

کنترل ولتاژ شبکه هوشمند به روش سلسله‌مراتبی و توزیع شده برخط

حسین سبحانی^۱، استادیار، سعید حسنونند^۲، استادیار، میثم دوستی‌زاده^۳، استادیار

۱- دپارتمان مهندسی برق - دانشکده شهید صدوقی - دانشگاه فنی و حرفه‌ای استان یزد - ایران، hossein.fallahzadeh@aut.ac.ir

۲- گروه مهندسی برق - مرکز آموزش عالی فیروزآباد - فارس - ایران، s.hasanvand@fabad-ihe.ac.ir

۳- گروه مهندسی برق - دانشکده فنی و مهندسی - دانشگاه لرستان - خرم‌آباد - ایران - doostizadeh.me@lu.ac.ir

چکیده: در این مقاله، یک راه‌کار بهینه و هماهنگ برای تنظیم برخط ولتاژ شبکه‌های هوشمند که دارای تراز سفورماتور تپ‌چنجری و منابع تولید پراکنده انرژی هستند، تبیین شده‌است. راه‌کار پیشنهادی نقاط کار توان راکتیو مولدهای پراکنده و همچنین موقعیت تپ ترانسفورماتور تپ‌چنجری را به صورت سلسله‌مراتبی تعیین می‌کند. در مرحله اول، با اجرای روش زیرگردایان توزیع شده تابع تلفات توان باتوجه به قیود محدودیت ولتاژ کمینه می‌شود تا توان راکتیو بهینه مولدهای پراکنده یافته شود. در صورت عدم موفقیت مرحله اول برای تنظیم ولتاژ در محدوده مجاز، در مرحله دوم موقعیت تپ تراز سفورماتور تپ‌چنجری به‌طور بهینه تغییر می‌کند. راه‌کار پیشنهادی به وسیله تغییرات ناگهانی در وضعیت بار و سطح تولید توان اکتیو مولدهای پراکنده ارزیابی می‌شود. شبکه نامتعادل تست ۱۲۳ با سه انجمن مهند سین برق و الکترونیک برای اعتبار سنجی روش پیشنهادی استفاده می‌شود. پاسخ‌دهی سریع، پاسخ‌گویی به‌ازای تغییر شدید و ناگهانی در شرایط بهره‌برداری و کاهش تعداد دفعات تغییر تپ از نتایج شبیه‌سازی است. همچنین نتایج حالت ماندگار مشابه با الگوریتم متمرکز نقطه میانی، توانایی و کارایی راه‌کار پیشنهادی را نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: کنترل توزیع‌شده، کنترل سلسله‌مراتبی، کنترل برخط ولتاژ، شبکه هوشمند.

Voltage Control of Smart Grid by an Online Hierarchical Distributed method

Hossein Sobhani, Assistant Professor¹, Saeed Hasanvand, Assistant Professor², Meysam Doostizadeh, Assistant Professor³

1- Department of Electrical Engineering, Faculty of Shahid Sadoughi, Yazd Branch, Technical and Vocational University (TVU), Yazd, Iran, hossein.fallahzadeh@aut.ac.ir

2- Department of Electrical Engineering, Firouzabad Institute of Higher Education, Firouzabad, Fars, Iran, s.hasanvand@fabad-ihe.ac.ir

3- Department of Electrical Engineering, Engineering Faculty, Lorestan University, Khorramabad, Iran, doostizadeh.me@lu.ac.ir

Abstract: In this paper, an online optimal coordinated solution for the voltage regulation of a distribution smart grids including an on-load tap changer (OLTC) and multiple distributed generators (DG) is presented. The proposed strategy sets reactive power points of distributed generators as well as tap position of the OLTC hierarchically. In the first stage, a distributed sub-gradient method in order to find the optimal reactive powers for the DGs is implemented to minimize the power losses subject to voltage limits. If the first stage could not regulate voltage profile inside acceptable limits, in the second stage tap position of the OLTC will change optimally. The proposed solution is verified by studying suddenly load change and DGs' active power output. An IEEE 123-bus unbalanced test system is used for the verification of the proposed method. Fast response, responsibility to different suddenly changes in the operating condition, and reduction in the number of needed taps are the results of this study. Moreover, analogous steady state results in comparison with another centralized method i.e. interior point algorithm demonstrate the ability and efficiency of the proposed solution.

Keywords: Decentralized control, distributed control, hierarchical control, online voltage control, smart grid.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۰۸/۰۶

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۱۲/۰۵

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۷/۰۹/۱۱

نام نویسنده مسئول: حسین سبحانی

نشانی نویسنده مسئول: نشانی نویسنده مسئول: ایران، یزد، بلوار دانشجو، دانشکده فنی شهید صدوقی، تلفن: ۲۷۷۳-۳۶۲۴-۳۵-۹۸+

۱- مقدمه

غلبه بر برخی از محدودیت‌های دیدگاه‌های تحلیلی رایج می‌توانند توسعه یابند. این دیدگاه‌های می‌توانند زمان محاسباتی مورد نیاز را کوتاه کرده و برای کاربردهای برخط به کار برده شوند. همچنین، این راه‌کارها برای شبکه‌های بزرگ مقیاس و دارای تعداد متغیرهای کنترلی و توابع هدف متعدد قابل استفاده‌اند. این راه‌کارهای تحلیلی پیشرفته که قابل اعمال به مسئله کنترل ولتاژ هستند شامل دو دسته غیرمتمرکز و توزیع شده می‌شوند [۱۰].

دیدگاه‌های تحلیلی غیرمتمرکز حد میانی دو دیدگاه متمرکز و توزیع شده محسوب می‌شوند. به‌طور مشخص تر راه‌کارهای غیرمتمرکز متشکل از تعدادی عامل محلی و یک عامل مرکزی هستند که اقدامات کنترلی مورد نیاز را اجرا می‌کنند [۱۱]. در واقع، این دیدگاه مبتنی بر تجزیه مسئله بهینه‌سازی متمرکز اصلی به چند زیرمسئله کوچک تر و حل آن‌ها به صورت موازی است. اما عیب این روش‌ها در این است که یک مرکز مخصوص یا همان عامل مرکزی برای هماهنگی دیگر عامل‌ها مورد نیاز است. بر اساس همین دیدگاه، دو راه‌کار غیرمتمرکز برای کنترل توان راکتیو مولدهای تجدیدپذیر در [۷، ۱۲] ارائه شده است تا پروفایل ولتاژ شبکه را در محدوده مجاز محصور کند به طوری که تلفات سیستم کمینه شود. مطالعه دیگری نیز برای رسیدن به همین اهداف بر اساس تجزیه و تحلیل حساسیت در [۱۳] ارائه شده است؛ در حالی که در [۱۴، ۱۵] نویسندگان سعی در کمینه کردن تلفات در نواحی مختلف یک شبکه کرده‌اند.

در دیدگاه پیشرفته توزیع شده، هیچ مرکز ویژه یا عامل مرکزی برای هماهنگی سایر عامل‌های محلی وجود ندارد. هر عامل محلی پس از جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز، اقدام کنترلی مناسب را به صورت انفرادی اما در جهت تابع هدف کلی شبکه برای متغیر کنترلی متناظرش اتخاذ می‌کند. در واقع، روش توزیع شده طراحی شده است تا بتواند در حضور محدودیت‌ها و پیوندهای ارتباطی غیر قابل اطمینان یا در غیاب سازوکار کنترل مرکزی به خوبی کار کند [۱۶، ۱۷]. بر همین مبنا کنترل توان راکتیو تولیدی توسط مبدل‌های اینورتری سلول‌های خورشیدی در یک شبکه توزیع قدرت به صورت یک مسئله بهینه‌سازی مقید در [۱۸] فرمول بندی شده است که کمینه کردن تلفات توان را باتوجه به ظرفیت آزاد اینورتر و همچنین حدود بالایی و پایینی ولتاژ در تمامی باس‌ها هدف‌گیری کرده است. دیدگاه توزیع شده دیگری در [۱۹] به کار رفته است که در آن بانک‌های خازنی به عنوان متغیرهای کنترلی، کاهش انحراف ولتاژ شبکه را هدف‌گیری می‌کنند.

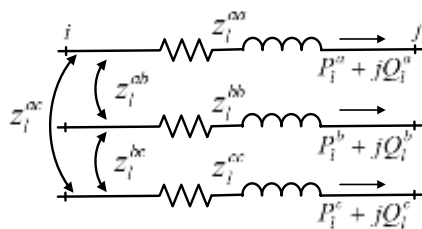
باتوجه به ماهیت نامتعادل شبکه‌های توزیع، این مقاله، یک راه‌کار توزیع شده برای کنترل ولتاژ این شبکه‌ها ارائه می‌کند که معایب روش‌های گفته شده پیشین را برطرف می‌نماید. این راه‌کار پروفایل ولتاژ شبکه را مبتنی بر الگوریتم زیرگردان که برای محاسبات توزیع شده مناسب است به صورت بهینه در محدوده مجاز حفظ می‌کند. کاهش بار محاسباتی و زمان پاسخ‌دهی، دیدگاه ارائه شده را برای کاربردهای برخط مناسب می‌کند.

کنترل ولتاژ یکی از وظایف کلیدی بهره‌برداران شبکه‌های توزیع به شمار می‌رود که لازم است پروفایل ولتاژ درازای وضعیت‌های مختلف بار به صورت بهینه درون محدوده مجاز باقی بماند. این وظیفه در شبکه‌های توزیع غیرفعال^۱ به وسیله تجهیزاتی مانند ترانسفورماتورهای تپ‌چنجری زیر بار^۲، تنظیم‌کننده‌های پله‌ای ولتاژ و بانک‌های خازنی موازی محقق می‌گردد [۱]. استفاده از روش‌های مربوط به شبکه‌های غیرفعال در شبکه‌های فعال دارای مولدهای تولید پراکنده، به تنهایی کافی نیست [۲]. گسترش به سترهای اندازه‌گیری پیشرفته به همراه زیر ساخت‌های ارتباطی و سیستم‌های چند عاملی^۳ می‌تواند به طور قابل توجهی به کارگیری روش‌های فعال مبتنی بر استفاده از قابلیت توان راکتیو تزریقی مولدهای پراکنده را تقویت کند.

روش‌های فعال به دو دیدگاه کلی قاعده‌محور^۴ و تحلیلی تقسیم می‌شوند. راه‌کارهای قاعده‌محور که معمولاً روش‌هایی محلی^۵ هستند و در آن‌ها اطلاعات سایر نقاط شبکه در دسترس نیست، اقدامات کنترلی مورد نیاز بر اساس قواعد ساده‌ای اتخاذ می‌شود. به دلیل عدم هماهنگی در تنظیم تمامی متغیرهای کنترلی، پاسخ حاصل از این راه‌کارها بهینه مطلق نیست. این روش‌ها برای شبکه‌های ساده‌ای مناسب‌اند که تعداد متغیرهای کنترلی در آن‌ها محدود است. یک نمونه از این روش‌ها تنها ولتاژ پست را کنترل می‌کنند [۳]. برخی دیگر از این روش‌ها تنها راکتیو مولدها را کنترل بدون هماهنگی با یکدیگر کنترل می‌کنند تا ولتاژ شبکه در محدوده مجاز واقع شود [۴] و برخی دیگر هر دو روش پیشین را با یکدیگر تلفیق می‌کنند [۵].

روش‌های قاعده‌محور عموماً برای شبکه‌های کوچک مقیاس طراحی می‌شوند که در آن‌ها ظرفیت اتصال مولدها به شبکه بسیار محدود است. دیدگاه‌های تحلیلی، مسئله کنترل ولتاژ را به صورت یک مسئله بهینه‌سازی ریاضی مدل‌سازی می‌کنند. هدف این دیدگاه‌ها اتخاذ تصمیمات بهینه و هماهنگ کنترلی برای تمامی این‌گونه تجهیزات در شبکه توزیع است. این اقدامات به نحوی انجام می‌شوند که تابع هدف مورد نظر مانند تلفات انرژی کمینه شود. بر این اساس، حفظ پروفایل ولتاژ در محدوده مجاز، به عنوان قیود نامعادله‌ای که باید در فرایند بهینه‌سازی برآورده شوند در نظر گرفته می‌شوند.

اغلب راه‌کارهای تحلیلی مبتنی بر معماری متمرکز هستند که در آن تنها یک مرکز کنترلی، مسئول نظارت و کنترل عملکرد شبکه است [۶]. از یک طرف، به دلیل تعداد زیاد اقدامات کنترلی که باید به صورت بهینه اتخاذ شوند و تأخیرهای ذاتی موجود، با توسعه ابعاد شبکه، این راه‌کارها، نمی‌توانند به صورت برخط پیاده‌سازی شوند. از طرف دیگر، خرابی مرکز کنترل، منجر به شکست کنترل پروفایل ولتاژ کل شبکه خواهد شد [۷]. کاربرد سیستم‌های چند عاملی در سیستم‌های قدرت که در مواردی از قبیل شناسایی، بازگردانی، بازار برق و مدیریت انرژی در شبکه قبلاً گزارش شده است [۸، ۹] فرصت‌های جدیدی در برابر سیستم‌های متمرکز ایجاد کرده است. بر این اساس، دیدگاه‌های تحلیلی پیشرفته، برای



شکل ۱: مدل کاهش یافته خط سه فاز

در شبکه توزیع زمانی که تمامی متغیرها به صورت پریونیت بیان شوند، باتوجه به توان اکتیو و راکتیو عبوری و همچنین مقاومت و راکتانس خط l واقع در بین دو باس مجاور i و j ، افت ولتاژ بین این دو باس به طور تقریبی به صورت زیر محاسبه می شود:

$$V_i^x - V_j^x = \sum_{y=a,b,c} r_l^{xy} \cdot P_i^y + \sum_{y=a,b,c} x_l^{xy} \cdot Q_i^y \quad x = a, b, c \quad (2)$$

که در این رابطه V_k^x دامنه ولتاژ فاز x از باس k است. با فرض باس صفرم از شبکه به عنوان باس مرجع و اعمال رابطه (۲) به طور پی در پی در خطوط بالادست این خط، ولتاژ فاز x از باس k به صورت زیر قابل محاسبه خواهد بود:

$$V_k^x = V_0 - \sum_{l \in L_k} \sum_{y=a,b,c} r_l^{xy} \cdot P_l^y - \sum_{l \in L_k} \sum_{y=a,b,c} x_l^{xy} \cdot Q_l^y \quad x = a, b, c \quad (3)$$

در رابطه اخیر L_k مجموعه خطوط متصل کننده باس k به باس مرجع V_0 ولتاژ باس مرجع است. برای بیان V_k^x بر حسب توان اکتیو و راکتیو تزریقی باس ها رابطه (۳) می تواند به صورت رابطه زیر بیان شود:

$$V_k^x = V_0 - \sum_{j=1}^N \sum_{y=a,b,c} R_{kj}^{xy} \cdot P_j^y - \sum_{j=1}^N \sum_{y=a,b,c} X_{kj}^{xy} \cdot Q_j^y \quad x = a, b, c \quad (4)$$

در این رابطه P_j^y و Q_j^y (به کوچک بودن حروف در مقایسه با P_j^y و Q_j^y مربوط به رابطه (۳) دقت شود) به ترتیب توان اکتیو و راکتیو مصرفی در فاز y از باس j هستند. همچنین R_{kj}^{xy} و X_{kj}^{xy} (به بزرگ بودن حروف در مقایسه با r_l^{xy} و x_l^{xy} مربوط به رابطه (۳) دقت شود) به ترتیب مقاومت و راکتانس معادل خطوط مسیر مشترک متصل کننده دو باس k و j به باس مرجع بین دو فاز x و y هستند. ماتریس های $[R^{xy}]$ و $[X^{xy}]$ به صورت زیر قابل محاسبه اند:

$$\begin{aligned} [R^{xy}] &= \text{real}([BCBV^{xy}] \cdot [BIBC]) \\ [X^{xy}] &= \text{imag}([BCBV^{xy}] \cdot [BIBC]) \end{aligned} \quad (5)$$

که $[BIBC]$ و $[BCBV^{xy}]$ به ترتیب همان ماتریس های بیان گر ارتباط بین جریان مصرفی باس ها-جریان خطوط و جریان خطوط-ولتاژ باس ها بین دو فاز x و y است در مرجع [۲۰] نحوه محاسبه آنها آمده است.

اولین نوآوری روش پیشنهادی در مقایسه با روش غیرمتمرکز، آن است که به جای شکستن مسئله به چند زیرمسئله کوچک تر، محاسبات مسئله را در عامل های کنترلی مستقل محلی مختلف توزیع می کند. به بیان دیگر پاسخ راه کار توزیع شده پیشنهادی بهینه مطلق خواهد بود. در حالی که پاسخ راه کار غیرمتمرکز زیربهینه یا بهینه نسبی خواهد بود. اگرچه این راه کار پیشنهادی، از هیچ عامل کنترلی مرکزی بهره نمی برد اما تمامی اقدامات کنترلی با یکدیگر هماهنگ هستند. مزایای روش پیشنهادی عبارتند از: (۱) وقفه در یک عامل کنترلی یا پیوند ارتباطی آن کنترل پروفایل ولتاژ تمامی سیستم را خدشه دار نخواهد کرد؛ (۲) این روش به آسانی مقیاس پذیر بوده به این معنی که زمانی که یک مولد جدید به سیستم اضافه شود تنها کافی است که یک عامل کنترلی در کنار آن اضافه شود و زمانی که ابعاد شبکه گسترش می یابد تنها کافی است که ماتریس حساسیت در تمامی عامل های کنترلی به روزرسانی شود؛ (۳) در مقایسه با روش متمرکز، زمان اجرای شبیه سازی با افزایش ابعاد و تعداد متغیرهای کنترلی به صورت نمایی افزایش نمی یابد. همچنین نوآوری دیگر این مقاله به ساختار سلسله مراتبی آن مربوط می شود که باتوجه به آن استهلاک ترانسفورماتور-تپ چنجری به دلیل کاهش در تعداد دفعات تغییر تپ کاهش می یابد.

باقی مانده این مقاله به طوری که در ادامه می آید سازمان یافته است. در بخش ۲ مدل سازی شبکه سه فاز نامتعادل ارائه شده است. بخش ۳ تابع هدف مسئله کنترل ولتاژ را باتوجه به متغیرهای حالت و کنترلی مسئله فرمول بندی می نماید. بخش ۴، الگوریتم راه کار بهینه پیشنهادی را بر اساس روش زیرگرادیان معرفی می کند. بخش ۵ مشتقات جزئی معادلات را برای محاسبه گرادیان توزیع شده استخراج می کند. در بخش ۶ یک بحث مختصر درباره الزامات پیاده سازی روش پیشنهادی ارائه شده است. بخش ۷ سطوح دوگانه راه کار پیشنهادی را ارائه می کند. بخش ۸ نتایج شبیه سازی را برای شبکه تست استاندارد نامتعادل ۱۲۳ باسه تفسیر می کند و در نهایت نتایج مقاله در بخش ۹ استخراج می شود.

۲- مدل سازی شبکه سه فاز نامتعادل

شکل ۱ مدل کاهش یافته حاصل از یک خط چهارسیمه سیستم توزیع شامل سیم زمین یا خنثی پس از کاهش کرون^۶ به نمایش می گذارد که تأثیر تزویج های خودی و متقابل را بر روی خطوط سه فاز نامتعادل به حساب می آورد [۲۰]. تلفات انرژی در این خط می تواند به صورت رابطه (۱) محاسبه شود:

$$f_{L,l} = \sum_{x=a,b,c} \frac{(P_l^x)^2 + (Q_l^x)^2}{(V_l^x)^2} \cdot \sum_{y=a,b,c} r_l^{xy} \quad l = 1, \dots, N \quad (1)$$

که در آن P_l^x ، Q_l^x و V_l^x به ترتیب توان اکتیو و راکتیو عبوری و ولتاژ فاز x از خط l هستند. همچنین r_l^{xy} مقاومت بین فاز x و y در خط l و $f_{L,l}$ توان اکتیو تلف شده در این خط است.

۳- فرمول‌بندی مسئله

با فرض این‌که مولدهای پراکنده قبلاً نصب شده باشند روش پیشنهادی، کمینه‌کردن تلفات توان اکتیو و بهبود پروفایل ولتاژ شبکه موردنظر را به وسیله پخش توان راکتیو مولدهای پراکنده و در صورت لزوم محاسبه موقعیت تپ ترانسفورماتور پست هدف‌گیری می‌کند. برای کمینه‌کردن تلفات توان اکتیو f_L ، تابع هدف زیر تعریف می‌شود:

$$f_L = \sum_{l=1}^N f_{L,l} = \sum_{l=1}^N \sum_{x=a,b,c} \frac{(P_l^x)^2 + (Q_l^x)^2}{(V_l^x)^2} \cdot \sum_{y=a,b,c} r_l^{xy} \quad (6)$$

همچنین تابع هدف تختی ولتاژ f_V به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$f_V = \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} OVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\max})^2 + \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} UVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\min})^2 \quad (7)$$

به طوری که OVF_k^x و UVF_k^x به ترتیب پرچم‌های اضافه ولتاژ و افت ولتاژ مربوط به فاز x از باس k هستند که به صورت زیر تعریف می‌شوند:

$$OVF_k^x = \begin{cases} 1 & V_k^x > V_k^{\max} \\ 0 & V_k^x \leq V_k^{\max} \end{cases}, \quad UVF_k^x = \begin{cases} 1 & V_k^x < V_k^{\min} \\ 0 & V_k^x \geq V_k^{\min} \end{cases} \quad (8)$$

در این رابطه V_k^{\max} و V_k^{\min} حداکثر و حداقل ولتاژ مجاز در باس k هستند. تابع هدف نهایی مجموع وزن دار دو تابعی است که تعریف شد:

$$f = w_L \cdot f_L + w_V \cdot f_V \quad (9)$$

w_L و w_V ضرایب وزنی ثابت توابع هدف هستند. متغیرهای کنترلی موردنظر برای این مسئله شامل مقادیر مرجع توان راکتیو مولدهای پراکنده و ولتاژ ثانویه ترانسفورماتور تپ‌چنجر موجود در پست هستند. بردار متغیرهای کنترلی عبارت است از:

$$u = [q_{n1}^G, q_{n2}^G, \dots, q_{nG}^G, V_0]^T \quad (10)$$

به طوری که q_{ni}^G توان راکتیو مولد i در باس ni بوده و V_0 ولتاژ ثانویه ترانسفورماتور تپ‌چنجر موجود در پست است. این متغیرهای کنترلی باید در محدوده زیر قرار گیرند:

$$\begin{cases} q_i^{G,\min} \leq q_i^G \leq q_i^{G,\max} & i = n1, \dots, nG \\ V^{\min} \leq V_0 \leq V^{\max} \end{cases} \quad (11)$$

که در رابطه اخیر $q_i^{G,\min}$ و $q_i^{G,\max}$ حداکثر و حداقل ظرفیت آزاد توان راکتیو مولد i است. با توجه به روابطی که گذشت توابع هدف مسئله فرم مربعی داشته و فرم قیود به صورت خطی است لذا مسئله موردنظر یک مسئله بهینه‌ساز مقید و محدب محسوب می‌شود [۱۸]. برای حل این مسئله بهینه‌سازی برای سیستم‌های توزیع بزرگ مقیاس و با تعداد زیادی از مولدهای پراکنده می‌توان روش زیرگرادیان را به صورت توزیع شده پیاده‌سازی کرد. روش توزیع شده نسبت به روش متمرکز بار محاسباتی کمتری در هر عامل داشته و می‌تواند به راحتی برای مسائل بزرگ مقیاس به صورت برخط اجرا شود [۲۱].

۴- روش زیرگرادیان توزیع شده

با فرض تابع محدب $f(u): R^n \rightarrow R$ به عنوان تابع هدف مسئله بهینه‌سازی روش زیرگرادیان به صورت رابطه زیر تکرار می‌گردد [۲۱]:

$$u(t+1) = u(t) - \alpha_t \cdot \nabla f(u(t)) \quad (12)$$

به طوری که $\nabla f(u(t))$ گرادیان تابع f نسبت به $u(t)$ است. برخلاف روش گرادیان که طول گام‌های حرکت به سمت نقطه بهینه (α_t) با توجه به متغیرهای حالت و کنترلی شبکه در هر تکرار متغیر بوده و باید به روزرسانی شود، در روش زیرگرادیان این طول گام ثابت در نظر گرفته می‌شود. بنابراین حرکت به سمت نقطه بهینه در جهت بیش‌ترین شیب صورت نمی‌گیرد و الگوریتم بعد از تعداد بیشتری از تکرارها همگرا خواهد شد؛ اما با این فرض، امکان تفکیک به روزرسانی متغیرهای کنترلی از یکدیگر در روش زیرگرادیان فراهم خواهد شد. بنابراین فرم توزیع شده رابطه (۱۲) به صورت زیر خواهد بود:

$$u_i(t+1) = u_i(t) - \alpha_t \cdot \nabla f_i(u(t)) \quad (13)$$

در این رابطه $u_i(t)$ عنصر i از بردار $u(t)$ است. اطلاعات دیگر پیرامون بهینگی، سرعت هم‌گرایی و تجزیه و تحلیل خطا در مرجع یافته می‌شود [۲۱]. باید توجه کرد که به روزرسانی $u_i(t+1)$ تنها از طریق حالت قبلی $u_i(t)$ و $\nabla f_i(u(t))$ تعیین می‌شود. تقریب عددی $\nabla f_i(u(t))$ عبارت است از:

$$\nabla f_i(u(t)) = \frac{f_i(u(t)) - f_i(u(t-1))}{u(t) - u(t-1)} \quad (14)$$

برای محاسبه $\nabla f_i(u(t))$ به صورت آن‌چه که در رابطه (۱۴) بیان شده است لازم است که $f_i(u(t))$ و مقدار قبلی آن یعنی $f_i(u(t-1))$ معلوم باشد. تعیین مدت زمان بین به روزرسانی بردار کنترلی یعنی زمان بین $u(t)$ و $u(t-1)$ مشکل اساسی آن به شمار می‌رود. از یک طرف مدت زمان کوتاه ممکن است برای هم‌گرایی الگوریتم کافی نباشد و از طرف دیگر به دلیل ماهیت تصادفی منابع تجدیدپذیر به هنگام رخ دادن تغییرات شدید و سریع در وضعیت بهره‌برداری مدت زمان طولانی ممکن است منجر به دقت بسیار کم در محاسبات شود. بنابراین باید $\nabla f_i(u(t))$ بر اساس حالت فعلی سیستم توزیع محاسبه شود.

۵- محاسبه مشتقات توزیع شده

برای ساده‌تر شدن پیاده‌سازی راه‌حل پیشنهادی، فرضی که در ادامه می‌آید در نظر گرفته می‌شود. در تابع هدف تلفات توان اکتیو، ولتاژ خط با مقدار نامی آن تقریب زده می‌شود. بنابراین برای کلیه خطوط و همچنین برای تمامی فازها فرض می‌شود که $V_l^x = 1$ p.u. باشد و رابطه (۶) به صورت زیر بازنویسی شود.

$$f_L = \sum_{l=1}^N \sum_{x=a,b,c} [(P_l^x)^2 + (Q_l^x)^2] \cdot \sum_{y=a,b,c} r_l^{xy} \quad (15)$$

بردار گرادیان متغیرهای کنترلی به صورت زیر نمایش داده می‌شود:

$$\nabla f(u) = \left[\frac{\partial f}{\partial q_{n1}^G}, \frac{\partial f}{\partial q_{n2}^G}, \dots, \frac{\partial f}{\partial q_{nG}^G}, \frac{\partial f}{\partial V_0} \right]^T \quad (16)$$

$$\frac{\partial f_V}{\partial q_i^G} = 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} OVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\max}) \cdot \frac{\partial V_k^x}{\partial q_i^G} + 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} UVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\min}) \cdot \frac{\partial V_k^x}{\partial q_i^G} \quad (23)$$

بر اساس روابط (۱۸) و (۲۰)، برای مولدهای سه فاز، با استفاده از (۴) نتایجی که در ادامه می‌آید حاصل می‌شود:

$$\frac{\partial V_k^x}{\partial q_i^G} = \sum_{y=a,b,c} X_{ki}^{xy} \quad x=a,b,c \quad (24)$$

اکنون جمله دوم از رابطه (۱۷) را می‌توان با استفاده از روابط (۲۳) و (۲۴) به صورت زیر محاسبه نمود:

$$\frac{\partial f_V}{\partial q_i^G} = 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} OVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\max}) \cdot \sum_{y=a,b,c} X_{ki}^{xy} + 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} UVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\min}) \cdot \sum_{y=a,b,c} X_{ki}^{xy} \quad (25)$$

اگر مولد پراکنده مورد نظر مولد تک‌فازی باشد که در فاز z از باس i نصب شده باشد، رابطه اخیر باید به صورت زیر بیان گردد:

$$\frac{\partial f_V}{\partial q_i^{z,G}} = 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} OVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\max}) \cdot X_{ki}^{xz} + 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} UVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\min}) \cdot X_{ki}^{xz} \quad (26)$$

۵-۲- محاسبه $\partial f / \partial V_0$ برای ترانسفورماتور تپ‌چنجری

ترانسفورماتور تپ‌چنجری یک ترانسفورماتور دارای تپ‌های قابل تنظیم است که بخشی از اغلب ترانسفورماتورهای قدرت ولتاژ بالا یا ولتاژ متوسط است [۱۱]. این ترانسفورماتور می‌تواند ولتاژ ثانویه پست را درون محدوده مجاز بر اساس رابطه زیر تغییر دهد:

$$V_0 = V_{in} + tap \cdot V_{tap} \quad (27)$$

که در این رابطه V_{tap} و V_{in} به ترتیب ولتاژ باس اولیه و تغییر ولتاژ به‌ازای یک تغییر تپ است. همچنین tap عدد صحیحی است که نشان‌دهنده موقعیت تپ است. مشتق تابع هدف نسبت به ولتاژ ثانویه پست به می‌تواند به صورت زیر بیان شود:

$$\frac{\partial f}{\partial V_0} = w_L \cdot \frac{\partial f_L}{\partial V_0} + w_V \cdot \frac{\partial f_V}{\partial V_0} = w_V \cdot \frac{\partial f_V}{\partial V_0} \quad (28)$$

مشتق f_V نسبت به V_0 به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\frac{\partial f_V}{\partial V_0} = 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} OVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\max}) \cdot \frac{\partial V_k^x}{\partial V_0} + 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} UVF_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\min}) \cdot \frac{\partial V_k^x}{\partial V_0} \quad (29)$$

بر اساس رابطه (۴) نتیجه زیر برای $\partial V_k^x / \partial V_0$ به دست خواهد آمد:

$$\frac{\partial V_k^x}{\partial V_0} = 1 \quad x=a,b,c \quad (30)$$

اکنون مشتق f_V نسبت به V_0 به صورت زیر خواهد شد:

همان‌طور که در (۱۶) مشهود است دو نمونه از مشتق‌گیری باتوجه‌به متغیرهای کنترلی مختلف تعریف می‌شود. یکی مشتق تابع هدف نسبت توان راکتیو مولدها یعنی $\partial f / \partial q_i^G$ و دیگری مشتق تابع هدف نسبت به ولتاژ پست برای ترانسفورماتور پست یعنی $\partial f / \partial V_0$. رابط مورد نظر برای استخراج این مشتقات در ادامه بسط داده خواهند شد.

۵-۱- محاسبه $\partial f / \partial q_i^G$ برای مولدها

با توجه با مقادیر ثابت w_L و w_V عبارت است از:

$$\frac{\partial f}{\partial q_i^G} = w_L \cdot \frac{\partial f_L}{\partial q_i^G} + w_V \cdot \frac{\partial f_V}{\partial q_i^G} \quad (17)$$

برای بیان f_V و f_L برحسب q_i^G ، می‌توان p_k^x و q_k^x را به صورت زیر بیان کرد:

$$p_k^x = p_k^{x,L} - p_k^{x,G}, \quad q_k^x = q_k^{x,L} - q_k^{x,G} \quad (18)$$

که در آن $p_k^{x,L}$ و $p_k^{x,G}$ به ترتیب توان اکتیو خالص مصرفی، توان اکتیو بار مصرفی و توان اکتیو تولیدی مولدهای پراکنده در فاز x از باس k هستند. همچنین $q_k^{x,L}$ و $q_k^{x,G}$ به ترتیب توان راکتیو خالص مصرفی، توان راکتیو بار مصرفی و توان راکتیو تولیدی مولدهای پراکنده در فاز x از باس k هستند. تمامی باس‌های شبکه به دلیل این که فرض می‌شود تمام مولدها در مد کنترل توان بهره‌برداری شوند به‌عنوان باس PQ در نظر گرفته می‌شوند. بنابراین با استفاده از ماتریس [BIBC] و بر اساس رابطه (۱۸) تلفات توان اکتیو می‌تواند به صورت زیر بازنویسی شود:

$$f_L = \sum_{l=1}^N \sum_{x=a,b,c} \sum_{y=a,b,c} r_l^{xy} \cdot \left[\left(\sum_{k=1}^N bibc_{lk} \cdot (p_k^{x,L} - p_k^{x,G}) \right)^2 + \left(\sum_{k=1}^N bibc_{lk} \cdot (q_k^{x,L} - q_k^{x,G}) \right)^2 \right] \quad (19)$$

مولد پراکنده سه‌فاز باس i دارای توان اکتیو و راکتیو تولیدی برابر در تمام فازهاست که به صورت زیر خواهد بود:

$$p_i^G = p_i^{a,G} = p_i^{b,G} = p_i^{c,G}, \quad q_i^G = q_i^{a,G} = q_i^{b,G} = q_i^{c,G} \quad (20)$$

بنابراین مشتق f_L نسبت به q_i^G به صورت زیر خواهد شد:

$$\frac{\partial f_L}{\partial q_i^G} = -2 \cdot \sum_{l=1}^N \sum_{x=a,b,c} \sum_{y=a,b,c} r_l^{xy} \cdot bibc_{li} \cdot \sum_{k=1}^N bibc_{lk} \cdot (q_k^{x,L} - q_k^{x,G}) + (-2 \cdot \sum_{l=1}^N \sum_{x=a,b,c} \sum_{y=a,b,c} r_l^{xy} \cdot bibc_{li} \cdot Q_l^x) \quad (21)$$

اگر مولد پراکنده مورد نظر مولد تک‌فازی باشد که در فاز z از باس i نصب شده باشد، رابطه اخیر در هر فاز به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$\frac{\partial f_L}{\partial q_i^{z,G}} = -2 \cdot \sum_{l=1}^N \sum_{y=a,b,c} r_l^{zy} \cdot bibc_{li} \cdot \sum_{k=1}^N bibc_{lk} \cdot (q_k^{z,L} - q_k^{z,G}) + (-2 \cdot \sum_{l=1}^N \sum_{y=a,b,c} r_l^{zy} \cdot bibc_{li} \cdot Q_l^z) \quad (22)$$

دومین جمله مشتق تابع هدف نسبت به توان راکتیو مولد به صورت زیر است:

شبکه ارتباطی موردنیاز برای زیرساخت چندعاملی حتی می‌تواند ساده‌تر از مورد پیشنهادی در شکل ۲ باشد. به‌بیان‌دیگر برای باس‌های مجهز به مولد یا باس دارای ترانسفورماتور تپ‌چنجر، عامل کنترلی و عامل اندازه‌گیری می‌توانند در یک عامل کنترل و اندازه‌گیری^{۱۱} منفرد گنجانده شوند.

۷- سطوح سلسله‌مراتبی و الگوریتم اجرایی

برای کاهش استهلاک بخش مکانیکی ترانسفورماتور تپ‌چنجر، دو سطح سلسله‌مراتبی پیشنهاد می‌شود. در اولین سطح، عامل‌های کنترلی مولدها سعی در برطرف نمودن تخطی ولتاژ و بهبود بازده انرژی می‌نمایند. بعد از در نظر گرفتن یک تأخیر منطقی، که عامل‌های کنترلی مولدهای پراکنده به نقاط کار بهینه خود همگرا شدند، چنانچه سطح اول در برطرف نمودن تخطی ولتاژ موفق نبوده باشد، در سطح دوم عامل کنترلی ترانسفورماتور تپ‌چنجر وارد عمل شده و با دیگر عوامل مشارکت می‌کند تا فرایند کنترلی پیشنهادی را به سرانجام برساند. زمانی که عامل کنترلی ترانسفورماتور تپ‌چنجر به این هدف دست یافت، موقعیت تپ خود را تازمانی که تخطی ولتاژ دیگری که مولدها قادر به برطرف کردن آن نباشند ثابت نگه می‌دارد. پس از ذخیره $[R^{xy}]$ و $[X^{xy}]$ بر اساس رابطه (۵) در عامل‌های کنترلی، روند اجرای روش پیشنهادی به‌صورت زیر خواهد بود.

- مرحله اول از دیدگاه سلسله‌مراتبی

۱- صفر کردن شمارنده تکرار در هر عامل

۲- اندازه‌گیری دامنه ولتاژ باس‌ها و همچنین توان راکتیو عبوری خطوط بالادست توسط عامل اندازه‌گیری هر باس و ارسال به عامل‌های کنترلی مولدها و عامل کنترلی ترانسفورماتور، هر ۱۰۰ میلی‌ثانیه یکبار.

۳- به‌روزرسانی نقطه کار بعدی توان راکتیو هر مولد توسط عامل کنترلی آن با جای‌گذاری رابطه (۲۱) یا (۲۲) در رابطه (۱۳) ضمن رعایت قید محدوده توان راکتیو مولد بر اساس رابطه (۱۱).

۴- اعمال نقطه کار جدید به هر یک از مولدها توسط عامل کنترلی آن.

۵- ماندگاری تخطی ولتاژ حداقل یک باس پس از رسیدن به تکرار ۱۰؟

۱-۵- بله. برو به مرحله ۶.

۲-۵- خیر. افزایش شمارنده تکرار هر عامل و بازگشت به مرحله ۲.

- مرحله دوم از دیدگاه سلسله‌مراتبی

۶- به‌روزرسانی موقعیت تپ ترانسفورماتور پست توسط عامل کنترلی آن باتوجه‌به آخرین ولتاژ دریافتی مربوط به تمامی باس‌ها در مرحله ۲ با جای‌گذاری رابطه (۳۱) در رابطه (۱۳) ضمن رعایت قید (۳۳).

۷- بازگشت به مرحله ۱

این مراحل، همیشه در حال تکرار است و با تغییر شرایط بهره‌برداری، در جهت نقاط کار بهینه جدید پیش می‌رود.

$$\frac{\partial f}{\partial V_0} = \frac{\partial f_V}{\partial V_0} = 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} OV F_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\max}) + 2 \cdot \sum_{k=1}^N \sum_{x=a,b,c} UV F_k^x \cdot (V_k^x - V_k^{\min}) \quad (31)$$

پس از به‌روزرسانی تمامی متغیرهای کنترلی با استفاده از رابطه (۱۳)، چنانچه هر یک از این متغیرها خارج از محدوده مجاز قرار گیرد، آن متغیر باید بر اساس رابطه (۱۱) به کران بالایی و پایینی مجاز خود محدود شود. پس از آن موقعیت نامقید تپ، به‌وسیله رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$tap_{umb} = round\left(\frac{V_0 - V_{in}}{V_{tap}}\right) \quad (32)$$

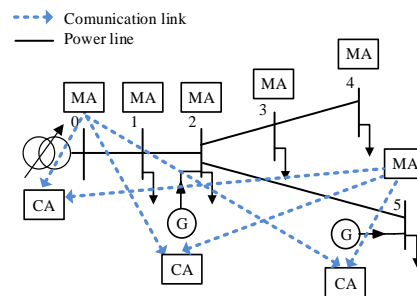
سرانجام موقعیت امکان‌پذیر تپ به‌وسیله رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$tap = \begin{cases} tap^{\min} & tap_{umb} \leq tap^{\min} \\ tap_{umb} & tap^{\min} \leq tap_{umb} \leq tap^{\max} \\ tap^{\max} & tap_{umb} \geq tap^{\max} \end{cases} \quad (33)$$

در این رابطه tap^{\min} و tap^{\max} حداقل و حداکثر موقعیت امکان‌پذیر تپ می‌باشند. مشاهده می‌شود راه‌حل کنترلی پیشنهاد شده، تنظیمات کنترلی را در راستای این مشتقات جزئی تنظیم می‌نماید. باید توجه نمود که بر اساس روابط این مشتقات جزئی، به‌منظور بهینه‌کردن تابع هدف تلفات توان اکتیو، اندازه‌گیری توان راکتیو عبوری از تمامی خطوط برای به‌روزرسانی متغیرهای کنترلی محلی موردنیاز است. اما برای تابع هدف تخطی ولتاژ باید ولتاژ تمامی باس‌ها برای محاسبات مشتقات جزئی در اختیار باشد. این امکان می‌تواند از طریق سیستم‌های چندعاملی که در قسمت بعد توضیح داده شده است فراهم گردد.

۶- زیرساخت چندعاملی

بستر ارتباطی و چندعاملی موردنیاز برای روش پیشنهادی بر اساس توپولوژی مش^۸ در شکل ۲ نمایش داده شده است. در این شکل، دو نوع عامل به چشم می‌خورد. عامل‌های اندازه‌گیری^۹ و عامل‌های کنترلی^{۱۰}. برای پرهیز از شلوغی، تنها پیوندهای ارتباطی برای عامل‌های اندازه‌گیری باس‌های صفر و پنج ترسیم شده است که قابل تعمیم برای سایر عامل‌های اندازه‌گیری است. در معماری مش که به‌صورت بی‌سیم نیز قابل پیاده‌سازی است خروج یک عامل یا یک پیوند ارتباطی، خللی در عملکرد شبکه و سایر عامل‌ها ایجاد نخواهد کرد [۲۲].



شکل ۲: بستر ارتباطی و چندعاملی روش توزیع شده پیشنهادی

۸- شبیه‌سازی زمانی و تفسیر آن

راه کار پیشنهادی با معیار موردنظر، نتایج حالت بدون کنترل نیز منعکس شده‌اند. حالت بدون کنترل، حالتی است که در آن توان تزریقی مولدها به شبکه و موقعیت تپ صفر هستند.

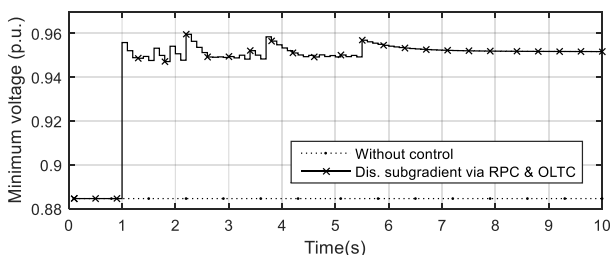
برای انجام شبیه‌سازی‌های مربوط به راه کار توزیع شده، علاوه بر یک ثانیه زمان لازم برای تغییر هر تپ، فرض می‌شود که پس از انجام ۱۰ تکرار از عملکرد سطح اول، چنانچه عامل‌های کنترلی مولدها موفق به برطرف نمودن تخطی ولتاژ نشوند، عملکرد سطح دوم که عامل کنترلی ترانسفورماتور تپ‌چنجر را وارد عمل می‌نماید فعال شود.

اتمام هر اندازه‌گیری توسط عامل‌های اندازه‌گیری و پردازش مربوط به آن برای سیستم ۵۰ هرتز در مدت ۲۰ میلی‌ثانیه امکان پذیر است. همچنین، مجموع زمان ارسال اطلاعات به عامل کنترلی و دریافت توسط آن‌ها، کمتر از ۱۰ میلی‌ثانیه خواهد بود [۲۵]. علاوه بر این، انجام محاسبات در هر عامل کنترلی و به‌روزرسانی متغیر مربوطه با توجه به شبیه‌سازی‌هایی که انجام شد، به کمتر از ۲۰ میلی‌ثانیه نیاز دارد. بنابراین اجرای یک تکرار از فرایند توزیع شده در کمتر از ۵۰ میلی‌ثانیه امکان پذیر است که این زمان شامل زمان اندازه‌گیری پارامترهای موردنظر شبکه و مخابره آن‌ها به عامل کنترلی و زمان انجام محاسبات توسط عامل‌های کنترلی و به‌روزرسانی متغیرهای مربوطه است. اما در عین حال برای اطمینان داشتن از صحت انجام تمامی این مراحل، این زمان برای هر تکرار ۱۰۰ میلی‌ثانیه فرض شد.

۸-۱- سناریوی اول

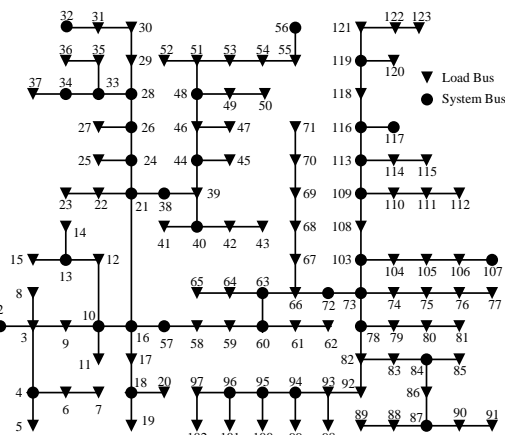
در سناریوی اول فرض می‌شود که بارهای شبکه بیشینه و تولید مولدها کمینه باشد. لذا فرض می‌شود که بارهای شبکه ۱۰٪ مقدار نامی و توان اکتیو مولدها ۱۰٪ ظرفیت نامی آن‌ها باشد. همچنین ضرایب توابع هدف به صورت $W_L = 0.05$ و $W_V = 0.3$ ، ولتاژ ورودی ترانسفورماتور پست ۱/۰۰ پریونیت و موقعیت اولیه تپ ترانسفورماتور در موقعیت میانی یا همان موقعیت صفر در نظر گرفته می‌شود.

همان‌طور که در شکل ۷ مشاهده می‌شود، در حالت بدون کنترل، ولتاژ سیستم در باس‌های ۱۰ تا ۱۲۳ از حد پایینی تخطی می‌کند. تقریباً پس از گذشت ۶ ثانیه از زمان شروع فرایند کنترلی، ولتاژ کمینه، تلفات شبکه و موقعیت تپ به حالت پایدار خود می‌رسد که شکل ۴، شکل ۵ و شکل ۶ روند آن‌ها را به ترتیب نشان می‌دهد.



شکل ۴: روند تغییر ولتاژ کمینه در سناریوی اول

برای ارزیابی عملکرد روش‌های پیشنهادی، این روش‌ها بر روی شبکه تست نامتعادل ۱۲۳ باسه انجمن مهندسی برق و الکترونیک مورد شبیه‌سازی و امتحان قرار گرفت. داده‌های این شبکه در [۲۳] آمده است و نمودار تک‌خطی آن در شکل ۳ رسم شده است.



شکل ۳: نمودار تک‌خطی شبکه تست ۱۲۳ باسه مورد مطالعه

این شبیه‌سازی‌ها با استفاده از یک دستگاه لپ‌تاپ با پردازنده ۲،۴ گیگاهرتز و حافظه رم ۴ گیگابایت در نرم‌افزار متلب ۱۲ پیاده‌سازی شد. مکان و ظرفیت بهینه مولدهای پراکنده نصب شده در شبکه، با استفاده از نتایج مقاله [۲۴] مطابق مقادیر جدول ۱ در نظر گرفته شد.

جدول ۱: مکان و ظرفیت مولدهای نصب شده در شبکه تست مورد مطالعه

باس	ظرفیت (kW)
۴، ۱۳، ۱۸، ۲۴، ۳۰، ۳۳، ۳۷، ۴۶، ۴۹، ۵۲، ۵۳، ۶۳، ۶۹، ۷۲، ۷۵	۸۴، ۸۸، ۹۰، ۹۳، ۹۵، ۹۶، ۱۰۲، ۱۰۵، ۱۱۰، ۱۱۴، ۱۱۸، ۱۲۳
۵۰، ۵۰، ۵۰، ۱۰۰، ۵۰، ۵۰، ۱۰۰، ۵۰، ۱۵۰، ۱۵۰، ۱۵۰، ۱۵۰	۱۰۰، ۱۵۰، ۱۰۰، ۵۰، ۱۰۰، ۵۰، ۲۰۰، ۲۰۰، ۵۰
	۲۰۰، ۵۰، ۵۰

بنابراین متغیرهای کنترلی برای این سیستم شامل تنظیم نقاط کار توان راکتیو ۲۷ مولد پراکنده نصب شده قبلی در سیستم و موقعیت تپ ترانسفورماتور تپ‌چنجر پست خواهد بود. توان ظاهری واسط متصل کننده این مولدها به شبکه، ۲۰٪ مازاد بر ظرفیت نامی توان اکتیو مولدهایشان در نظر گرفته می‌شود تا در حالتی که با حداکثر ظرفیت خود مشغول به کار هستند نیز قابلیت کنترل توان راکتیو را داشته باشند. همچنین محدوده مجاز تغییرات ولتاژ، $\pm 5\%$ حول ولتاژ نامی شبکه در نظر گرفته می‌شود و فرض می‌شود که پله‌های تپ ترانسفورماتور پست در بازه $\pm 16 \times 0.0625$ پریونیت جابه‌جا شود و برای هر تغییر تپ یک ثانیه زمان لازم باشد.

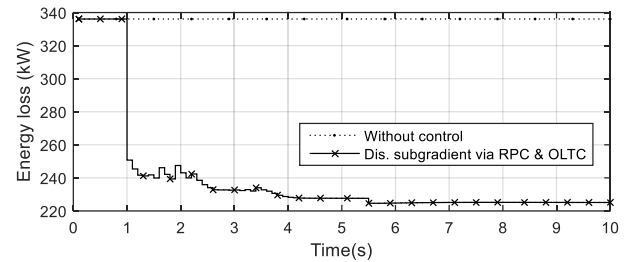
با در نظر گرفتن الگوریتم بهینه‌سازی نقطه درونی (IPA) در حالت متمرکز به عنوان معیار، نتایج راه کار پیشنهادی مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت که این الگوریتم با استفاده از تابع کمینه‌کننده مقید^{۱۳} در نرم‌افزار متلب در دسترس است. افزون بر این، در ارزیابی و مقایسه

و همچنین باتوجه به وجود تخطی ولتاژ شدید در شبکه قبل از شروع فرایند کنترلی، عامل های کنترلی حداکثر توان راکتیو ممکن را برای رفع این تخطی ولتاژ به مدار می آورند. با اعمال این تصمیم به مولدها و به روزرسانی نقاط کار توان راکتیو آن ها، در همان ابتدای کار تخطی ولتاژ برطرف شده و تلفات شبکه کاهش می یابد. در ادامه باتوجه به صفرشدن تابع تخطی ولتاژ و حذف تأثیر آن در تابع هدف کلی، عامل های کنترلی درصدد بر می آیند تا با کاهش توان راکتیو تزریقی بسیار زیادی که در تکرار قبل برای برطرف نمودن تخطی ولتاژ به مدار آمده بود از توان عبوری خطوط و در نتیجه از تلفات شبکه بکاهند. با کاهش توان راکتیو مولدها، مجدداً ولتاژ شبکه از حد پایینی تخطی می کند و این روند مرتباً ادامه می یابد. باتوجه به این که در روش توزیع شده عامل های کنترلی اطلاعی از تصمیم فعلی خود بر وضعیت بعدی شبکه ندارند نمی توان مانع نوسان تابع تخطی ولتاژ شد لذا عامل کنترلی ترانسفورماتور پست پس از یک ثانیه که معادل زمان اجرای ۱۰ تکرار است وارد عمل شده و در جهت رفع تخطی ولتاژ، موقعیت تپ را تغییر می دهد. در ادامه نیز چنانچه تابع تخطی ولتاژ حالت نوسانی پیدا کند این تغییر تپ ادامه می یابد تا همگرایی الگوریتم و رفع تخطی ولتاژ تثبیت گردد.

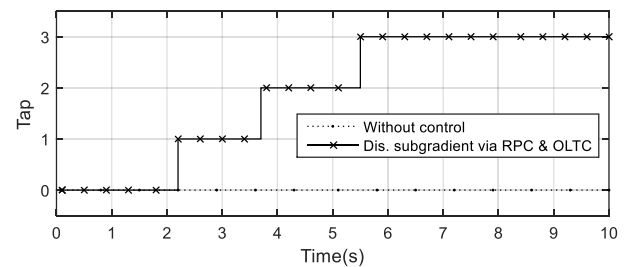
با این تفاسیر، مشاهده می شود که در این شرایط بهره برداری حدی، روش توزیع شده به اندازه روش های متمرکز مذکور هماهنگ نیست تا بتواند تنها با استفاده از توان راکتیو مولدها و با کمترین تغییر تعداد تپ، افزایش تلفات را بر تخطی ولتاژ ترجیح دهد اما مزایایی همچون بار محاسباتی بسیار کمتر و مقیاس پذیری برای شبکه های بزرگ و قابلیت اطمینان بالاتر در مقایسه با روش متمرکز در پی خواهد داشت که قابل چشم پوشی نیست. این افزایش قابلیت اطمینان به نحوی است که حتی در صورت خرابی یک عامل، سیستم قادر به ادامه کار خود هر چند با کارایی اندک کمتر است اما برای سیستم های متمرکز با خرابی مرکز متمرکز، کنترل کل شبکه مختل می شود.

جدول ۲: نتایج سناریوی اول

روش	بدون کنترل	IPA متمرکز	زیرگرادبان توزیع شده
تلفات (کیلو وات)	۳۳۶/۱	۲۳۶/۱	۲۲۵/۱
تغییر تپ	-	+۱	+۳
حداقل ولتاژ (پرینیت)	۰/۸۸۵	۰/۹۵۵	۰/۹۵۲
حداکثر ولتاژ (پرینیت)	۱/۰۰	۱/۰۲۴	۱/۰۲۳
زمان همگرایی (ثانیه)	-	۴۴۵	۶



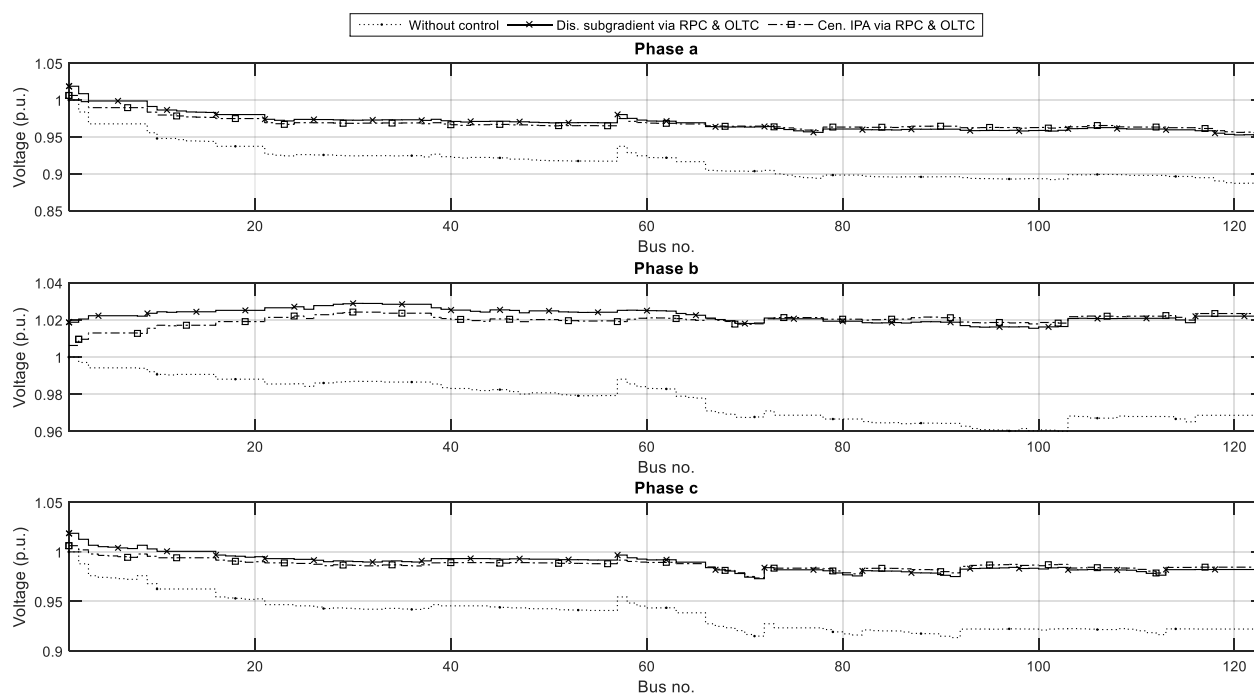
شکل ۵: روند تغییر تلفات شبکه در سناریوی اول



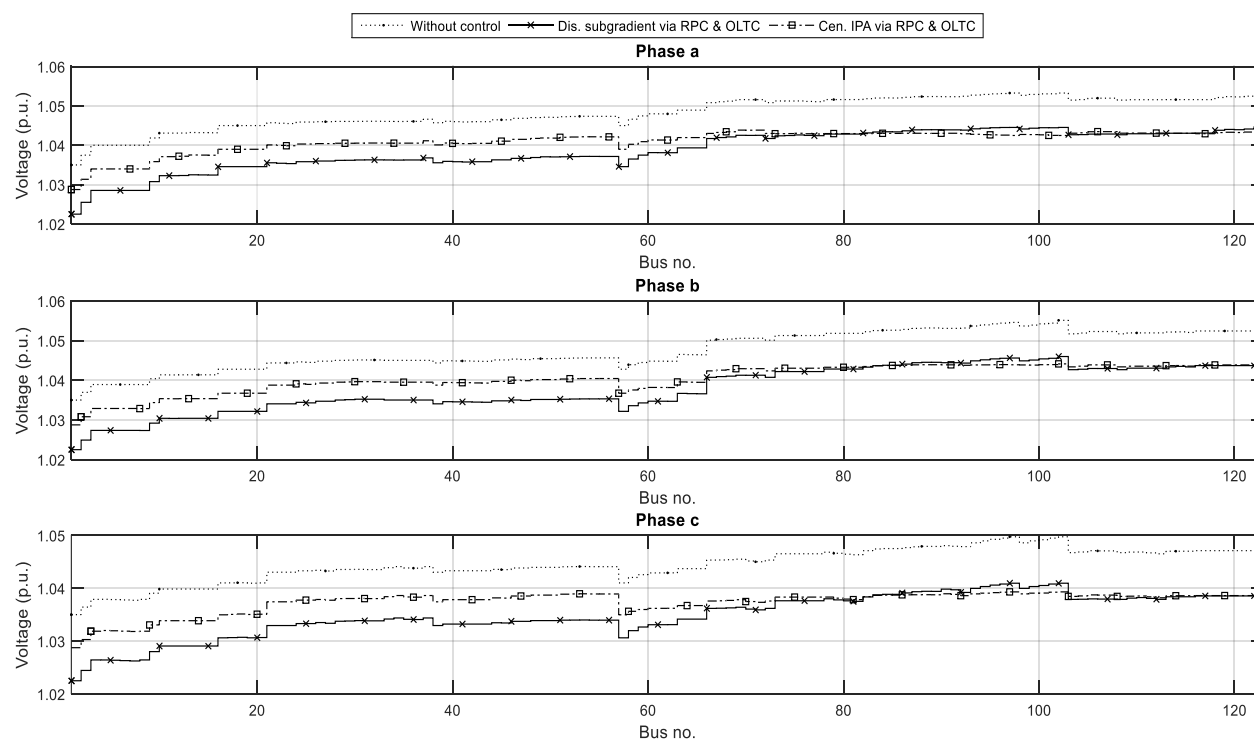
شکل ۶: روند تغییر تپ در سناریوی اول

در این سناریو، حداقل ولتاژ شبکه از مقدار ۰/۸۸۵ پرینیت به ۰/۹۵۲ افزایش یافته و حداکثر آن بدون تخطی از حد بالایی در حین اجرای شبیه سازی، در نهایت به مقدار ۱/۰۲۳ همگرا شده است. همچنین، میزان تلفات سه فاز شبکه از مقدار ۳۳۶/۱ به ۲۲۵/۱ کیلو وات کاهش یافت و موقعیت تپ ترانسفورماتور پست ۳ پله افزایش یافت. هر چند که تلفات به دست آمده در این روش نسبت به روش متمرکز بهینه تر است اما به دلیل آن که ترجیح بر آن است که برای کنترل ولتاژ تا حد امکان، تعداد دفعات تغییر تپ کمینه باشد و در این سناریو نسبت به روش متمرکز تغییرات تپ بیشتری مشاهده می شود لذا قضاوت در مورد بهتر بودن این روش نیاز به بررسی بیشتر دارد که در ادامه به آن پرداخته می شود.

دلیل افزایش تعداد دفعات تغییر تپ در این روش این است که برخلاف روش های متمرکز که در هر بار از اجرای الگوریتم تمامی تکرارها رخ می دهد و پس از همگرایی آن، نقاط کار مولدها به روزرسانی می شود، در راه کار توزیع شده علاوه بر مجز بودن فرایند تکرار در عامل های کنترلی مختلف، نقاط کار تجهیزات کنترلی در پایان اجرای هر تکرار به روزرسانی و اعمال می شود و سپس باتوجه به تأثیر به روزرسانی تمامی متغیرهای کنترلی بر روی شبکه، تکرار بعدی انجام می شود و این روند تا همگرایی کامل ادامه می یابد. در شرایط این سناریو، باتوجه به آزاد بودن ظرفیت واسط متصل کننده مولدها به شبکه



شکل ۷: مقایسه پروفایل ولتاژ در روش توزیع شده با روش متمرکز IPA در سناریوی اول



شکل ۸: مقایسه پروفایل ولتاژ در روش توزیع شده با روش متمرکز IPA در سناریوی دوم

۸-۲- سناریوی دوم

در سناریوی دوم فرض می‌شود که بارهای شبکه کمینه و تولید مولدها بیشینه باشد. بنابراین فرض می‌شود که بارهای شبکه ۱۰٪ مقدار نامی و توان اکتیو مولدها ۱۰٪ ظرفیت نامی آن‌ها باشد. سایر فرضیات مشابه سناریوی اول در نظر گرفته می‌شود. سایر فرضیات مشابه سناریوی اول در نظر گرفته می‌شود.

شکل ۸ نتایج مقایسه‌ای پروفایل ولتاژ به دور روش توزیع شده و متمرکز IPA را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، در حالت بدون کنترل، تخطی ولتاژ در باس‌های ۶۶ تا ۱۲۳ محرز است. اما با استفاده از راه‌کار توزیع شده، ولتاژ در محدوده مجاز واقع شده است. در این روش، حداکثر ولتاژ شبکه از مقدار ۱/۰۵۵ به ۱/۰۴۶ پریونیت افت کرده و حداقل آن، از ۱/۰۳۵ به ۱/۰۲۳ پریونیت می‌رسد. این

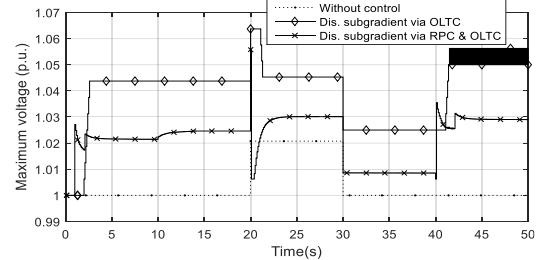
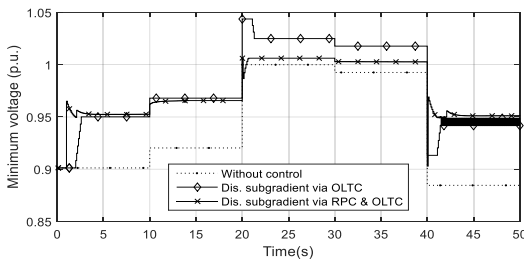
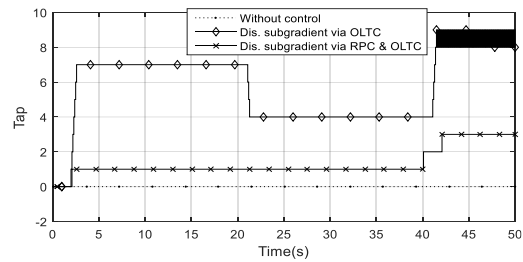
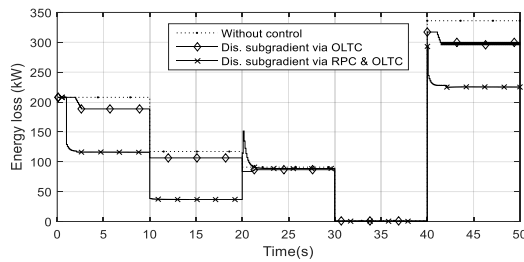
کنترل افزایش یافته است که این به دلیل بزرگ‌تر بودن شش برابری ضریب تابع تخطی ولتاژ در تابع هدف کلی است؛ لذا اهمیت برطرف شدن تخطی ولتاژ نسبت به کاهش تلفات برجسته‌تر خواهد شد.

جدول ۳: نتایج سناریوی دوم

روش	بدون کنترل	IPM متمرکز	زیرگردان توزیع شده
تلفات (کیلو وات)	۸۵/۱	۸۷/۵	۸۶/۰
تغییر تپ	۰	-۱	-۲
حداقل ولتاژ (پریونیت)	۱/۰۳۵	۱/۰۲۹	۱/۰۲۳
حداکثر ولتاژ (پریونیت)	۱/۰۵۵	۱/۰۴۴	۱/۰۴۶
زمان هم‌گرایی (ثانیه)	-	۸۲۰	۶

در حالی است که تلفات شبکه از مقدار ۸۵/۱ تنها با افزایش ۰/۹ به مقدار ۸۶/۰ کیلو وات افزایش می‌یابد و تپ ترانسفورماتور ۲ پله کاهش می‌یابد. این تغییر تپ با استدلالی مشابه سناریوی اول، برای تثبیت رفع تخطی ولتاژ و جلوگیری از نوسانی شدن این تابع در این شرایط حادی است.

افزایش تلفات در هر دو روش متمرکز و توزیع شده نسبت به حالت بدون کنترل به این دلیل است که زمانی که تخطی ولتاژ در سیستم به صورت اضافه ولتاژ ظاهر می‌شود توابع هدف تلفات و تخطی ولتاژ در تعارض با یکدیگر بوده به طوری که کاهش یکی مستلزم افزایش دیگری است. بنابراین، در این سناریو، تلفات هر دو روش نسبت به حالت بدون



شکل ۹: تلفات، تپ، ولتاژ کمینه و بیشینه در سناریوی سوم با روش توزیع شده (حالت اول و دوم)

توزیعی مولدها نیز بهره برده می‌شود. نتایج سناریوی سوم در شکل ۹ آمده است.

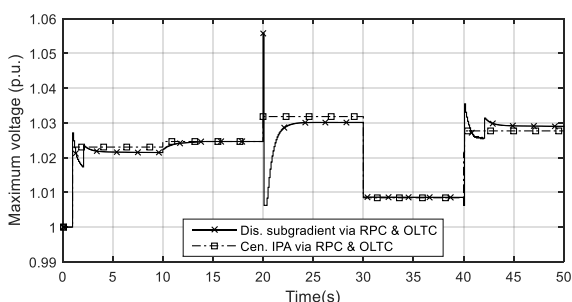
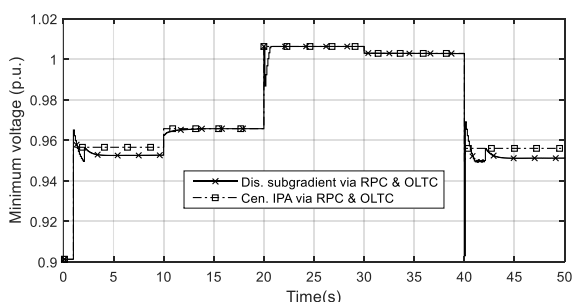
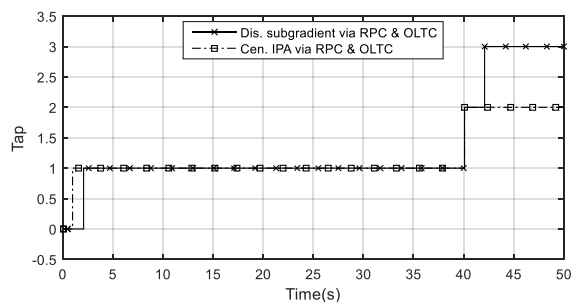
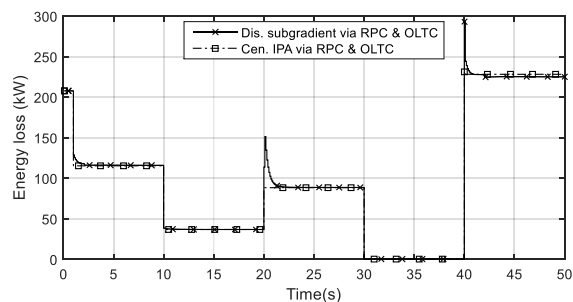
جدول ۴: روند زمانی تغییر شرایط تولید و بار شبکه

زمان (S)	۰	۱۰	۲۰	۳۰	۴۰
سطح بار یا تولید	۰/۵	۱	۱	۰/۱	۰/۱
$P_{DG}/P_{DG,max}$	۰/۵	۱	۱	۰/۱	۰/۱
$P_L/P_{L,max}$	۱	۱	۰/۱	۰/۱	۱

در حالت دوم از این سناریو، زمانی که راه‌کار توزیع شده در $t=1$ S آغاز می‌شود، باتوجه به وجود تخطی ولتاژ در شبکه قبل از این لحظه، عامل‌های کنترلی در ابتدا حداکثر توان راکتیو ممکن را برای رفع این تخطی ولتاژ به مدار می‌آورند. با اعمال این تصمیم به مولدها و به‌روزرسانی نقاط کار توان راکتیو آن‌ها، در همان ابتدای کار تخطی ولتاژ برطرف شده و تلفات شبکه کاهش می‌یابد. در ادامه باتوجه به صفر شدن تابع تخطی ولتاژ و حذف تأثیر آن در تابع هدف کلی، عامل‌های کنترلی در صدد بر می‌آیند تا با کاهش توان راکتیو تزریقی بسیار زیادی که در تکرار قبل برای برطرف نمودن تخطی ولتاژ به مدار آمده بود از توان عبوری خطوط و در نتیجه از تلفات شبکه بکاهند که با

۸-۳- سناریوی سوم

تاکنون راه‌کارهای پیشنهادی در قالب دو سناریو به‌ازای وضعیت سیستم در دو نقطه بهره‌برداری مشخص مورد بررسی قرار گرفت. در ادامه با تعریف یک توالی مناسب از تغییر شرایط بهره‌برداری مولدها و بارها در یک بازه زمانی به بررسی این راه‌کارها پرداخته خواهد شد. این تغییرات صرف‌نظر از عملکرد راه‌کار پیشنهادی، به‌صورت اختلال در شبکه مدل‌سازی می‌شوند؛ لذا از دیدگاه روش‌های کنترلی موردنظر، مولدهای پراکنده به‌صورت منابع تغییرپذیر تصادفی به نظر خواهند رسید. روند تغییر بار و تغییر سطح توان اکتیو تولیدی مولدهای پراکنده منطبق با توالی ارائه شده در جدول ۴ در نظر گرفته می‌شود. این روند بر اساس این واقعیت انتخاب شده است که شدیدترین نوسانات ولتاژ به‌هنگام قطع یا وصل بخش عظیمی از بار یا تولید اتفاق بیفتند. سایر فرضیات مشابه سناریوی اول در نظر گرفته می‌شود. فرض می‌شود که فرایند کنترلی در زمان $t=1$ S آغاز به کار می‌نماید و قبل از آن، مولدها تنها توان اکتیو تولید می‌کنند. در این سناریو دو حالت در نظر گرفته می‌شود. حالت اول که تنها از ترانسفورماتور تپ‌چنجری برای رفع تخطی ولتاژ استفاده می‌شود و حالت دوم که علاوه بر آن از توان راکتیو



شکل ۱۰: مقایسه تلفات، تپ، ولتاژ کمینه و بیشینه در سناریوی سوم با روش‌های متمرکز و توزیع شده (حالت دوم)

دائمی مصالحه‌ای بین حفظ پروفایل ولتاژ در محدوده مجاز و کاهش تلفات شبکه خواهد بود.

زمانی که سطح تولید توان اکتیو مولدها در $t=30$ S به ۱۰٪ ظرفیت نامی آن‌ها کاهش می‌یابد، پروفایل ولتاژ در حالت دوم بدون تغییر تپ، در محدوده مجاز باقی می‌ماند. افزون بر باقی ماندن پروفایل ولتاژ در سطح مجاز، صفرشدن تقریبی تلفات در این شرایط موجب می‌شود که توان راکتیو مولدها نسبت به لحظه قبل تقریباً بدون تغییر باشد.

در $t=40$ S، سطح بار به حداکثر مقدار نامی خود افزایش می‌یابد و پروفایل ولتاژ شبکه به شدت افت می‌کند به طوری که از حد مجاز پایینی تخطی می‌نماید. در این شرایط چنانچه تنها در حالت اول از ترانسفورماتور تپ‌چنجری به‌تنهایی استفاده شود این تجهیز قادر به بازگردانی پروفایل ولتاژ شبکه به محدوده مجاز نیست و به دلیل وقوع هم‌زمان اضافه‌ولتاژ و افت ولتاژ در دو نقطه مختلف از شبکه، موقعیت تپ حالت نوسانی به خود می‌گیرد. همچنین در صورت عدم مشارکت عامل‌های کنترلی مولدها، تلفات شبکه نیز به‌طور چشم‌گیری افزایش می‌یابد. در این شرایط با استفاده از حالت دوم عامل‌های کنترلی ابتدا توان راکتیو مولدها را در جهت رفع تخطی ولتاژ به کار می‌گیرند اما به دلیل برطرف‌نشدن این تخطی، عامل کنترلی ترانسفورماتور پست در سطح دوم با افزایش موقعیت تپ به اندازه دو پله، پروفایل ولتاژ شبکه را به محدوده مجاز باز می‌گرداند. در این صورت برخلاف حالت اول، مشکل نوسانی‌شدن موقعیت تپ نیز برطرف‌شده و با کم‌ترین تعداد ممکن تغییر تپ، پروفایل ولتاژ شبکه به شرایط مجاز سوق داده می‌شود.

با در نظر گرفتن روش متمرکز IPA به‌عنوان معیار، نتایج روش‌های متمرکز و توزیع شده در شکل ۱۰ ارائه شده است. باید توجه نمود که

کاهش توان راکتیو مولدها، مجدداً ولتاژ شبکه از حد پایینی تخطی می‌کند. با توجه به این که در روش توزیع‌شده عامل‌های کنترلی اطلاعی از تصمیم فعلی خود بر وضعیت بعدی شبکه ندارند نمی‌توان مانع نوسان تابع تخطی ولتاژ شد لذا عامل کنترلی ترانسفورماتور پست پس از یک ثانیه که معادل زمان اجرای ۱۰ تکرار است وارد عمل شده و در جهت رفع تخطی ولتاژ، موقعیت تپ را یک پله افزایش می‌دهد اما به‌رحال در مقایسه با حالت اول از این سناریو، موقعیت تپ به تعداد شش پله کمتر تغییر کرده که در نتیجه بیشینه پروفایل ولتاژ شبکه کمتر به حد بالایی مجاز نزدیک می‌شود.

در $t=10$ S، با افزایش توان اکتیو مولدهای پراکنده به حداکثر ظرفیت آن‌ها، ظرفیت آزاد توان راکتیو مولدها کاهش یافته و توان راکتیو آن‌ها به حد بالایی این ظرفیت آزاد محدود می‌شود. در این صورت اگرچه در حالت دوم سطح توان راکتیو تولیدی نسبت به قبل کاهش می‌یابد اما به دلیل افزایش تولید محلی توان اکتیو، پروفایل ولتاژ شبکه بدون تغییر تپ در محدوده مجاز باقی مانده و کمینه و بیشینه ولتاژ تغییر چندانی نکرده و همچنین تلفات شبکه کاهش می‌یابد.

زمانی که در $t=20$ S، توان مصرفی به ۱۰٪ مقدار نامی کاهش می‌یابد، بیشینه ولتاژ شبکه از حد مجاز بالایی تخطی می‌کند. در این حالت به دلیل بزرگ‌تر بودن شش برابری ضریب تابع تخطی ولتاژ نسبت به ضریب تابع تلفات، عامل‌های کنترلی با کاهش شدید توان راکتیو مولدهای پراکنده خود، بدون این که به مشارکت ترانسفورماتور تپ‌چنجری نیاز شود، این تخطی ولتاژ را برطرف می‌کنند؛ اما به دلیل تضاد توابع هدف در تخطی ولتاژ به‌صورت اضافه ولتاژ، تلفات شبکه به‌صورت گذرا افزایش می‌یابد. پس‌از آن، این عامل‌ها، توان راکتیو مولدهای پراکنده تحت کنترل خود را در جهت کاهش تلفات هدایت می‌کنند. بنابراین در نهایت در این شرایط از حالت دوم، پاسخ حالت

- کاهش زمان هم‌گرایی در مقایسه با روش متمرکز نقطه میانی
- پاسخ‌گویی راه‌کار هنگام وقوع تغییرات شدید و ناگهانی

سپاسگزاری

این مقاله از طرح پژوهشی با قرارداد شماره ۱۳۹۶/۰۰۲ منعقد شده با مرکز آموزش عالی فیروزآباد مستخرج شده است. بابت حمایت مالی این مرکز تشکر و قدردانی می‌شود.

مراجع

- [1] مجید نیری‌پور، سعید حسنونند، و حسین فلاح‌زاده ابرقوئی، «برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم به‌منظور تبدیل شبکه توزیع موجود به ریزشبکه»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۴۷، شماره ۲، صفحات ۷۷۴-۷۶۱-۱۳۹۶.
- [2] K. Khawaja, S. Khan, S.-J. Lee, Z. Haider, M. Kashif Rafique and C.-H. Kim, "A real-time optimal coordination scheme for the voltage regulation of a distribution network including an OLTC, capacitor banks, and multiple distributed energy resources," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 94, pp. 1-14, 2018.
- [3] A. Vaccaro, H. Qamar and H. Qamar, "Local, global and decentralized fuzzy-based computing paradigms for coordinated voltage control of grid-connected photovoltaic systems," *Soft Computing*, pp. 1-10, 2017.
- [4] M. Brenna, E. De Berardinis, L. Delli Carpini, F. Foadelli, P. Paulon, P. Petroni, G. Sapienza, G. Scrosati and D. Zaninelli, "Automatic distributed voltage control algorithm in smart grids applications," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 877-885, 2013.
- [5] D. Ranamuka, A. P. Agalgaonkar and K. M. Muttaqi, "Online voltage control in distribution systems with multiple voltage regulating devices," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 617-628, 2014.
- [6] A. Cagnano and E. D. Tuglie, "Centralized voltage control for distribution networks with embedded PV systems," *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 173-185, 2015.
- [7] V. Calderaro, G. Conio, V. Galdi, G. Massa and A. Piccolo, "Optimal decentralized voltage control for distribution systems with inverter-based distributed generators," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 230-241, 2014.
- [8] H. Fakhm, A. Ahmidi, F. Colas and X. Guillaud, "Multi-agent system for distributed voltage regulation of wind generators connected to distribution network," in *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Gothenburg, 2010.
- [9] M. Marzband, M. Ghadimi, A. Sumper and J. L. Domínguez-García, "Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode," *Applied Energy*, vol. 128, pp. 164-174, 2014.
- [10] K. E. Antoniadou-Plytaria, I. Kouveliotis - Lysikatos, P. Georgilakis and N. D. Hatziaargyriou, "Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2999-3008, 2017.
- [11] M. E. Elkhatib, R. E. Shatshat and M. M. A. Salama, "Decentralized reactive power control for advanced distribution automation systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1482-1490, 2012.
- [12] A. Cagnano and E. De Tuglie, "A decentralized voltage controller involving PV generators based on Lyapunov theory," *Renewable Energy*, vol. 86, pp. 664-674, 2016.
- [13] M. Bahramipناه, R. Cherkaoui and M. Paolone, "Decentralized voltage control of clustered active distribution network by means

تأخیر اجرای الگوریتم متمرکز برای روش متمرکز IPA در این دو شکل لحاظ نشده‌است. اگرچه در کاربردهای برخط، روش متمرکز به‌دلیل همین تأخیر زیاد قابل استفاده نیست اما در شبیه‌سازی می‌توان برای اعتبارسنجی راه‌کار پیشنهادی آن را لحاظ نکرد.

از مقایسه دو روش مشاهده می‌شود که پاسخ حالت دائمی تلفات در روش توزیع‌شده منطبق با روش معیار بوده و تفاوتی بین آن دو وجود ندارد. در $t=1$ S که فرایند کنترلی آغاز به کار می‌کند هر دو روش با افزایش یک پله‌ای موقعیت تپ پروفایل ولتاژ شبکه را در محدوده مجاز قرار می‌دهند و تا لحظه $t=40$ S، از وضعیت مشابهی برخوردارند. در بررسی موقعیت تپ در روش توزیع‌شده باید به این نکته توجه داشت که با وجود شروع فرایند کنترلی در $t=1$ S، تغییر موقعیت تپ نسبت به روش متمرکز دارای یک تأخیر یک ثانیه است. همان‌طور که قبلاً اشاره شد این تأخیر معادل مدت زمان ۱۰ تکرار است که به عامل‌های کنترلی مولد‌ها اجازه می‌دهد قبل از نیاز به تغییر تپ در صورت امکان پروفایل ولتاژ شبکه را به‌وسیله توان راکتیو مولد‌ها به‌تنهایی، در محدوده مجاز قرار دهند. علاوه‌براین در روش توزیع‌شده با تغییر شرایط در $t=40$ S، موقعیت تپ یک پله بیشتر افزایش یافت. دلیل این امر این است که برخلاف روش متمرکز که پس از اتمام تمامی تکرارها نتیجه به شبکه اعمال می‌شود در روش توزیع‌شده هم‌گرایی الگوریتم بخشی از فرایند کنترلی است که در حین انجام تکرارها صورت می‌گیرد و چنانچه الگوریتم نتواند در زمان مناسب ولتاژ شبکه را در محدوده مجاز قرار دهد با مداخله عامل کنترلی ترانسفورماتور تپ‌چنجری، تخطی ولتاژ موردنظر برطرف می‌گردد؛ اما در هر حال تعداد تپ افزوده‌شده در مقایسه با روش متمرکز قابل قبول است.

۹- نتیجه

این مقاله به ارائه راه‌کارهای برای کنترل ولتاژ شبکه‌های توزیع نامتعادل در حضور تعداد زیادی از این مولد‌ها پرداخت که برای تنظیم بهینه و هماهنگ نقاط کار مولد‌های پراکنده و ترانسفورماتور تپ‌چنجری پست در شبکه‌های هوشمند کاربردی است. در راه‌کار پیشنهادی از یک ساختار سلسله‌مراتبی دو سطحی استفاده شد که در سطح اول از مولد‌های پراکنده و در سطح دوم از ترانسفورماتور تپ‌چنجری پست برای کنترل بهینه پروفایل ولتاژ استفاده شد. در راه‌کار موردنظر که یک الگوریتم توزیع‌شده مبتنی بر روش زیرگردان است برای کنترل بهینه پروفایل ولتاژ، ابتدا مشتقات جزئی توابع هدف نسبت به توان راکتیو تزریقی مولد‌های پراکنده و تپ ترانسفورماتور پست برای شبکه‌های توزیع نامتعادل استخراج شد. سپس نحوه به‌روزرسانی متغیرهای کنترلی با استفاده از این مشتقات جزئی در هر یک از عامل‌های کنترلی به‌صورت توزیع‌شده تشریح شد. نتایج شبیه‌سازی بر روی شبکه تست ۱۲۳ باسه عبارت‌اند از:

- کاهش تعداد دفعات تغییر تپ

- [19] M. R. Kleinberg, K. Miu, N. Segal, H. Lehmann and T. R. Figura, "A partitioning method for distributed capacitor control of electric power distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, pp. 637-644, 2014.
- [20] T. Jen-Hao, "A direct approach for distribution system load flow solutions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 882-887, 2003.
- [21] A. Nedic and A. Ozdaglar, "Distributed subgradient methods for multi-agent optimization," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 54, no. 1, pp. 48-61, 2009.
- [22] Y. Yan, Y. Qian, S. Hamid and D. Tipper, "A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations requirements and challenges," *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 15, no. 1, pp. 5-20, 2013.
- [23] "Distribution test feeders," *Distribution Test Feeder Working Group*, 2010. [Online]. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.
- [24] S. A. Arefifar, Y. Abdel-Rady I. Mohamed and T. H. M. EL-Fouly, "Comprehensive operational planning framework for self-healing control actions in smart distribution grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4192-4200, 2013.
- [25] W. Zhang, W. Liu, X. Wang, L. Liu and F. Ferrese, "Distributed multiple agent system based online optimal reactive power control for smart grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2421-2431, 2014.
- of energy storage systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 370-382, 2016.
- [14] M. Nayeripour, H. Fallahzadeh-Abarghouei, E. Waffenschmidt and S. Hasanvand, "Coordinated online voltage management of distributed generation using network partitioning," *Electric Power Systems Research*, vol. 141, pp. 202-209, 2016.
- [15] H. Fallahzadeh-Abarghouei, M. Nayeripour, E. Waffenschmidt and S. Hasanvand, "A new decentralized voltage control method of smart grid via distributed generations," in *2016 International Energy and Sustainability Conference (IESC)*, Cologne, Germany, 2016.
- [۱۶] مجید نیری پور، حسین فلاحزاده ابرقوئی، و سعید حسنونند «مدیریت توزیع شده و سلسله‌مراتبی ولتاژ در شبکه هوشمند با مشارکت مولدهای پراکنده»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۷، شماره ۱، صفحات ۳۴۳-۳۲۹، ۱۳۹۶.
- [17] M. Marzband, N. Parhizi, M. Savaghebi and J. M. Guerrero, "Distributed Smart Decision-Making for a Multi-Microgrid System Based on a Hierarchical Interactive Architecture," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 2, pp. 637-648, 2016.
- [18] P. Sulc, S. Backhaus and M. Chertkov, "Optimal distributed control of reactive power via the alternating direction method of multipliers," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 4, pp. 968-977, 2014.

زیر نویس‌ها

⁸ Mesh topology

⁹ Measurement agent

¹⁰ Control agent

¹¹ Measurement and control agent

¹² Matlab

¹³ fmincon

¹ Passive

² On-Load Tap Changer

³ Multi-agent system

⁴ Rule-based

⁵ Local

⁶ Link

⁷ Kron's reduction