رابطه (۲۲) تابع

۴- روش حل مسئله

$$(2) - (16), \forall \Omega \in \{T\} \quad (35)$$

همانند رابطه (۳۲) رابطه (۳۴) دارای دو قسمت اساسی است. قسمت اول قبلاً توضیح داده شد و قسمت دوم همان تابع ضریب جریمه است که در قسمت قبل توضیح داده شده است. همانند قبل، مقادیر $\{\sigma^v, \theta^k\}$ در قسمت دوم تابع هدف ثابت و قبل از هر تکرار به روز می شوند.

حل مسئله بهره‌برداری استوار غیر متمرکز DN و TN بدون ارائه کردن یک روش حل مؤثر کاری غیر ممکن است؛ از این رو، در این قسمت یک روش حل تکراری مؤثر چهار سطحی ارائه شده است. توضیح کامل درباره وظیفه و مسئله مربوط به هر سطح در زیر آورده شده است.

۴-۱- سطح اول

در این سطح مسئله بهره‌برداری شبکه DN همراه با قیود امنیتی DGs و شبکه (۱۸)-(۲۰) به صورت مستقل در نظر گرفته شده است. رابطه (۳۲) شامل دو قسمت اساسی است: قسمت اول، همان رابطه (۱۷) است و قسمت دوم، مربوط به تابع ضریب جریمه است که شامل دو قسمت است. در واقع، در این تابع ضریب جریمه بر اساس ضرب اعداد ثابت در قدرمطلق تغییرات توان اکتیو و راکتیو DN نسبت به توان ثابت اکتیو و راکتیو TN در شین مرزی ساخته می شود؛ اما نکته شایان ذکر اینکه اعداد ثابت در قسمت دوم تابع هدف قبل از هر تکراری به روز می شود. همچنین، تابع هدف مقادیر $\{\hat{P}_{it}^T, \hat{Q}_{it}^T\}$ در قسمت دوم ثابت است تا مقادیر $\{P_{st}^D, Q_{st}^D\}$ برای مسئله بهره‌برداری DN به دست آید.

۴-۳- سازگار همگرایی

همگرایی در روش حل دو سطحی تکراری، زمانی حاصل می شود که شرایط زیر برآورده شود:

$$\begin{cases} |P_v^\Omega - P_{v-1}^\Omega| \leq \varepsilon \\ |Q_v^\Omega - Q_{v-1}^\Omega| \leq \varepsilon \\ \forall \Omega \in \{T, D\} \end{cases} \quad (36)$$

مقدار ε خطای همگرایی را نشان می دهد که از پیش با اپراتور تعیین می شود. مقدار v تعداد تکرار روش حل را نشان می دهد.

۴-۴- شناسایی بدترین خروج ناگهانی (GUs)

در این سطح، مسئله بیشینه - کمینه سازی (۲۲) - (۳۱) باید برای شناسایی بدترین خروج ناگهانی GUs حل شود؛ اما حل مسئله بیشینه - کمینه سازی به صورت مستقیم با هیچ موتور حل موجودی ممکن نیست؛ از این رو، در این قسمت مسئله بیشینه - کمینه سازی با استفاده از تئوری دوگان به یک مسئله بیشینه سازی خالص تبدیل شده که حل آن با استفاده از موتورهای حل موجود امکان پذیر است. جزئیات مدل ریاضی مسئله بیشینه سازی در زیر توضیح داده شده اند.

$$\text{Min } \Phi_i^D + (\sigma^v) |P_{st}^D - \hat{P}_{it}^T| + (\tilde{\sigma}^v) |Q_{st}^D - \hat{Q}_{it}^T| \quad (32)$$

$$(18) - (20), \forall \Omega \in \{D\} \quad (33)$$

رابطه (۳۳)، هم به طور کامل قبلاً توضیح داده شده است.

۴-۲- سطح دوم

در این سطح، مسئله بهره‌برداری TN با در نظر گرفتن قیود برش بندرز مرتبط به خروج ناگهانی یک یا چند GU است. مدل ریاضی این سطح در زیر آورده شده است.

$$\text{Min } \Phi^T + (\sigma^v) |P_{it}^T - \hat{P}_{st}^D| + (\tilde{\sigma}^v) |Q_{it}^T - \hat{Q}_{st}^D| \quad (34)$$

۴-۵- سطح چهارم (تولید برش بندرز مربوط به

بدترین سناریو خروج ناگهانی (GUs)

در این قسمت، تابع هدف رابطه (۴۸) است. در واقع، اگر حداقل مقدار قطع بار اکتیو و راکتیو بیشتر از مقدار از پیش تعیین شده باشد، یک قید با عنوان برش‌بندرز برای خروج ناگهانی GUs تولید و به مسئله سطح اول اضافه می‌شود تا GUs دوباره براساس این قید برنامه‌ریزی شوند. رابطه (۴۹) هم قبلاً توضیح داده شد. متغیرهای $\{\hat{g}_g^T, \hat{u}_{gt}\}$ در رابطه (۴۹) از مسائل سطح قبل به دست می‌آیند؛ بنابراین، این متغیرها برای مسئله سطح سوم ثابت‌اند. رابطه (۵۰) مربوط به قید برش بندرز در هر ساعت است. در این رابطه، متغیر Φ_t^v مربوط به مقدار قطع بار اکتیو و راکتیو در هر ساعت است. متغیر $K_{gt}^{(g)}$ مرتبط به متغیر دوگان قیود نامساوی (۲۳) - (۲۴) است. همچنین، متغیرهای $\{\hat{P}_{gt}^\Omega, \hat{u}_{gt}^\Omega, \hat{Q}_{gt}^\Omega\}$ در رابطه برش بندرز ثابت‌اند.

$$\text{Min} \sum_t \sum_i \frac{\Phi_t}{(\Delta P_{it}^\Omega + \Delta Q_{it}^\Omega)} \quad (48)$$

$$\Phi_t^v - \sum_g S_b(\kappa_{gt}^{14} + \kappa_{gt}^{15})(P_{gt}^\Omega - \hat{P}_{gt}^\Omega) \quad (49)$$

$$\begin{aligned} & - \sum_g S_b((\kappa_{gt}^{14} + \kappa_{gt}^{15}) + (\kappa_{gt}^{16} + \kappa_{gt}^{17}))(u_{gt}^\Omega - \hat{u}_{gt}^\Omega) \quad (50) \\ & - \sum_g S_b(\kappa_{gt}^{16} + \kappa_{gt}^{17})(Q_{gt}^\Omega - \hat{Q}_{gt}^\Omega) \leq 0 \end{aligned}$$

اگر مسئله سطح اول با اضافه‌شدن قید برش بندرز (همان رابطه (۵۰)) در هر ساعت به نتیجه نرسید، قید برش بندرز با خطای ۲۴ ساعت (رابطه (۵۱)) به مسئله سطح اول اضافه می‌شود. قیود برش بندرز اضافه‌شده قبلی می‌باید از مسئله سطح اول حذف شوند و مسئله سطح اول از نو حل شود.

$$\begin{aligned} & \sum_t \Phi_t^v - \sum_t \sum_g S_b(\kappa_{gt}^{14} + \kappa_{gt}^{15})(P_{gt}^\Omega - \hat{P}_{gt}^\Omega) \\ & - \sum_t \sum_g S_b((\kappa_{gt}^{14} + \kappa_{gt}^{15}) + (\kappa_{gt}^{16} + \kappa_{gt}^{17}))(u_{gt}^\Omega - \hat{u}_{gt}^\Omega) \quad (51) \\ & - \sum_t \sum_g S_b(\kappa_{gt}^{16} + \kappa_{gt}^{17})(Q_{gt}^\Omega - \hat{Q}_{gt}^\Omega) \leq 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \max \sum_t \sum_g (P_g^\Omega \hat{u}_{gt}^\Omega \vartheta_g^\Omega \kappa_{gt}^{14} - \bar{P}_g^\Omega \hat{u}_{gt}^\Omega \vartheta_g^\Omega \kappa_{gt}^{15}) + \\ & \sum_t \sum_g (Q_g^\Omega \hat{u}_{gt}^\Omega \vartheta_g^\Omega \kappa_{gt}^{16} - \bar{Q}_g^\Omega \hat{u}_{gt}^\Omega \vartheta_g^\Omega \kappa_{gt}^{17}) + \\ & \sum_t \sum_g (R_g \kappa_{gt}^1 - \bar{R}_g \kappa_{gt}^2) + \sum_t \sum_g (\Delta r_g \kappa_{gt}^{22} + \Delta r_g \kappa_{gt}^{23}) \\ & + \sum_t \sum_{ij} (g_k^\Omega \kappa_{ij,t}^3 - b_k^\Omega \kappa_{ij,t}^4) + \sum_t \sum_{ij} \psi_{ij,t}^\Omega + \sum_t \sum_{ij} \lambda_{ij,t}^\Omega \quad (37) \\ & - \sum_t \sum_{ij} \bar{\varphi}(\kappa_{ij,t}^6 + \kappa_{ij,t}^7) - \sum_t \sum_{ij} \bar{P}_k^\Omega (\kappa_{ij,t}^8 + \kappa_{ij,t}^9) \\ & - \sum_t \sum_{ij} S_k^\Omega (\kappa_{ij,t}^8 + \kappa_{ij,t}^{11}) + \sum_t \sum_i (V_i^\Omega \kappa_{it}^{12} - \bar{V}_i^\Omega \kappa_{it}^{13}) \\ & - \sum_t \sum_i (P_{it}^\Omega \kappa_{it}^{20} - Q_{it}^\Omega \kappa_{it}^{21}) + \sum_t \sum_i (P_{it}^\Omega \kappa_{it}^{18} - Q_{it}^\Omega \kappa_{it}^{19}) \\ & + \sum_t \sum_g ((\hat{P}_{g,t}^0 - \Delta r_g) \kappa_{gt}^{22} - (\hat{P}_{g,t}^0 + \Delta r_g) \kappa_{gt}^{23}), \forall \Omega \in \{ \end{aligned}$$

$$\kappa_{gt}^{14} - \kappa_{gt}^{15} + \kappa_{gt}^1 - \kappa_{g,t-1}^1 - \kappa_{gt}^2 + \quad (38)$$

$$\kappa_{gt}^2 + \kappa_{gt}^{18} + \kappa_{gt}^{22} - \kappa_{gt}^{23} \leq 0 \quad (39)$$

$$\kappa_{gt}^{16} - \kappa_{gt}^{17} + \kappa_{gt}^{19} = 0 \quad (40)$$

$$\kappa_{ij,t}^3 + \kappa_{ij,t}^8 - \kappa_{ij,t}^9 - \kappa_{ij,t}^{18} = 0 \quad (41)$$

$$\kappa_{ij,t}^4 + \kappa_{ij,t}^{10} - \kappa_{ij,t}^{11} - \kappa_{ij,t}^{19} = 0 \quad (42)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{ij} g_k (-\kappa_{ij,t}^3 + \kappa_{ij,t}^4) + \sum_{ij} b_k (\kappa_{ij,t}^4 + \kappa_{ij,t}^4) \\ & - \kappa_{it}^{12} - \kappa_{it}^{13} \leq 0 \quad (43) \end{aligned}$$

$$g_k \kappa_{ij,t}^3 - b_k \kappa_{ij,t}^4 + \kappa_{ij,t}^5 \leq 0 \quad (44)$$

$$b_k \kappa_{ij,t}^3 + g_k \kappa_{ij,t}^4 - \gamma_{ij} \kappa_{ij,t}^5 + \kappa_{ij,t}^6 - \kappa_{ij,t}^7 = 0 \quad (45)$$

$$\kappa_{it}^{18} + \kappa_{it}^{20} \leq 1 \quad (46)$$

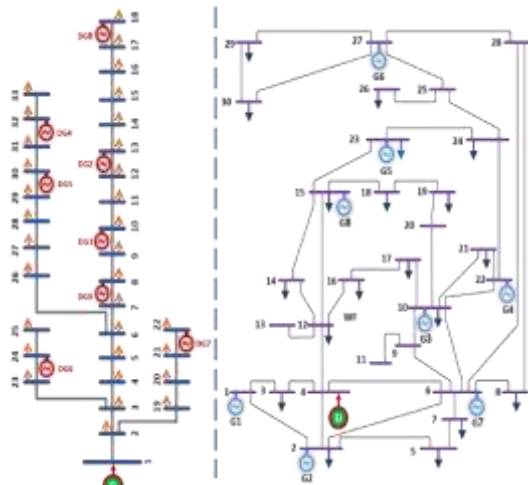
$$\kappa_{it}^{19} + \kappa_{it}^{21} \leq 1 \quad (47)$$

$$(31)$$

رابطه (۳۷) تابع هدف مسئله دوگان است؛ اما به دلیل وجود عامل ضرب متغیر صفر و یکی در متغیر پیوسته (همان، $g_k^\Omega \kappa_{ij,t}^\Omega$) در رابطه (۳۷)، مسئله دوگان ما تبدیل به یک مسئله MINLP شده که حل آن بسیار دشوار است. همچنین، ضرب متغیر صفر و یکی در متغیر پیوسته با روش پیشنهادشده در مقاله [۱۹] خطی‌سازی می‌شود؛ از این‌رو، مسئله دوگان به‌راحتی می‌تواند به یک مسئله خطی آمیخته با اعداد صحیح (MILP^{۱۳}) تبدیل شود. قیود (۳۸) - (۴۶) به‌ترتیب مربوط به متغیرهای $\{P_{gt}^\Omega, Q_{gt}^\Omega, P_{ij,t}^\Omega, Q_{ij,t}^\Omega, V_{i,t}^\Omega, \psi_{ij,t}^\Omega, \phi_{ij,t}^\Omega, \Delta P_{it}^\Omega, \Delta Q_{it}^\Omega\}$ هستند. رابطه (۴۷) هم قبلاً توضیح داده شد.

$\{\hat{P}_{ii}^T, \hat{Q}_{ii}^T, \sigma^{\Omega}, \theta^{\Omega}\}$ تنظیم می‌شوند.

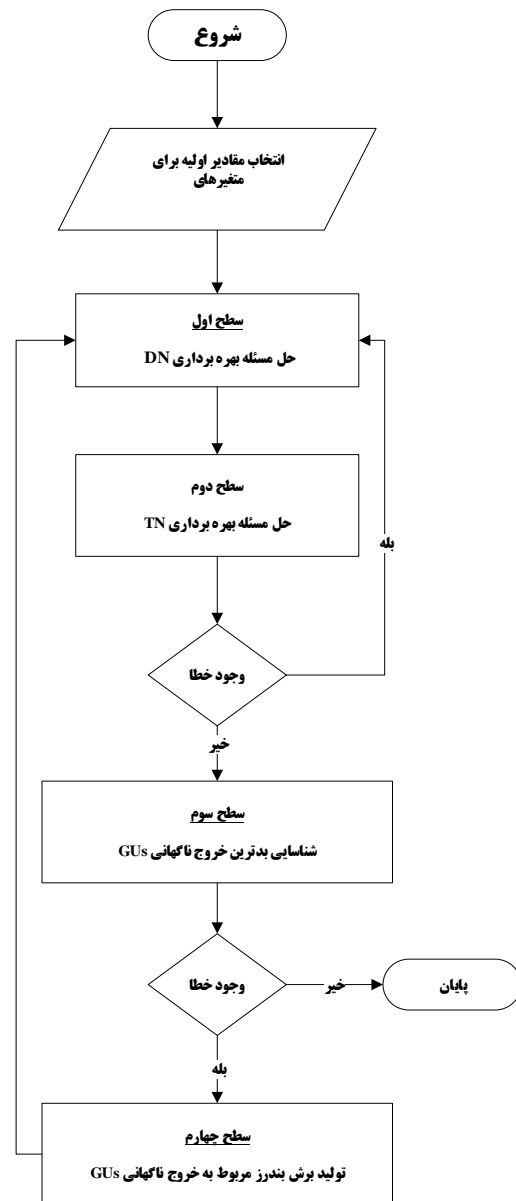
- ۲- مسئله بهره‌برداری DN یا همان حل روابط (۳۲) -
 $\{P_{ii}^T, Q_{ii}^T\}$ برای مقادیر ثابت حل می‌شود تا مقادیر
 $\{P_{st}^D, Q_{st}^D\}$ برای اپراتور DN به دست آیند.
- ۳- مسئله بهره‌برداری TN یا همان حل روابط (۳۴) -
 $\{\hat{P}_{st}^D, \hat{Q}_{st}^D\}$ برای مقادیر ثابت حل می‌شود تا مقادیر
 $\{P_{ii}^T, Q_{ii}^T\}$ برای اپراتور TN به دست آیند.
- ۴- خطای حل مسئله بهره‌برداری غیر متمرکز TN و
 DN با رابطه (۳۶) چک می‌شود. اگر خطا کمتر از ϵ باشد،
 مقادیر $\{\sigma^{\Omega}, \theta^{\Omega}\}$ برای تکرار بعدی تنظیم می‌شوند.
- ۵- حل روابط (۳۷) - (۴۲) برای یافتن بدترین خروج
 ناگهانی GUs.



شکل (۳): تصویر کلی از DN و TN

- ۶- حل مسئله (۴۹) - (۴۸)، اگر مقدار رابطه (۴۸)
 کوچک‌تر از مقدار از پیش تعیین شده باشد، حل مسئله
 بهینه‌سازی پایان می‌یابد. در غیر این صورت، روند حل
 مسئله ادامه می‌یابد. یک قید برش بندرز ساعتی یا همان
 رابطه (۵۰) مربوط به خروج ناگهانی GUs، تولید و به
 مسئله سطح اول برای برنامه‌ریزی مجدد GUs اضافه
 می‌شود. اگر مسئله سطح اول با اضافه‌شدن قید برش‌بندرز
 ساعتی حل نشد، قید برش‌بندرز ۲۴ ساعته، یا همان رابطه
 (۵۱)، به مسئله سطح اول اضافه می‌شود و روند حل مسئله
 از نو صورت می‌گیرد.

۵- نتایج عددی



شکل (۲): الگوریتم حل غیر متمرکز مسئله بهره‌بردار استوار یکپارچه DN و TN

۴-۶- خلاصه مراحل روش حل پیشنهادی

- شکل (۲) مراحل حل غیر متمرکز مسئله بهره‌بردار استوار یکپارچه DN و TN را به صورت خلاصه نمایش می‌دهد. در این قسمت، مراحل حل غیر متمرکز مسئله بهره‌بردار استوار یکپارچه DN و TN به صورت خلاصه ارائه شده‌اند. الگوریتم حل مسئله بهینه‌سازی پیشنهادی در زیر با جزئیات بیشتر توضیح داده شده است:
- ۱- در ابتدا مقادیر اولیه برای ضرایب ثابت

۵-۱- مورد مطالعاتی

از این رو، ۱۰ تا سناریو از پیش تعیین شده با احتمال وقوع برابر برای تغییرات بار ساعتی DN در نظر گرفته شده است. حداکثر اوج بار برای TN و DN به ترتیب 320MW و 5MW است. ضریب بار برای بار در TN، ۹۰٪ است. در آخر شبیه‌سازی مسئله بهینه‌سازی پیشنهادی با نرم‌افزار گمز (GAMS) و موتور حل (CPLEX ۱۲,۶)، [۲۲] روی یک کامپیوتر با رم (RAM) ۱۶ گیگابایت و پردازنده (CPU) هشت هسته‌ای مدل (Intel-cor i7) با فرکانس کاری ۴,۵ گیگاهرتز (4.5 GH) پردازش شده است.

۵-۲- نتایج

برای ترسیم عملکرد و اثرات مدل و روش حل ارائه شده، سه مورد مطالعاتی زیر در نظر گرفته می‌شود: مورد (۱)، مقایسه مسئله بهره‌برداری یکپارچه TN و DN در حالت متمرکز، غیر متمرکز و مجزا از هم (IM^{۱۴}).

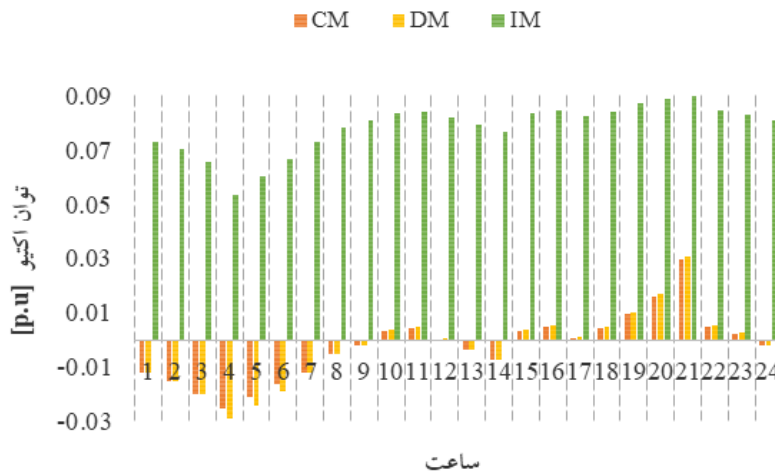
در این مقاله، مسئله بهره‌برداری TN و DN به ترتیب روی یک TN، ۳۰ شینه استاندارد IEEE و یک DN، ۳۳ شینه استاندارد IEEE (با عنوان شبکه کوچک‌تر در این مقاله نام برده می‌شود) اجرا می‌شود [20] و [21]. بر اساس این، تصویر کلی TN و DN در شکل (۳) آورده شده است. با توجه به شکل (۳)، شبکه ۳۰ شینه انتقال شامل ۸ GUs، ۴۱ خط انتقال و ۲۰ بار است. همچنین، DN شامل ۳۳ شین، ۸ واحد DGs، ۳۲ بار و ۳۲ خط DN است. با توجه به شکل (۳)، DN ۳۳ شینه به شین مرزی شماره ۴، TN متصل است. تغییرات بار ساعتی برای هر دو شبکه بر حسب پریونیت [p.u] در مرجع [۱۸] نمایش داده شده است. در ضمن، برای فهم بهتر نتایج شبیه‌سازی برای خواننده، تغییرات بار ساعتی برای هر دو شبکه یکسان فرض شده است. همان‌طور که قبلاً گفته شد تغییرات بار در بهره‌برداری DN به صورت تصادفی مدل شده است؛

جدول (۱): هزینه کل بهره‌برداری TN و DN در مقابل تعداد خروج ناگهانی واحدهای نیروگاهی [شبکه‌های کوچک‌تر].

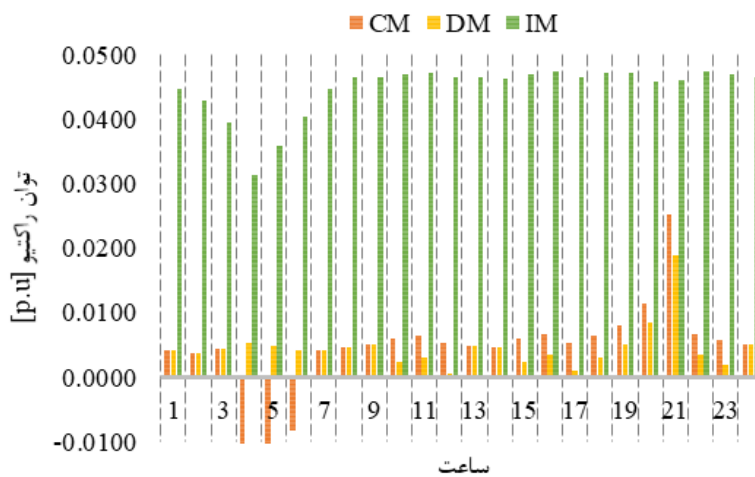
تعداد خروج ناگهانی GUs				کل هزینه‌ها	
3	2	1	0		
0.12116	0.12107	0.12107	0.12095	CM	(M\$) TN
0.12126	0.12108	0.12108	0.12096	DM	
Inf	0.12563	0.12563	0.12553	IM	
7.637	7.636	7.636	7.636	CM	(K\$) DN
7.637	7.637	7.637	7.637	DM	
inf	6.436	6.436	6.436	IM	

جدول (۲): بدترین واحدهای نیروگاهی که از مدار خارج شده‌اند.

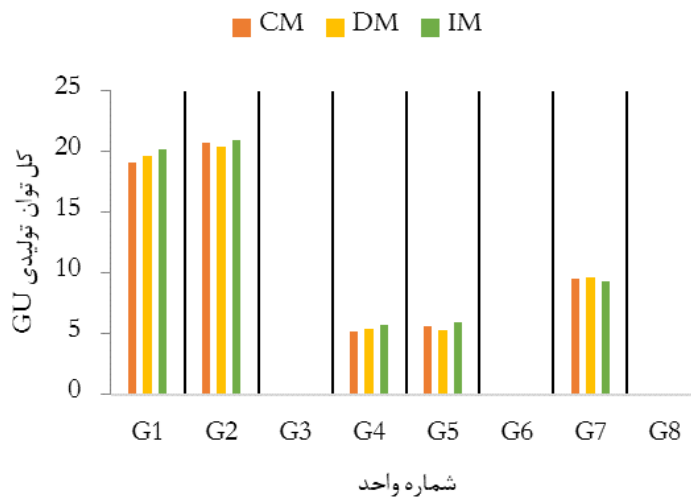
تعداد خروج ناگهانی GUs				روش حل
3	2	1	۰	
G4, G5, G7	G4, G5	G	--	CM
۲۷	۲۵	۲۵	۱۵	زمان حل [ثانیه]
G4, G5, G7	G4, G5	G4	--	DM
۵۷	۳۵	۳۵	۲۵	زمان حل [ثانیه]
G4, G5, G7	G4, G5	G4	--	IM
--	۲۰	۲۰	۱۰	زمان حل [ثانیه]



شکل (۴): توان اکتیو مبادله شده بین شبکه DN و TN در هر ساعت



شکل (۵): توان راکتیو مبادله شده بین شبکه DN و انتقال در هر ساعت



شکل (۶): کل توان اکتیو تولید در ۲۴ ساعت برای هر واحد بدون در نظر گرفتن خروج ناگهانی واحدهای نیروگاهی

یکی از دلایل افزایش هزینه بهره‌برداری شبکه توزیع این است که در حالت IM شبکه توزیع فقط نقش بار را برای شبکه انتقال بازی می‌کند؛ در صورتی که برای CM (یا DM) هم نقش بار و هم نقش ژنراتور را بازی می‌کند؛ البته این واقعیت در شکل (۴) مشهود است. همچنین، طبق نتایج عددی شکل (۶)، یکی دیگر از دلایل افزایش هزینه بهره‌برداری شبکه انتقال این است که توان تولید بیشتر واحدهای تولیدی در ۲۴ ساعت افزایش یافته است؛ در حالی که هیچ خروج ناگهانی وجود ندارد؛ به‌طور مثال، با توجه به شکل (۶)، کل توان تولیدی واحدهای G1 و G2 در ۲۴ ساعت برای روش‌های CM و DM کمتر از ۱۹٫۶ پرینیت است؛ این در حالی است که برای حالت IM بیشتر از ۲۱ پرینیت است. با توجه به تحلیل نتایج، روش بهره‌برداری غیر متمرکز برای بهره‌برداری یکپارچه TN و DN در حین اینکه امنیت اطلاعات حفظ می‌شود، اهداف مهم بهره‌برداری را برای هر دو اپراتور شبکه فراهم می‌آورد.

مورد (۲)، در این مورد اثر خروج ناگهانی GUs روی بهره‌برداری یکپارچه TN و DN بررسی شده است. با توجه به جدول (۱)، تقریباً هزینه بهره‌برداری در شبکه انتقال با افزایش تعداد خروج‌های ناگهانی افزایش می‌یابد؛ ولی این روند همیشه افزایشی نیست؛ برای مثال، زمانی که تعداد خروج ناگهانی GUs از یک عدد به دو عدد افزایش می‌یابد، هزینه بهره‌برداری ثابت است. دلیل این نتیجه این است که زمانی که واحد G4 از شبکه خارج می‌شود، بارهای موجود در شین‌های ۱۹ و ۲۶ نمی‌تواند تأمین شود. در این وضعیت، در مسئله سطح چهار یک خط ایجاد می‌شود که باعث تولید قید برش‌بندرز می‌شود. با اضافه شدن این قید به مسئله سطح اول آرایش واحدهای برخط در شبکه دوباره تغییر می‌کند. در این حالت، واحدهای جدید G6 و G8 جای واحدهای G4 و G5 در شبکه قرار می‌گیرند. در واقع، خروج واحد G5 تأثیری در آرایش واحدها موجود در شبکه ندارد.

همچنین، طبق جدول (۱)، هزینه بهره‌برداری در شبکه توزیع با افزایش تعداد خروج ناگهانی GU ثابت است. دلیل این امر واضح است؛ با توجه به شکل (۴)، به دلیل وجود DGs در شبکه توزیع تغییرات توان مبادله شده بین شبکه

مورد (۲)، اثر خروج ناگهانی GUs روی بهره‌برداری یکپارچه شبکه TN و DN.

مورد (۳)، بررسی عملکرد روش حل پیشنهادی روی یک شبکه بزرگ‌تر.

سه مورد مطالعاتی در زیر به تفصیل توضیح داده شده‌اند.

مورد (۱)، همان‌طور که قبلاً گفته شد بهره‌برداری TN و DN به سه صورت متمرکز، غیر متمرکز و ایزوله شده امکان‌پذیر است. مقایسه عملکرد سه روش بهره‌برداری در جداول (۱) و (۲) بدون و با در نظر گرفتن خرج ناگهانی واحدها آمده است. با توجه به جدول‌ها، اختلاف عددی نتایج برای دو روش متمرکز (CM^{15}) و غیر متمرکز بسیار ناچیز و یا حتی یکسان است؛ برای مثال، با توجه به شکل (۴)، توان اکتیو مبادله شده برای روش‌های متمرکز و غیر متمرکز تقریباً یکسان است. همچنین، در حالت بهره‌برداری IM به دلیل اینکه هیچ اطلاعاتی بین دو اپراتور شبکه مبادله نمی‌شود، نتایج عددی کاملاً متفاوتی را شاهد خواهیم بود.

همچنین، با توجه به شکل (۵)، توان راکتیو مبادله شده مثل توان اکتیو مبادله شده برای روش‌های متمرکز و غیر متمرکز در بیشتر ساعات تقریباً یکسان است؛ البته با توجه به شکل (۵)، در بعضی از ساعات، توان راکتیو مبادله شده برای روش‌های CM و DM کاملاً متفاوت است؛ البته این نتیجه قابل پیش‌بینی می‌بود؛ زیرا حساسیت تابع هزینه در حالت متمرکز به توان راکتیو بسیار پایین است؛ ولی این حساسیت در حالت غیر متمرکز به نسبت بالاتر است. در حالت بهره‌برداری IM به دلیل اینکه هیچ اطلاعاتی بین دو اپراتور شبکه مبادله نمی‌شود، نتایج عددی کاملاً متفاوتی هم برای توان اکتیو و هم برای راکتیو مبادله شده وجود دارد.

به‌طور مثال، با توجه به جدول (۱) و شکل (۴)، اختلاف نتایج عددی برای بهره‌برداری TN و DN به صورت IM و دو روش دیگر چشمگیر است. همچنین، با توجه به جدول (۱)، هزینه بهره‌برداری برای بهره‌بردار شبکه انتقال برای روش‌های CM و DM نسبت به روش IM کاهش یافته است؛ البته در روش‌های CM و DM نسبت به روش IM هزینه بهره‌برداری شبکه توزیع افزایش یافته، ولی در کل هزینه کل بهره‌برداری کاهش پیدا کرده است. در واقع

شین مرزی شناخته می‌شود. واحد DGs در تمام شبکه‌های توزیع به شین‌های ۳، ۴، ۸، ۹، ۱۱، ۱۲، ۲۷، ۳۵، ۳۹، ۴۱، ۵۴، ۵۶، ۵۸ و ۶۹ متصل است. همچنین، محدوده توان راکتیو تولیدی هر واحد DG بین ۵۰- و ۵۰ مگا ولت آمپر راکتیو است.

با توجه به شکل (۷)، مسئله برای شبکه بزرگ‌تر در ۸ تکرار و در ۱۰۲ ثانیه به همگرایی رسیده است. این در حالی است که برای شبکه کوچک‌تر قبلی در سه تکرار و ۳۵ ثانیه به نتیجه رسیده است. این زمان‌ها برای یک مسئله بهره‌برداری ۲۴ ساعته بسیار معقول است.

همچنین، با توجه به جداول (۱) و (۳)، رفتار نتایج شبیه‌سازی به‌دست‌آمده برای شبکه بزرگ‌تر و شبکه کوچک‌تر یکسان است؛ به‌طور مثال، مقایسه عملکرد سه روش بهره‌برداری در جدول (۳) بدون (با) در نظر گرفتن خروج ناگهانی برای شبکه بزرگ‌تر واحدها آمده است. با توجه به این جدول، اختلاف عددی نتایج برای دو روش CM و DM بسیار ناچیز است. همچنین، در حالت بهره‌برداری IM همانند شبکه قبل، نتایج عددی کاملاً متفاوتی را شاهد هستیم. از مقایسه نتایج به‌دست‌آمده برای شبکه بزرگ‌تر با نتایج به‌دست‌آمده برای شبکه کوچک‌تر می‌توان به این نتیجه رسید که عملکرد روش حل غیر متمرکز پیشنهادی این مقاله مستقل از اندازه شبکه است.

آزمون دوم: در این آزمون روش حل غیر متمرکز پیشنهادی در این مقاله با روش حل غیر متمرکز پیشنهادی در مقاله [۵] روی شبکه بزرگ‌تر مقایسه شده است.

توزیع و انتقال برای تمام خروج‌های ناگهانی GUs کاملاً یکسان است.

ولی زمانی که واحدهای G4, G5, G7 از شبکه خارج می‌شوند، شبکه توزیع می‌تواند نقش مهمی در بهره‌برداری شبکه انتقال بازی کند؛ برای مثال، با توجه به نتایج عددی جدول (۱)، زمانی که شبکه توزیع مستقل عمل کند (همان، IM)، حل مسئله بهره‌برداری برای شبکه انتقال و توزیع برای این تعداد خروج غیرممکن می‌شود.

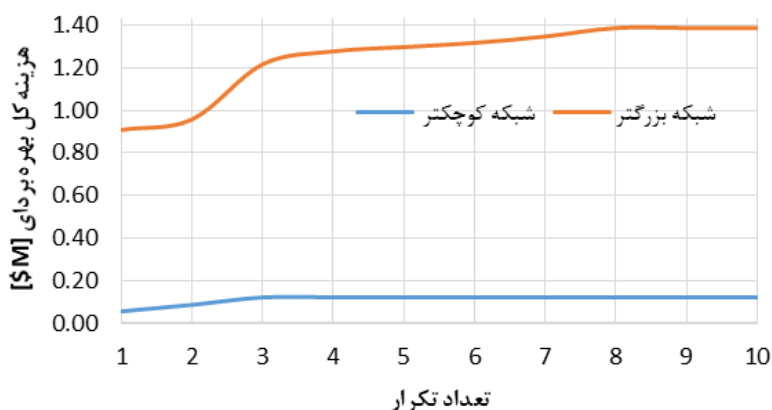
مورد (۳)، در این مورد برای ارزیابی بهتر عملکرد روش حل غیر متمرکز پیشنهادی از دو آزمون عملکرد استفاده شده است. آزمون اول برای نشان‌دادن اثر ساینز شبکه بر عملکرد روش حل پیشنهادی، در این قسمت از یک شبکه انتقال و توزیع بزرگ‌تر استفاده شده است. آزمون دوم، روش حل غیر متمرکز پیشنهادی در این مقاله با یک روش غیر متمرکز دیگر در مقاله [۵] مقایسه شده است. در این قسمت برای انجام آزمون اول، از یک شبکه انتقال استاندارد IEEE ۱۱۸ شینه و سه شبکه توزیع استاندارد IEEE ۶۹ شینه (با عنوان شبکه بزرگ‌تر در این مقاله نام برده می‌شود) بهره گرفته شده است. اطلاعات کامل درباره این دو شبکه در [۲۳] و [۲۴] آمده است.

به دلیل سادگی مسئله، در این قسمت فرض شده که رفتار بارها در هر ساعت برای هر دو شبکه مثل شبکه قبل می‌باشند.

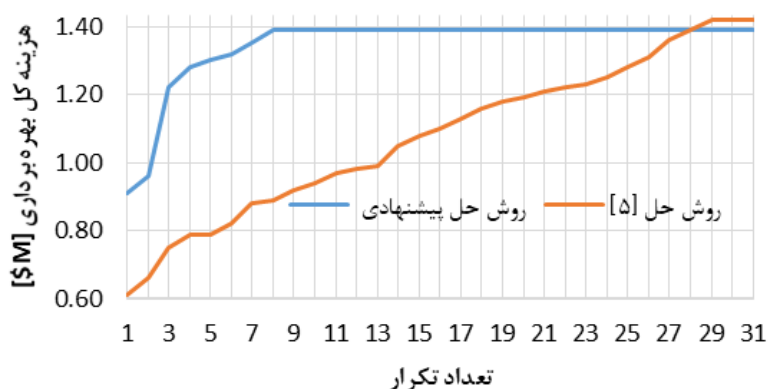
شبکه‌های توزیع به شین‌های ۵۴، ۶۲ و ۸۰ شبکه انتقال متصل شده‌اند. شین ۱ در تمام شبکه‌های توزیع به‌عنوان

جدول (۳): هزینه کل بهره‌برداری TN و DN در مقابل تعداد خروج ناگهانی واحدهای نیروگاهی، [شبکه‌های بزرگ‌تر]

تعداد خروج ناگهانی GUs				کل هزینه‌ها	
3	2	1	0		
1.395	1.394	1.394	1.392	CM	(M\$) TN
1.395	1.395	1.395	1.393	DM	
1.419	1.416	1.416	1.411	IM	
23.56	23.56	23.56	23.56	CM	(K\$) DN
23.56	23.56	23.56	23.56	DM	
21.23	21.56	21.23	21.23	IM	



شکل (۷): عملکرد روش حل غیر متمرکز پیشنهادی بر شبکه‌های کوچک‌تر و بزرگ‌تر.



شکل (۸): مقایسه عملکرد روش حل غیر متمرکز مقاله [۵] با روش غیر متمرکز پیشنهادی این مقاله بر یک شبکه بزرگ‌تر.

هزینه بهره‌برداری برای شبکه انتقال برای روش حل غیر متمرکز پیشنهادی ما بیشتر کاهش یافته است. دلیل این نتایج به دست آمده مشخص است؛ چون در روش حل پیشنهادی ما اطلاعات مبادله شده بین دو شبکه برخلاف روش حل مقاله [۵] از یک جنس‌اند. بر اساس این، هماهنگی بین دو شبکه بهتر صورت می‌گیرد؛ بنابراین، هماهنگی بهتر بین دو اپراتور شبکه TN و DN باعث به دست آمدن نتایج بهتری از مسئله بهره‌برداری شبکه TN و DN می‌شود.

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله، سه روش بهره‌برداری متمرکز، غیر متمرکز و مجزا از هم، با در نظر گرفتن بدترین سناریوهای خروج GUS برای بهره‌برداری یکپارچه TN و DN بر اساس (L-ACOPF) بررسی شدند. با توجه به نتایج عددی، روش DM برای بهره‌برداری یکپارچه TN و DN نسبت به دو

در مقاله [۵] یک روش غیر متمرکز ارائه شده است که اطلاعات مبادله شده در شین‌های مرزی از یک جنس نیستند؛ برای مثال، در یک شین مرزی برای شبکه توزیع اطلاعات داده شده به شبکه انتقال از جنس توان هستند؛ این در حالی است که در همین شین، اطلاعات داده شده به شبکه توزیع از طرف شبکه انتقال از جنس قیمت هستند. بر اساس این، در این مقاله، مسئله بهره‌برداری TN و DN از اول برای شبکه ۱۱۸ شینه بر اساس روش پیشنهادی این مقاله [۵] حل شده است و نتایج شبیه‌سازی با روش حل پیشنهادی ما در شکل (۸) مقایسه شده‌اند. با توجه به شکل (۸)، حل مسئله بهره‌برداری TN و DN با روش حل پیشنهادی ما در تکرارهای بسیار کمتری به نتیجه رسیده است. همچنین، زمان حل مسئله برای روش پیشنهادی در این مقاله [۵] حدود ۹۶۴ ثانیه است. این نتیجه نشان می‌دهد زمان حل مسئله برای روش پیشنهادی ما بسیار کمتر است. همچنین،

$\gamma_{ij}^{\Omega} / \lambda_{ij}^{\Omega}$	ضریب شیب / مقدار ثابت
π_{ω}	احتمال وقوع سناریو ω
c_s	هزینه توان مبادله شده بین شبکه انتقال و توزیع
c_i^{up} / c_i^{uq}	هزینه قطع بار اکتیو / راکتیو در شین i در شبکه توزیع
Δr_g	حداکثر تغییر توان یک واحد تولیدی در ده دقیقه
n	حداکثر تعداد خروج ناگهانی
$\sigma^v / \bar{\sigma}^v$	ضریب جریمه برای تغییرات توان اکتیو / راکتیو
S_b	توان ظاهری بیس متغیرها:
Φ^{Ω}	هزینه کل بهره برداری
$P_{gt}^{\Omega} / Q_{gt}^{\Omega}$	توان اکتیو / راکتیو تولیدی یک واحد
$P_{ij,t}^{\Omega} / Q_{ij,t}^{\Omega}$	توان اکتیو / راکتیو انتقالی در یک خط
$\psi_{ij,t}^{\Omega}$	کسینوسی زاویه ولتاژ مابین یک خط
$\phi_{ij,t}^{\Omega}$	زاویه مابین یک خط [رادیان]
V_{it}^{Ω}	ولتاژ یک شین [پرینیت]
P_{st}	توان اکتیو مبادله شده بین شبکه انتقال و توزیع
$u_{g,t}$	متغیر باینری مربوط به بودن و نبودن یک واحد
$w_{g,t} / v_{g,t}$	متغیر باینری مربوط به روشن / خاموش شدن یک واحد
$\Delta P_{wit}^{\Omega} / \Delta Q_{wit}^{\Omega}$	مقدار قطع توان اکتیو / راکتیو در یک شین
θ_g^{Ω}	متغیر باینری مربوط به خروج ناگهانی یک واحد
Φ_t^v	مقدار خطای بهره برداری در هر ساعت و تکرار
$\kappa_i^{(\cdot)}$	متغیر دوگان

روش دیگر بهتر است. نخست، چون نتایج بهره برداری این روش با روش بهره برداری متمرکز تقریباً یکسان است. دوم، علاوه بر حفظ امنیت اطلاعات برای هر دو اپراتور شبکه، هر دو اپراتور شبکه به صورت مستقل تصمیم گیری می کنند. همچنین، در این مقاله نشان داده شد همکاری بین دو شبکه انتقال و توزیع، اثرات منفی وقوع بدترین سناریوهای خروج واحدهای تولیدی را در بهره برداری هر دو شبکه کاهش می دهد. در آخر، در این مقاله یک روش حل مؤثر چهار سطحی برای حل بهینه مسئله بهره برداری غیر متمرکز و استوار TN و DN ارائه شد.

علائم

مجموعه ها و اندیس ها:	
زمان (ساعت)	t, t'
عناصر انتقال دهنده (خط یا ترانسفورماتور)	k
عناصر انتقال دهنده توان	$k(i, j)$
واحدهای تولیدی (ژنراتورها)	g
مجموعه واحدهای تولیدی متصل به باس i	$g(i)$
باس های شبکه انتقال	i, j
سناریو	ω
شبکه توزیع متصل به باس i	$s(i)$
شین بالادست در شبکه توزیع	s
تعداد تکرار	v
متغیر در زمان t	$(\cdot)_{(\cdot),t}$

بالانویس Ω برای هر متغیر نشان می دهد آن متغیر مربوط به مسئله

بهره برداری انتقال $\{T\}$ است یا توزیع $\{D\}$ پارامترها:

هزینه تولید توان / روشن شدن یک واحد	c_g / c_g^{su}
حداقل زمان روشن / خاموش بودن یک واحد	UT_g / DT_g
حداقل / حداکثر توان اکتیو تولیدی یک واحد	$\underline{P}_g^{\Omega} / \bar{P}_g^{\Omega}$
حداقل / حداکثر توان راکتیو تولیدی یک واحد	$\underline{Q}_g^{\Omega} / \bar{Q}_g^{\Omega}$
حداکثر شیب افزایش / کاهش توان واحد	$\bar{R}_g / \underline{R}_g$
کندوکتانس / سوسپتانس عنصر انتقال دهنده توان k	$g_k^{\Omega} / b_k^{\Omega}$
توان اکتیو / راکتیو مصرفی در یک شین	$P_{it}^{\Omega} / Q_{it}^{\Omega}$
حداکثر زاویه ولتاژ	$\bar{\varphi}$
حداکثر توان اکتیو / ظاهری انتقالی در یک خط	$\bar{P}_k^{\Omega} / S_k^{\Omega}$
حداقل / حداکثر مقدار ولتاژ یک شین	$\underline{V}_i^{\Omega} / \bar{V}_i^{\Omega}$
مقدار بار مصرفی در باس n در ساعت t	$d_{n,t}$
حداقل زمان روشن / خاموش ماندن واحد g	DT_g / UT_g
حداکثر شیب افزایش / کاهش توان واحد g	R_g^- / R_g^+

مراجع

- [1] H. Gerard, E. I. R. Puente, and D. Six, "Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework," *Utilities Policy*, Vol. 50, pp. 40-48, 2018.
- [2] D. Zhang, S. Miao, C. Li, Z. Zheng, W. Yang, J. Han, and Y. Li, "A novel once-data-exchange method for solving transmission and distribution networks coordinated ACOPF model," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 123, pp. 106339, 2020.
- [3] M. A. El-Meligy, M. Sharaf, and A. T. Soliman, "A coordinated scheme for transmission and distribution expansion planning: A Tri-level approach," *Electric Power Systems Research*, Vol. 196, pp. 107274, 2021.
- [4] R. Xie, Q. Chen, W. Yang, X. Wang, J. Liu, and L. Hang, "Bi-level two-stage stochastic optimization for wind energy transmission networks encompassing active distribution networks," *Energy Reports*, Vol. 6, pp. 370-378, 2020.
- [5] Z. Li, Q. Guo, H. Sun, and J. Wang, "Coordinated economic dispatch of coupled transmission and distribution systems using heterogeneous decomposition," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No. 6, pp. 4817-4830, 2016.

- 2017.
- [14] C. Lin, W. Wu, and M. Shahidehpour, "Decentralized ac optimal power flow for integrated transmission and distribution grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 11, No. 3, pp. 2531-2540, 2019.
- [15] J. Aghaei, A. Nikoobakht, P. Siano, M. Nayeripour, A. Heidari, and M. Mardaneh, "Exploring the reliability effects on the short term AC security-constrained unit commitment: A stochastic evaluation," *Energy*, Vol. 114, pp. 1016-1032, 2016.
- [16] H. Yang, and H. Nagarajan, "Optimal power flow in distribution networks under stochastic N-1 disruptions," *Electric Power Systems Research*, Vol. 189, pp. 106689, 2020.
- [17] Z. Lin, Z. Hu, and Y. Song, "Distribution network expansion planning considering \$ N-1\$ criterion," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 34, No. 3, pp. 2476-2478, 2019.
- [18] A. Nikoobakht, J. Aghaei, and M. Mardaneh, "Securing highly penetrated wind energy systems using linearized transmission switching mechanism," *Applied Energy*, Vol. 190, pp. 1207-1220, 2017.
- [19] A. Nikoobakht, J. Aghaei, M. Parvania, and M. Sahraei-Ardakani, "Contribution of FACTS devices in power systems security using MILP-based OPF," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 15, pp. 3744-3755, 2018.
- [20] R. Gnanadass, "Appendix-A Data for IEEE-30 Bus Test System; 2011."
- [21] [Online] Available: https://motor.ece.iit.edu/data/SCUC_118.
- [22] GAMS. The Solver Manuals. 1996 [Online]. Available: <http://www.gams.com/>.
- [23] [Online] Available: https://motor.ece.iit.edu/data/SCUC_118.
- [24] M. E. Baran and F. F. Wu, "Optimal capacitor placement on radial distribution systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, Vol. 4, No. 1, pp. 725-734, 1989.
- [6] J. Liu, P. P. Zeng, H. Xing, Y. Li, and Q. Wu, "Hierarchical duality-based planning of transmission networks coordinating active distribution network operation," *Energy*, Vol. 213, pp. 118488, 2020.
- [7] C. Lin, W. Wu, X. Chen, and W. Zheng, "Decentralized dynamic economic dispatch for integrated transmission and active distribution networks using multi-parametric programming," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 5, pp. 4983-4993, 2017.
- [8] A. Kargarian, and Y. Fu, "System of systems based security-constrained unit commitment incorporating active distribution grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 29, No. 5, pp. 2489-2498, 2014.
- [9] R. K. Portelinha, C. C. Durce, O. L. Tortelli, and E. M. Lourenço, "Fast-decoupled power flow method for integrated analysis of transmission and distribution systems," *Electric Power Systems Research*, Vol. 196, pp. 107215, 2021.
- [10] A. Mohammadi, M. Mehtash, and A. Kargarian, "Diagonal quadratic approximation for decentralized collaborative TSO+ DSO optimal power flow," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 10, No. 3, pp. 2358-2370, 2018.
- [11] Z. Li, Q. Guo, H. Sun, and J. Wang, "Coordinated transmission and distribution AC optimal power flow," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 2, pp. 1228-1240, 2018.
- [12] C. Lin, W. Wu, B. Zhang, B. Wang, W. Zheng, and Z. Li, "Decentralized reactive power optimization method for transmission and distribution networks accommodating large-scale DG integration," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 8, No. 1, pp. 363-373, 2016.
- [13] T. Ding, C. Li, C. Huang, Y. Yang, F. Li, and F. Blaabjerg, "A hierarchical modeling for reactive power optimization with joint transmission and distribution networks by curve fitting," *IEEE Systems Journal*, Vol. 12, No. 3, pp. 2739-2748,

¹ Transmission network

² Distribution network

³ Distributed generation

⁴ Alternative current optimal power flow

⁵ Mixed integer non-linear programm

⁶ Linear alternative current optimal power flow

⁷ Generation units

⁸ Alternative current optimal power flow

⁹ Alternative current optimal power flow

¹⁰ Decentralized method

¹¹ Direct current optimal power flow

¹² Alternative current optimal power flow

¹³ Mixed integer linear programm

¹⁴ Isolated method

¹⁵ Centralized method