

Switchable Capacitor Bank Coordination and Dynamic Network Reconfiguration for Improving Operation of Distribution Network Integrated with Renewable Energy Resources

Ramin Borjali-Navesi¹, *PHD student*, Darioush Nazarpour-Akbari^{1,2}, *Professor*, Reza Ghanizadeh¹, *Assistant Professor*, Payam Alemi¹, *Assistant Professor*

¹Department of Electrical Engineering- Urmia Branch, Islamic Azad University, Urmia, Iran

²Department of Electrical and computer Engineering- Urmia Branch, Urmia University, Urmia, Iran
r.borjali.68@gmail.com, r.ghanizadeh@iaurmia.ac.ir, Payamalemi@gmail.com, d.nazarpour@urmia.ac.ir

Abstract

Wind turbines and photovoltaic arrays are the most prominent and widely used intermittent Distributed Generations (DGs). Due to the right-of-way, environmental, economic and other restrictions, the connection of this type of DGs to the preferred point of the distribution network is very difficult or in some cases impossible. Therefore, because of non-optimal locations, they may cause a voltage rise at the Points of Common Coupling (PCCs). In this paper, a coordinated design of Switchable Capacitor Banks (SCBs) with dynamic reconfiguration of the distribution network is proposed to avoid low and high voltage violations. For this purpose, distribution network reconfiguration is implemented to mitigate voltage rise at PCCs and Capacitor Banks (CBs) to solve the low voltage problem. A novel method is presented for determining the optimal size of CBs. The proposed Capacitor Sizing Method (CSM) effectively determines the optimal values of reactive power for the given nodes. The optimal locations of SCB are determined using particle swarm optimization algorithm. The 24-hour reactive power curve optimized by the proposed method plays a pivotal role in designing SCBs. The simulation results show that the implementation of the dynamic network reconfiguration and SCBs placement is required to maintain a standard voltage profile for better employment of DG embedded distribution networks.

Keywords: capacitor placement, distributed generations, dynamic reconfiguration, nonlinear load, switchable capacitors

Received: 13 November 2020

Revised: 17 March 2020

Accepted: 21 March 2021

Corresponding Author: Dr. Daryush Nazarpour

Citation: R. Borjali-Navesi, D. Nazarpour-Akbari, R. Ghanizadeh, P. Alemi, "Switchable capacitor bank coordination and dynamic network reconfiguration for improving operation of distribution network integrated with renewable energy resources", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 12, no. 48, pp. 25-40, March 2022 (in Persian).

20.1001.1.23223871.1400.12.48.2.2

مقاله پژوهشی

بهبود عملکرد شبکه توزیع با استراتژی هماهنگی بانک‌های خازنی قابل کلیدزنی و بازآرایی دینامیکی شبکه در حضور منابع تولید پراکنده

رامین برجعلی نوه‌سی^۱، دانشجوی دکتری، داریوش نظریور اکبری^{۱،۲}، استاد، رضا غنی زاده^۱، استادیار، پیام عالمی^۱، استادیار

۱- گروه برق - واحد ارومیه، دانشگاه آزاد اسلامی، ارومیه، ایران

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه ارومیه، ارومیه، ایران

r.borjali.68@gmail.com, r.ghanizadeh@iaurmia.ac.ir, Payamalemi@gmail.com, d.nazarpour@urmia.ac.ir

چکیده: پنل‌های خورشیدی (PVs) و توربین‌های بادی (WTs) از مهمترین و پرکاربردترین منابع تولید پراکنده (DG) هستند. محدودیت‌های مکان احداث و مسائل زیست محیطی و اقتصادی، اتصال DGها را به نقاط مورد نظر شبکه توزیع مشکل و در برخی موارد غیرممکن کرده است. از این رو نصب DGها در مکان‌های غیربهبوده، ممکن است باعث افزایش ولتاژ در نقاط اتصال مشترک (PCC) شود. در این مقاله، هماهنگی بانک‌های خازنی قابل کلیدزنی (SCB) و بازآرایی دینامیک شبکه بررسی شده و به منظور جلوگیری از تخطی حد بالا و پایین ولتاژ معرفی شده است. جهت دستیابی به مکان‌های بهبود یافته SCB از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) استفاده شده است. روش جدیدی در تعیین ظرفیت بهینه CBها (CSM) پیشنهاد شده که مقادیر بهینه توان راکتیو گره‌های مشخص شده توسط PSO را تعیین می‌کند. منحنی ۲۴ ساعته به دست آمده از توان راکتیو پیشنهادی، نقش محوری را در طراحی SCB ایفا می‌کند. نتایج شبیه‌سازی به دست آمده بیانگر قابلیت و سودمندی رویکرد پیشنهادی در بهبود عملکرد شبکه توزیع است.

کلمات کلیدی: بارهای متغیر با زمان، بازآرایی دینامیک شبکه، خازن‌گذاری، خازن‌های قابل کلیدزنی، منابع تولید پراکنده

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۹/۸/۱۸

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۳۹۹/۱۲/۲۶

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۱/۱

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر داریوش نظریور

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ارومیه - جاده سرو - دانشگاه ارومیه - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

۱- مقدمه

تمایل به استفاده گسترده از منابع انرژی تجدیدپذیر^۱، شبکه‌های توزیع قدیمی را به شبکه‌های مدرن و اکتیو تبدیل کرده است [۱]. مشارکت منابع تولیدات پراکنده و بانک‌های خازنی به دلیل رشد سریع بار و موانع ساخت پست‌های جدید ضروری به نظر می‌رسد [۲]. به‌کارگیری منابع تولید پراکنده^۲ (DG)، بهبود پروفیل ولتاژ، افزایش قابلیت اطمینان، کاهش تلفات توان [۳،۴]، کاهش انتشار آلاینده‌ها و تعویق سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌ها را به دنبال دارد [۵-۸].

انتخاب DG‌های متعلق به بهره‌بردار شرکت برق یا کنترل بهینه تولیدات، توسط اپراتورهای شبکه انجام می‌شود. در صورتی که تعیین مکان و اندازه DG‌های متعلق به مشتریان، خارج از دسترس بهره‌برداران شبکه است. علاوه بر این، DG‌ها از عوامل دیگری مانند هزینه مکان، محدودیت‌های جغرافیایی، سرعت باد و تابش خورشید تاثیر می‌پذیرند. از این‌رو، با توجه به مدیریت آرایش شبکه و تنظیم بانک‌های خازنی توسط بهره‌بردار شرکت برق، بازآرایی و تجزیه و تحلیل توان راکتیو شبکه از اهمیت زیادی برخوردار است.

توان خروجی DG در یک نقطه خاص، ممکن است پروفیل ولتاژ را از محدوده مجاز افزایش دهد. اگر شبکه توزیع نتواند توان تولیدی بیش از حد DG‌ها را اصلاح نماید، افزایش ولتاژ در نقاط اتصال مشترک^۳ (PCC) ها اتفاق می‌افتد و تلفات توان افزایش می‌یابد. یکی از تکنیک‌های شایع در بهبود عملکرد شبکه توزیع، بازآرایی شبکه در حضور منابع تولید پراکنده است. بازآرایی دینامیکی با تمرکز بر استفاده DG‌های موجود در مکان‌های غیر بهینه و مطابق با تغییرات میزان بار و تولید، تخطی ولتاژ را از محدوده مجاز اصلاح و تلفات توان را کاهش می‌دهد. با کاهش توان خروجی DG‌ها به دلایل کاهش سرعت باد، عدم تابش خورشید و یا تعمیرات و نگهداری، شبکه باید قادر به حفظ پروفیل ولتاژ استاندارد باشد. از این‌رو، به‌کارگیری بانک‌های خازنی (CB) به‌عنوان یک راه حل مقرون به صرفه جهت افزایش پروفیل ولتاژ ضروری است [۹].

در مراجع [۱۰] و [۱۱]، بازآرایی بهبود یافته و خازن‌گذاری باهدف کاهش تلفات ارائه شده است. روش بازآرایی پیشنهادی بر پایه تعویض شاخه در یک حلقه است که الگوریتم ژنتیک گسسته برای بهینه‌سازی مکان و اندازه خازن‌ها استفاده شده است. در مراجع [۱۲] و [۱۳]، الگوریتم جستجوی هارمونی با هدف حل مساله بازآرایی در حضور منابع تولید پراکنده و با هدف مینیمم‌سازی تلفات توان و بهبود پروفیل ولتاژ شبکه در سه سطح بار پیشنهاد شده است. نتایج به‌دست آمده با نتایج حاصل از الگوریتم ژنتیک و الگوریتم اصلاح شده ژنتیک مقایسه شده است.

در مرجع [۱۴]، بازآرایی و خازن‌گذاری با هدف کاهش تلفات توان و بهبود قابلیت اطمینان شبکه ارائه شده است. قیود عملیاتی با استفاده از یک روش فازی برآورده شده و با توجه به طبیعت گسسته مساله از الگوریتم جستجوی گرانشی باینری^۴ (GSA) برای حل مساله چند هدفه فازی استفاده شده است. روش آنالیز هارمونیکی سریع جهت اجرای پخش بار هارمونیکی در حضور خازن‌های موازی و بارهای غیرخطی ارائه شده است. در مرجع [۱۵]، الگوریتم ترکیبی اجتماع ذرات به منظور حل مساله بازآرایی شبکه توزیع در حضور منابع تولید پراکنده با هدف بهبود قابلیت اطمینان و کاهش تلفات توان ارائه شده است. الگوریتم ترکیبی بهبود یافته اجتماع ذرات و جهش قورباغه برای حل مساله بازآرایی و سوئیچینگ خازن‌ها در حضور منابع تولید پراکنده و واحدهای ذخیره انرژی ارائه شده است [۱۶]. در مرجع [۱۷] اضافه شدن مولدهای تولید پراکنده بادی و تاثیر تغییرات آن بر مساله بازآرایی با ارائه یک روش بازآرایی احتمالاتی بررسی شده است. همچنین عدم قطعیت بار و توان تولیدی نیروگاه‌های بادی با استفاده از روش تخمین نقطه‌ای در محاسبات پخش توان در نظر گرفته شده است. این مرجع از روش بهینه‌سازی هوشمند کوچ پرنده‌گان برای حل مساله جایابی استفاده کرده است. در مرجع [۱۸] الگوریتم کلونی مورچه‌ها به‌منظور حل مساله بازآرایی شبکه توزیع و سوئیچینگ بانک‌های خازنی در حضور منابع تولید پراکنده ارائه شده است.

با توجه به بررسی پژوهش‌های اخیر، بهره‌برداری بهینه از منابع انرژی تجدیدپذیر در مکان‌های تصادفی باید با مکان‌یابی و تعیین اندازه بهینه آن‌ها جایگزین شود. از این‌رو، در این مطالعه بازآرایی دینامیکی شبکه و جایابی خازنی قابل کلیدزنی^۵ (SCB)ها) مبتنی بر ترکیب PSO-CSM به‌منظور حل مساله تخطی ولتاژ با بارها و تولیدات متغیر ارائه شده است. در نتیجه، مساله اصلی به سه مساله فرعی کوچکتر به‌صورت زیر تقسیم شده است:

الف- بازآرایی دینامیکی شبکه به‌منظور حل مساله افزایش ولتاژ در PCC‌ها.

ب- جایابی SCBهای مبتنی بر روش بهینه‌سازی ازدحام ذرات^۶ (PSO) جهت افزایش پروفیل ولتاژ.
ج- تعیین مقدار بهینه توان راکتیو با استفاده از CSM پیشنهادی جهت کاهش تلفات توان.
حل مساله افزایش ولتاژ به دلیل تولید بیش از حد منابع تولید پراکنده در مکان‌های غیر بهینه، به روش بازآرایی انجام شده است. از این‌رو الگوریتم توزیع ولتاژ یکنواخت^۷ (UVDA) با هدف بازآرایی ۲۴ ساعته به شبکه توزیع ۳۳ باسه و ۶۹ باسه اعمال شده است [۱۹].

جایابی و تعیین ظرفیت SCBها به روش ترکیب PSO-CSM با هدف کاهش تلفات و تقویت ولتاژ گره انجام شده است. CSM پیشنهادی به منظور تعیین منحنی توان راکتیو ۲۴ ساعته و الگوریتم PSO به منظور یافتن مکان‌های بهینه SCB ارائه شده است. سناریوهای در بدترین حالت‌ها جهت مدل‌سازی عدم قطعیت بار و تولیدات DG و با هدف پوشش سناریوهای احتمالی در نظر گرفته شده است.

سهم اصلی این مطالعه به شرح زیر است:

- CSM پیشنهادی به منظور تعیین منحنی توان راکتیو دقیق و سریع.
- طراحی هماهنگی SCBها با بازآرایی دینامیکی شبکه به منظور کاهش تلفات و جلوگیری از تخطی محدوده ولتاژ.
- بهره‌برداری شبکه در بدترین سناریوها به منظور پوشش همه عدم قطعیت‌های احتمالی بار و تولیدات DG.
- رویکردی جدیدی در طراحی SCB با استفاده از منحنی توان راکتیو بهینه ساعتی (CSM).

۲- فرمول‌بندی مسئله

۲-۱- CSM پیشنهادی

میزان جبران توان راکتیو ارتباط زیادی به مکان خازن‌ها دارد. در این بخش نسخه اصلاح شده‌ای از تعیین میزان توان راکتیو بهینه گره شبکه معرفی شده است. تزریق توان راکتیو CB متصل به گره مشخص، تا مقداری که اندازه ولتاژ گره حاصل از پخش بار (پخش بار شبکه بدون در نظر گرفتن بخش‌های اکتیو بار) یک پروپونیت شود، افزایش می‌یابد [۲۰]. این روش نیاز به اجرای مکرر برنامه پخش بار اصلاح شده دارد که زمان محاسباتی را افزایش می‌دهد. به‌عنوان مثال، در یک شبکه توزیع ۳۳ باسه به منظور تعیین مقدار بهینه یک CB واقع در باس شماره ۶، ۸۰ مرتبه اجرای پخش بار لازم است. با الهام از مرجع [۱۸]، این مقاله روشی بسیار ساده اما مؤثر در تعیین اندازه بهینه CB ارائه می‌دهد که از طریق یک بار اجرای پخش بار شبکه حلقوی به‌دست می‌آید. مراحل روش پیشنهادی به شرح زیر است:

- حذف بخش‌های اکتیو بار (بارگذاری راکتیو).
- انتخاب مکان‌های تعیین شده نصب SCBها به‌عنوان گره‌های اسلک (تبدیل شبکه بارگذاری راکتیو شعاعی به شبکه حلقوی).
- اجرای برنامه پخش بار شبکه حلقوی RLN.
- مقدار توان راکتیو تزریقی گره‌های اسلک، همان مقدار توان راکتیو بهینه تزریقی SCBها است.
- با در نظر گرفتن گره کاندید به عنوان گره اسلک، حلقه‌ای بین گره اسلک اصلی و مراجع دیگر ایجاد می‌شود. بنابراین لازم است برنامه پخش بار مناسب شبکه‌های توزیع حلقوی مانند پخش بار نیوتن رافسون انجام شود [۲۱]. مطابق روش پیشنهادی، فقط یک مرتبه اجرای پخش بار جهت تعیین مقدار توان راکتیو بهینه تامین شده توسط CBها لازم است. در مقایسه با مرجع [۱۸]، روش پیشنهادی از پخش بار اضافی جلوگیری و حداقل زمان محاسباتی لازم را جهت به‌دست آوردن اندازه بهینه CB مصرف می‌کند.

۲-۲- تابع هدف

در این مطالعه تابع هدف اصلی کاهش تلفات شبکه با اولویت تثبیت ولتاژ در محدوده تعیین شده ۰/۹۵ پروپونیت و ۱/۰۵ پروپونیت برای کلیه سناریوهای بهره‌برداری است. مینیمم‌سازی تلفات شبکه توزیع می‌تواند به‌صورت رابطه (۱) بیان شود:

$$OB = \sum_{h=1}^{24} \left(\sum_{i=1}^{nl} Ri \times |I_i^h|^2 \right) + PF \quad (1)$$

که در آن R_i مقاومت و I_i^h جریان شاخه i شبکه در h امین ساعت است. ضریب جریمه (PF) با مقداری در حدود 10^6 به گره-هایی که از محدوده مجاز تخطی کرده‌اند اضافه و با استفاده از قیود زیر محاسبه می‌شود:

$$PF = \begin{cases} 10^6(0.95 - \text{MinV}), & \text{MinV} < 0.95 \\ 10^6(\text{MaxV} - 1.05), & \text{MaxV} > 1.05 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2)$$

که در آن MinV و MaxV ، به ترتیب مینیمم و ماکزیمم ولتاژ بدترین سناریوها هستند. PF به روشی تعریف می‌شود که ذرات PSO به سمت کاهش تخطی ولتاژ تشویق و در محدوده مجاز قرار گیرند.

۳-۲- قیود مساله

قیود مسئله محدوده ولتاژ، حداکثر توان اکتیو تولیدی مجموع منابع پراکنده و حداکثر توان راکتیو تولیدی مجموع خازن‌ها هستند که عبارتند از:

الف- محدوده ولتاژ

$$V_{\min} \leq |V_k| \leq V_{\max} \quad (3)$$

ب- حداکثر توان اکتیو تولیدی مجموع DGها

$$\sum_{k=1}^n Q_{GK} \leq \sum_{K=1}^n (Q_K + Q_{\text{loss},k}) \quad (4)$$

ج- حداکثر توان راکتیو تولیدی مجموع خازن‌ها

$$\sum_{k=1}^n P_{GK} \leq \sum_{K=1}^n (P_K + P_{\text{loss},k}) \quad (5)$$

۴-۲- عدم قطعیت بار و منابع تولید پراکنده

پیش‌بینی خطاهای شدید ممکن است به دلیل عدم قطعیت در توان‌های خروجی DGها باشد. بنابراین تنظیم ولتاژ بهینه به-منظور تحمل عدم قطعیت‌های شدید و حفظ دامنه ولتاژ در محدوده مشخص ضروری است [۲۲].

رویکردهای احتمالاتی و تصادفی مدل‌سازی عدم قطعیت در بار و تولید به داده‌های پیشین وابسته است. در مقابل، روش‌های بهینه‌سازی قدرتمند از حد بالا و پایین پارامترهای متغیر استفاده می‌کنند. چنین رویکردی از عدم قطعیت، برنامه‌ریزی بهینه-ای جهت حفظ بدترین سناریوها و عملکرد انعطاف‌پذیر شبکه ارائه می‌کند [۲۳]. موارد بهینه‌سازی عملکرد شبکه به‌منظور هماهنگی جایابی SCB با بازآرایی دینامیکی شبکه به شرح زیر است:

(۱) شرایط ولتاژ بالا: کاهش بارها تا ۹۰ درصد پروفیل نرمال و افزایش تولیدات توربین بادی^۸ (WT) و پنل خورشیدی^۹ (PV) به ۱۱۰ درصد مقدار نامی.

(۲) شرایط نرمال: بارها و تولیدات مطابق با پروفیل شرایط نرمال.

(۳) شرایط ولتاژ پایین: افزایش بارها تا ۱۱۰ درصد پروفیل نرمال و خروج WT و PV از مدار جهت تعمیرات و نگهداری. سناریوهای فوق با هدف جلوگیری از تخطی ولتاژ شبکه از محدوده بهره‌برداری ۰/۹۵ پریونیت و ۱/۰۵ پریونیت طراحی شده است.

۵-۲- الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO)

الگوریتم PSO در سال ۱۹۹۵ توسط ابرهارت و کندی ارائه و بعدها در هزاران مقاله علمی توسعه داده شد [۲۴،۲۵]. PSO یک الگوریتم مبتنی بر جمعیت است که از رفتار اجتماعی دسته پرندگان مدل شده است. در PSO هر راه حل (x_i) دارای حافظه

موقعیتی است که بهترین عملکرد را کسب کرده است. Lb_i بهترین محل و Gb^t بهترین عملکرد گروه (هوش جمعی) است که از این اطلاعات جهت به‌روزرسانی موقعیت خود با استفاده از معادلات (۶) و (۷) استفاده می‌کنند.

$$v_i^{t+1} = v_i^t + c_1 r_1 (Gb^t - x_i^t) + c_2 r_2 (Lb_i^t - x_i^t) \quad (۶)$$

$$x_i^{t+1} = x_i^t + v_i^{t+1} \quad (۷)$$

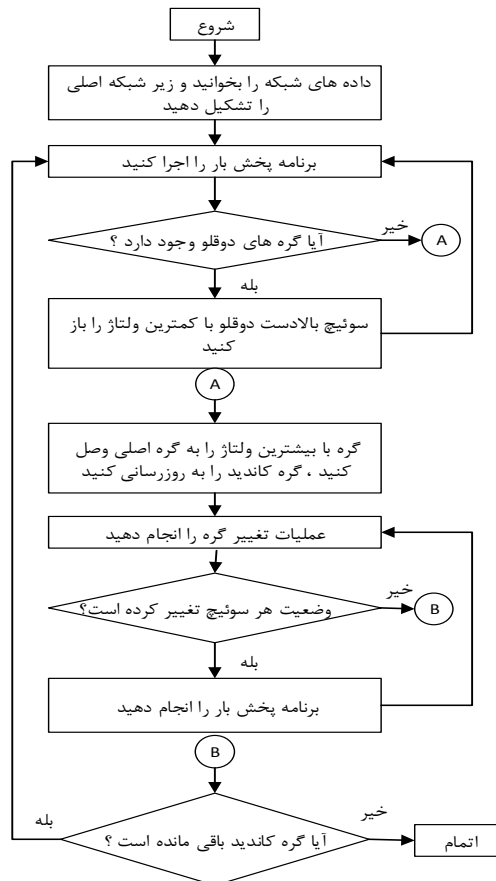
که در آن C_1 و C_2 ضرایب شتاب بین ۰ تا ۰.۴، r_1 و r_2 متغیرهای تصادفی بین ۰ و ۱، t شاخص تکرار و v_i^t سرعت حرکت ذره است.

۲-۶- مروری بر الگوریتم بازآرایی UVDA

UVDA الگوریتم بازآرایی فراابتکاری است که بر اساس توزیع یکنواخت ولتاژ در گره انتهایی شاخه‌ها کار می‌کند. از یک زیر-شبکه کوچک شروع و گره‌های منبع را شامل می‌شود. در فرآیند افزایش بار و افت ولتاژ حاصل از آن، پخش بار برای زیرشبکه (شبکه فرعی) انجام و گره‌های کاندید دارای بالاترین مقدار ولتاژ، به گروه گره‌های اصلی اضافه می‌شود. این فرآیند تا حضور دو گره یکسان (به نام گره‌های دوقلو)، ادامه و یکی از سوئیچ‌های باز مشخص می‌شود. بدیهی است که یکی از گره‌های دوقلو اضافی است. بنابراین، گره با ولتاژ پایین‌تر حذف و شاخه بالادست آن به ترتیب در لیست سوئیچ‌های باز ذخیره می‌شود. شکل (۱) فلوچارت الگوریتم بازآرایی UVDA را نشان می‌دهد.

۳- حل مساله بهینه‌سازی

به‌منظور حل دقیق مساله بهینه‌سازی لازم است فضای جستجو کاهش یابد. از این رو، هر یک از متغیرهای بهینه‌سازی توسط سه روش مختلف پیاده‌سازی شده است. روش‌های بهینه‌سازی پیشنهادی به‌منظور بازآرایی شبکه، جایابی و تعیین ظرفیت بهینه CBها به‌ترتیب الگوریتم UVDA، PSO و CSM هستند. با توجه به اهمیت شاخص پروفیل ولتاژ در عملکرد شبکه، این شاخص به دو مساله فرعی افزایش و کاهش ولتاژ تقسیم می‌شود. حل مساله افزایش ولتاژ با روش بازآرایی دینامیکی شبکه در حضور بارهای غیرخطی و منابع تولید پراکنده انجام می‌شود. الگوریتم UVDA با هدف مینیمم‌سازی تلفات توان و جلوگیری از تخطی ولتاژ PCCها، با فراهم کردن مسیرهای بهتری برای توان اکتیو تولید شده به شبکه اعمال می‌شود. به‌منظور حل مساله کاهش ولتاژ و تلفات اضافی، ترکیب PSO و CSM پیشنهادی ارائه شده است. CSM پیشنهادی منحنی بهینه توان راکتیو تزریقی ۲۴ ساعته SCBها را مطابق با بازآرایی و تغییرات بار و تولید تعیین می‌کند.



شکل (۱): فلوچارت الگوریتم UVDA
Figure (1): The flowchart of UVDA Algorithm

ظرفیت بهینه SCB ارتباط زیادی به مکان نصب و بازآرایی شبکه دارد. با علم به میزان تزریق توان راکتیو به گره‌های مشخص شده، الگوریتم PSO صرفاً به جایابی SCBها تمرکز دارد. به این ترتیب، بار محاسباتی سنگین به‌منظور تعیین مکان و اندازه SCBها تنها به جایابی SCBها کاهش می‌یابد. دستورالعمل الگوریتم پیشنهادی جهت کاهش تلفات توان و انعطاف‌پذیری شبکه در بدترین شرایط بهره‌برداری به شرح زیر است:

- ۱- اجرای برنامه بازآرایی بهینه ساعتی شبکه با بارها و تولیدات متغیر
- ۲- اجرای برنامه PSO
 - ۲-۱. مقداردهی پارامترهای اولیه PSO (اندازه جمعیت، حداکثر تعداد تکرار (MaxIt) و غیره).
 - ۲-۲. تعیین تعداد SCBها
 - ۲-۳. در صورتی که تعداد تکرار $(it) < MaxIt$
 - ۲-۳-۱. $it = it + 1$
 - ۲-۳-۲. اجرای CSM پیشنهادی مکان SCBها در برنامه ریزی بهره‌برداری روزانه شبکه
 - ۲-۳-۳. افزایش توان راکتیو تزریقی گره‌ها با استفاده از معادله (۸) در ساعت‌هایی که حداقل ولتاژ شبکه کمتر از مقدار مجاز است.

$$Q_{\text{modified}}^h = Q_{\text{optimal}}^h \times k \times (0.95 - \min(v^h)) \quad (۸)$$

۲-۳-۴. بررسی میزان انحراف ولتاژ در بدترین سناریوها.

۲-۳-۵. محاسبه ضریب جریمه [معادله (۲)] در صورت تخطی ولتاژ گره

۲-۳-۶. محاسبه تلفات توان ساعتی (پس از جبران‌سازی توان راکتیو اصلاح شده).

۲-۳-۷. محاسبه OB با توجه به معادله (۱).

۲-۳-۸. به روز رسانی پارامترهای بهینه جمعیت محلی و سراسری.

۲-۳-۹. محاسبه سرعت.

۲-۳-۱۰. حرکت ذرات بر اساس معادلات (۶) و (۷).

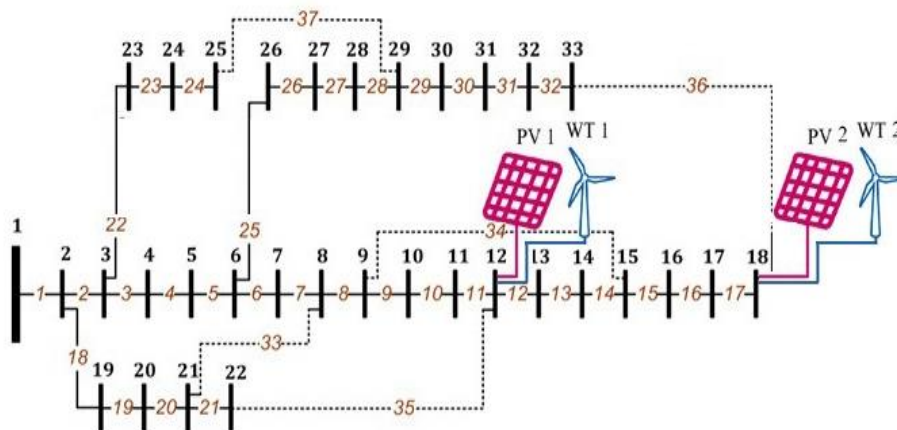
۲-۳-۱۱. محاسبه محدوده پارامترها.

۲-۳-۱۲. اگر $it < MaxIt$ ، رفتن به ۲-۳-۱.

۲-۳-۱۳. در غیر اینصورت، چاپ بهترین نتایج.

۳- نتایج شبیه‌سازی

بازآرایی دینامیکی و جایابی SCB با هدف بهبود عملکرد شبکه توزیع ۳۳ باسه شکل (۲) انجام شده است. مطابق شکل، کلیدهای ۳۳ تا ۳۷ باز و شبکه دارای بار کل ۳/۷۲ مگاوات و ۲/۳ مگاوار است [۲۶].



شکل (۲): شبکه توزیع ۳۳ باسه

Figure (2): 33-bus distribution network

توانایی CSM پیشنهادی در یافتن مقدار بهینه خازن نصب شده در گره شبکه ۳۳ باسه ارزیابی و نتایج حاصل از مقایسه بین روش پیشنهادی و مرجع [۱۸] در جدول (۱) نشان داده شده است. سناریوی مشابهی نیز برای شبکه ۶۹ باسه در جدول (۲) ارائه شده است. با توجه به انتخاب مکان CBها همانند مرجع [۱۸]، تلفات توان به دست آمده تنها به مقدار CBها بستگی دارد. به این منظور سناریوهایی با یک CB، دو CB و سه CB مورد بررسی قرار گرفته است. واضح است که میزان کاهش تلفات توان سناریوهای اول و سوم توسط CSM پیشنهادی نسبتاً بهتر و عملکرد سناریوی دوم در هر دو روش تقریباً یکسان است. ظرفیت کل توان راکتیو مورد نیاز در CSM پیشنهادی کمی بیشتر از روش مرجع [۱۸] است.

Table (1): Reactive power allocation results for the 33-bus network

جدول (۱): نتایج تخصیص توان راکتیو برای شبکه ۳۳ باسه

واحد خازنی	روش	جزئیات			ظرفیت کل (کیلووار)	تلفات توان (کیلووات)	
شبکه اصلی	---	---			۰	۲۱۱	
۱ واحد CB	مکان	[۱۸]	۳۰	---	---	---	
	ظرفیت (kvar)	[۱۸]	۱۱۹۰	---	---	۱۱۹۰	۱۵۱/۵۴
		CSM	۱۲۷۳	---	---	۱۲۷۳	۱۵۱/۳۹
۲ واحد CB	مکان	[۱۸]	۱۳	۳۰	---	---	
	ظرفیت (kvar)	[۱۸]	۴۰.۵	۱۰.۵۲	---	۱۴۵۷	۱۴۱/۹۷
		CSM	۳۹۳	۱۰.۸۰	---	۱۴۷۳	۱۴۱/۹۴
۳ واحد CB	مکان	[۱۸]	۱۳	۲۵	۳۰	---	
	ظرفیت (kvar)	[۱۸]	۳۸۳	۳۸۶	۱۰۰۰	۱۷۶۹	۱۳۸/۶۵
		CSM	۳۶۹	۴۲۸	۱۰۳۱	۱۸۲۸	۱۳۸/۵۵

Table (2): Reactive power allocation results for the 69-bus test network

جدول (۲): نتایج تخصیص توان راکتیو برای شبکه ۶۹ باسه

واحد خازنی	روش	جزئیات			ظرفیت کل (کیلووار)	تلفات توان (کیلووات)	
شبکه اصلی	---	---			۰	۲۱۱	
۱ واحد CB	مکان	[۱۸]	۶۱	---	---	---	
	ظرفیت (kvar)	[۱۸]	۱۳۱۰	---	---	۱۳۱۰	۱۵۲
		CSM	۱۲۸۵	---	---	۱۲۸۵	۱۵۲
۲ واحد CB	مکان	[۱۸]	۶۱	۱۷	---	---	
	ظرفیت (kvar)	[۱۸]	۱۲۲۴	۳۵۶	---	۱۵۸۰	۱۴۷
		CSM	۱۲۳۳	۳۴۵	---	۱۵۷۸	۱۴۷
۳ واحد CB	مکان	[۱۸]	۶۱	۲۱	۱۲	---	
	ظرفیت (kvar)	[۱۸]	۱۲۱۰	۲۲۶	۳۲۰	۱۷۵۶	۱۴۵
		CSM	۱۲۰۴	۲۰۷	۳۲۴	۱۷۳۵	۱۴۵

به منظور بهره‌برداری واقعی شبکه توزیع، لازم است تغییرات بارها و تولیدات در نظر گرفته شود. توان خروجی WT و PV به همراه میزان بار ۲۴ ساعته پیش‌بینی شده در جدول (۳) نشان داده شده است. به دلیل برخی محدودیت‌های جغرافیایی و فنی به جز مکان‌های غیر بهینه ۱۲ و ۱۸ هیچ مکان دیگری برای اتصال WT و PT وجود ندارد. میزان توان خروجی WT و PV به ترتیب ۱/۵ و ۱ مگاوات در نظر گرفته شده است.

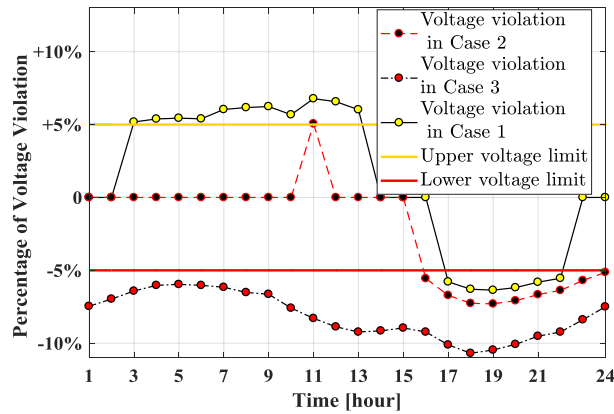
شکل (۳) تخطی ولتاژ شبکه توزیع ۳۳ باسه را در طول بهره‌برداری ۲۴ ساعته نشان می‌دهد. مطابق شکل، در شرایط بهره‌برداری ۱ و ۲ تخطی ولتاژ از محدوده مجاز رخ می‌دهد.

از طرفی دیگر، در شرایط بهره‌برداری ۳، مشکل کاهش ولتاژ وجود دارد. بدیهی است که تأمین برق با ولتاژ غیر استاندارد موجود، برای مشتریان امکان‌پذیر نیست. راه‌حل پیشنهادی به منظور حل مشکل افزایش ولتاژ، بازآرایی دینامیکی شبکه است. الگوریتم UVDA به منظور بازآرایی بهینه شبکه ای با بارها و تولیدات متغیر به سیستم اعمال می‌شود. با توجه به معادله (۹)، به منظور ارتقاء سیستم به یک شبکه پویا با قابلیت بازآرایی دینامیکی، باید سوئیچ‌های ۱۵ و ۱۳ به فناوری کنترل از راه دور مجهز شوند.

Table (3): Typical 24-hour time period forecasted output power levels of wt, pv array and demands

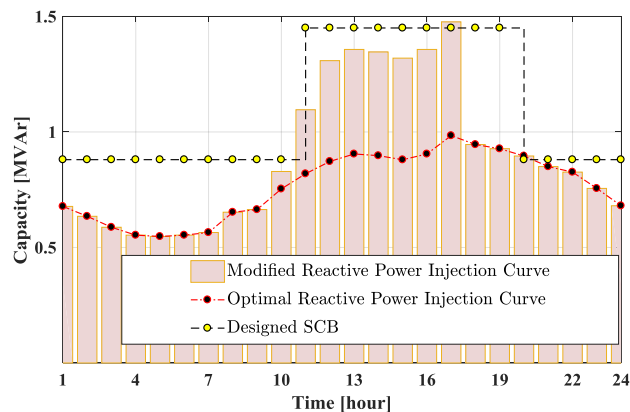
جدول (۳): پیش‌بینی دوره زمانی ۲۴ ساعته توان WT و PT و تقاضای بار

ساعت	تقاضا	WT	PV	ساعت	تقاضا	WT	PV
۱۱	۰/۷۱۹	۰/۸۱۵	۰	۱۳	۰/۸۷۵	۰/۹۴۵	۰/۵۱۶
۲	۰/۶۷۴	۰/۸۸	۰	۱۴	۰/۸۶۸	۰/۷۷۶	۰/۴۷۵
۳	۰/۶۲۴	۰/۸۸۶	۰	۱۵	۰/۸۵۱	۰/۶۷۳	۰/۴۱۸
۴	۰/۵۸۸	۰/۸۸	۰	۱۶	۰/۸۷۵	۰/۵۹۱	۰/۲۵۴
۵	۰/۵۸۲	۰/۸۸۱	۰	۱۷	۰/۹۵۱	۰/۴۸۷	۰/۰۵
۶	۰/۵۸۸	۰/۸۸۱	۰	۱۸	۱	۰/۴۶۶	۰
۷	۰/۶	۰/۹۵۳	۰	۱۹	۰/۹۸۱	۰/۳۷۳	۰
۸	۰/۶۳۳	۰/۹۸۷	۰/۰۰۸	۲۰	۰/۹۴۸	۰/۳۳۹	۰
۹	۰/۶۴۴	۰/۹۸۵	۰/۰۵	۲۱	۰/۹	۰/۳۳۹	۰
۱۰	۰/۷۳	۰/۹۶۲	۰/۱۲۵	۲۲	۰/۸۷۵	۰/۳۷۲	۰
۱۱	۰/۷۹۳	۱	۰/۴۱۸	۲۳	۰/۸۰۱	۰/۳۹۳	۰
۱۲	۰/۸۴۴	۰/۹۷۹	۰/۵۱۱	۲۴	۰/۷۲۲	۰/۳۳۹	۰



شکل (۳): تخطی ولتاژ شبکه ۳۳ باسه در موارد ۱، ۲ و ۳

Figure (3): Voltage violation of 33-bus distribution network in cases 1-3.



شکل (۴): مقادیر ساعتی تزریق توان راکتیو برای منحنی بهینه، منحنی اصلاح شده و روش‌های SCB

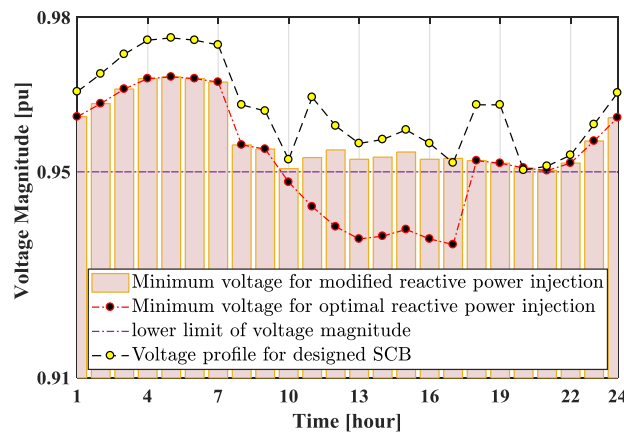
Figure (4): Hourly values of reactive power injection for the optimal curve, modified curve and SCB methods

$$\text{Open Branches} = \begin{cases} [7 \ 9 \ 13 \ 34 \ 37] & 17 \geq t \geq 8 \\ [7 \ 9 \ 15 \ 34 \ 37] & \text{else} \end{cases} \quad (9)$$

به منظور بهره برداری مقرون به صرفه و عملیاتی، از سوئیچینگ اضافی جلوگیری می شود. جهت دستیابی به حداقل اقدامات سوئیچینگ، شاخص های بهره برداری مانند تخطی ولتاژ و تلفات توان وضعیت جدید و موجود در دو ساعت متوالی مقایسه و در صورت برتری ناچیز، وضعیت موجود حفظ می شود.

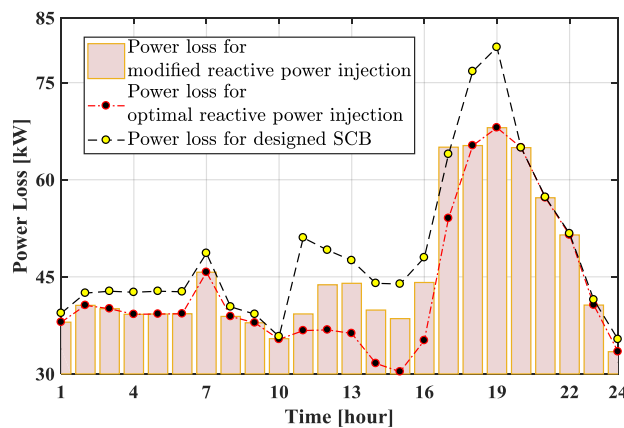
شکل (۴)، تزریق توان راکتیو ساعتی به گره شماره ۳۳ را بر اساس سه ابزار تزریق توان راکتیو بهینه (ORP) به دست آمده از CSM پیشنهادی، تزریق توان راکتیو اصلاح شده (MRP) و تزریق توان راکتیو با استفاده از SCB نشان می دهد. با توجه به شکل (۵)، کمترین تلفات انرژی با تزریق ORP به دست می آید. اما لزوماً ولتاژ گره را از حداقل محدوده مجاز بالا نمی برد. بنابراین، به منظور افزایش ولتاژ تا حداقل حد مجاز، یک تغییر در منحنی توان راکتیو بهینه (ORP) اعمال می شود.

در هر ساعتی که ولتاژ شبکه از حد پایین تخطی کند، مقدار توان راکتیو بهینه بر اساس معادله (۸) افزایش می یابد. اختلاف منحنی MRP با منحنی ORP شکل (۴)، نقاط قرارگیری منحنی ORP در زیر محدوده حداقل ولتاژ شبکه است که در شکل (۶) نشان داده شده است.



شکل (۵): مقادیر ساعتی حداقل ولتاژ شبکه

Figure (5): Hourly values of a minimum voltage of the network

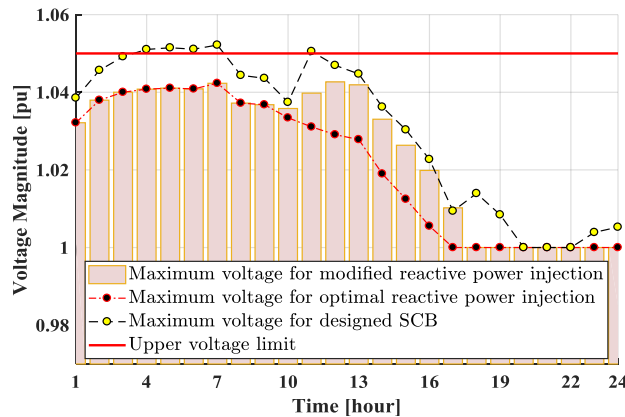


شکل (۶): مقادیر ساعتی تلفات توان شبکه

Figure (6): Hourly values of network power loss

با تغییر در منحنی توان راکتیو بهینه (ORP)، تلفات در منحنی توان راکتیو اصلاح شده (MRP) افزایش می یابد. اگرچه تغییر توان راکتیو در نزدیکی نقطه بهینه، باعث افزایش جزئی تلفات توان می شود، با این حال بهبود پروفیل ولتاژ از اهمیت و اولویت زیادی برخوردار است. شکل (۶) تلفات توان متناظر با سه روش تغذیه توان راکتیو را نشان می دهد. مطابق شکل، ORP به دست

آمده توسط CSM پیشنهادی منجر به کمترین میزان تلفات انرژی در تمام ساعات بهره‌برداری می‌شود. با این وجود، روش‌های دیگر نیز تلفات توان را تقریباً بسیار نزدیک به روش ORP کاهش می‌دهند. شکل (۷) محدوده حداکثری ولتاژ شبکه را تحت شرایط بهره‌برداری مورد ۱ نشان می‌دهد. بدیهی است که منحنی‌های ORP و MRP بسیار پایین‌تر از محدوده ولتاژ بالا هستند. با این حال، CSM طراحی شده کمی از حد ولتاژ بالا تخطی می‌کند. بنابراین زمانی که شبکه تحت شرایط مورد ۱ بهره‌برداری می‌شود، این سطح SCB طراحی شده منجر به مشکل تخطی ولتاژ بالا می‌شود.

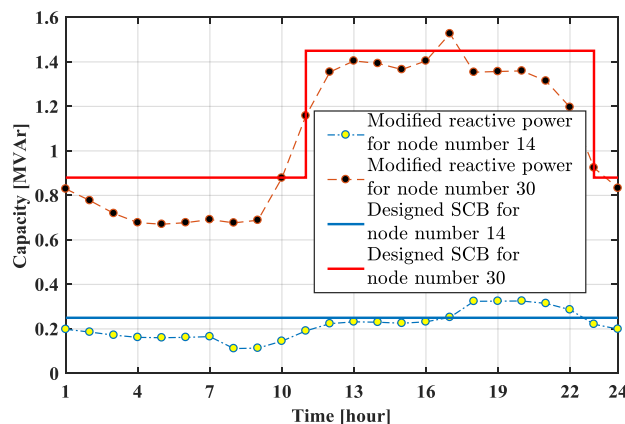


شکل (۷): مقادیر ساعتی حداکثر ولتاژ شبکه

Figure (7): Hourly values of the maximum voltage of the network

بنابراین، افزایش سطح SCB به منظور جلوگیری از تخطی جزئی محدوده ولتاژ پایین و تقریب منحنی MRP با دقت بیشتر منطقی به نظر می‌رسد که این امر می‌تواند اقدامات سوپیچینگ را دو برابر و هزینه‌های ثانویه را افزایش دهد. شکل (۸) منحنی‌های MRP و سطوح تخمینی SCB و بانک خازن ثابت (FCB) را نشان می‌دهد. منحنی MRP ۱۴ تقریباً ثابت است و با یک FCB با ظرفیت ۲۵۰ کیلووار مدل شده است. همچنین مطابق منحنی MRP باس شماره ۳۰، SCB دو سطحی با شرط عدم تخطی ولتاژ از حد پایین طراحی شده است. شکل (۹) حد بالا و پایین ولتاژ شبکه را تحت شرایط بهره‌برداری ۱ و ۳ نشان می‌دهد. با توجه به شکل، سیستم مجهز به RCS، FCB و SCB می‌تواند حتی در بدترین شرایط، ولتاژ را در سطح مطلوب حفظ کند.

جدول (۴) خلاصه‌ای از نتایج بهره‌برداری بهینه شبکه توزیع ۳۳ باس را نشان می‌دهد. کل تلفات شبکه اصلی یک روز عادی ۲۷۵۳ کیلووات ساعت است. همان‌طور که قبلاً اشاره شد، مشکل تخطی ولتاژ بالا و پایین برای شبکه اصلی وجود دارد. در سناریوی ۱، صرفاً روش بازآرایی دینامیکی پیشنهاد شده در معادله (۹) به سیستم اعمال شد. مشکل تخطی ولتاژ بالا حل شده و تلفات توان ۳۵ درصد کاهش می‌یابد.



شکل (۸): مقادیر ساعتی منحنی‌های SCB و MRP و بانک خازن ثابت

Figure (8): Hourly values of MRP curves, SCB and fixed capacitor bank

Table (4): Simulation results for dynamic reconfiguration and SCB/FCB placement in a 33-bus distribution network with varying loads and generations

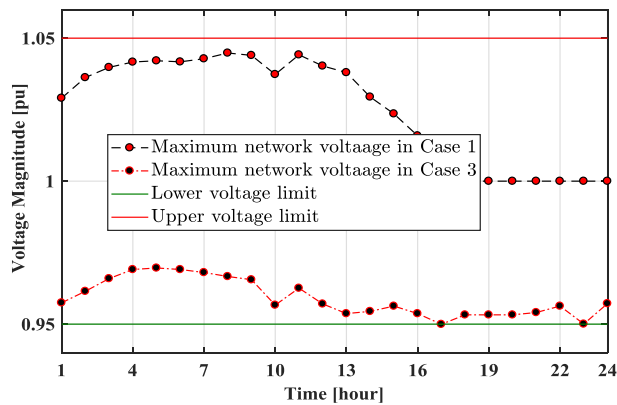
جدول (۴): نتایج شبیه سازی پیکربندی مجدد دینامیکی و جایابی SCB/FCB در یک شبکه توزیع ۳۳ باسه با بارها و تولیدات متغیر

سناریو	توان راکتیو تزریقی	مکان پیشنهادی PSO	حداکثر ولتاژ (۱)	حداقل ولتاژ (۳)	تلفات کل روزانه (۲)	کاهش تلفات (%)
شبکه اصلی	---	--	۱/۰۶۲	۰/۹۱	۲۷۵۳	۰/۱۰
سناریوی ۱	---	--	۱/۰۲۴	۰/۸۹	۱۶۷۴	۳۹/۲
سناریوی ۲	منحنی بهینه	۳۳	۱/۰۴۲	۰/۹۳۵۹	۱۰۳۶	۶۲/۴
	منحنی اصلاح شده	۳۳	۱/۰۴۳	۰/۹۵۰۳	۱۰۹۰	۶۰/۴
سناریوی ۳	SCB	۷۵۰ - ۱۶۲۰ kvar	۳۳	۱/۰۵۳	۱۱۷۲	۵۷/۴
	منحنی بهینه	۱۴ - ۳۰	۱/۰۳۹	۰/۹۳۵۲	۹۱۸	۶۶/۱۷
	منحنی اصلاح شده	۱۴ - ۳۰	۱/۰۳۹	۰/۹۵۰۶	۹۹۱	۶۴/۱
سناریوی ۴	SCB & CB	۲۵۰ kvar	۱۴	۱/۰۴۴	۱۰۴۳	۶۲/۱
		۸۸۰ - ۱۴۵۰ kvar	۳۰			
	منحنی بهینه	۱۴ - ۲۴ - ۳۰	۱/۰۳۸	۰/۹۳۴۶	۸۶۹	۶۸/۴
	منحنی اصلاح شده	۱۴ - ۲۴ - ۳۰	۱/۰۳۸	۰/۹۵۰۶	۹۴۶	۶۵/۱۶
سناریوی ۴	۲ SCB & CB	۲۵۰ kvar	۱۴			
		۳۰۰ - ۵۰۰ kvar	۲۴	۱/۰۴۴	۱۰۰۱	۶۳/۱۶
		۶۰۰ - ۱۴۵۰ kvar	۳۰			

Table (5): Simulation results for dynamic reconfiguration and SCB/FCB placement in a 69-bus distribution network with varying loads and generations

جدول (۵): نتایج شبیه سازی پیکربندی مجدد دینامیکی و جایابی SCB/FCB در یک شبکه توزیع ۶۹ باسه با بارها و تولیدات متغیر

سناریو	توان راکتیو تزریقی	مکان پیشنهادی PSO	حداکثر ولتاژ (۱)	حداقل ولتاژ (۳)	تلفات کل روزانه (۲)	کاهش تلفات (%)
شبکه اصلی	---	--	۱/۰۸۷۵	۰/۹۰۹۲	۴۹۵۰	۰/۱۰
سناریوی ۱	---	--	۱/۰۴۹۱	۰/۹۴۹۵	۳۱۹۹	۳۵/۴
سناریوی ۲	منحنی بهینه	۶۱	۱/۰۴۹۱	۰/۹۶۳۴	۲۸۳۴	۴۲/۱۷
	منحنی اصلاح شده	۶۱	۱/۰۴۹۱	۰/۹۶۳۴	۲۸۳۴	۴۲/۱۷
سناریوی ۳	SCB	۶۸۰ - ۹۵۰ kvar	۶۱	۱/۰۴۹۱	۲۸۳۴	۴۲/۱۶
	منحنی بهینه	۶۱ - ۶۵	۱/۰۴۹۱	۰/۹۶۵۶	۲۷۲۵	۴۴/۱۹
	منحنی اصلاح شده	۶۱ - ۶۵	۱/۰۴۹۱	۰/۹۶۵۶	۲۷۲۵	۴۴/۱۹
سناریوی ۳	SCB & CB	۳۴۰ kvar	۶۵	۱/۰۴۹۱	۲۷۳۷	۴۴/۱۷
		۶۷۰ - ۹۵۰ kvar	۶۱			
سناریوی ۴	منحنی بهینه	۶۱ - ۶۴ - ۶۶	۱/۰۴۹۱	۰/۹۶۵۶	۲۷۰۲	۴۵/۴
	منحنی اصلاح شده	۶۱ - ۶۴ - ۶۶	۱/۰۴۹۱	۰/۹۶۵۶	۲۷۰۲	۴۵/۴
	SCB & ۲CB	۳۰۰ kvar	۶۶			
		۲۶۰ kvar	۶۴	۱/۰۴۹۱	۰/۹۶۱	۲۷۱۶
	۶۷۰ - ۹۵۰ kvar	۶۱				



شکل (۹): مینیمم و ماکزیمم ولتاژ در بدترین موارد الف و ج

Figure (9): Voltage violation of 69-bus distribution network in cases 1-3

با این وجود، حد پایین ولتاژ گره در مقایسه با شبکه اصلی بدتر شده است. در سناریوی ۲، به منظور تزریق توان راکتیو، باس شماره ۳۳ توسط PSO انتخاب شده است. منحنی ORP به دست آمده توسط CSM منجر به حداقل تلفات توان برای این سناریو می‌شود. با این حال، حداقل ولتاژ بهره‌برداری مورد ۳ زیر محدوده مجاز است.

منحنی MRP محدوده‌های ولتاژ بهره‌برداری را برآورده و باعث کاهش تلفات انرژی تا ۴۲/۶ درصد می‌شود. با این حال، به منظور تأمین توان راکتیو مطلوب مطابق با منحنی MRP، نیاز به دستگاه‌های الکترونیک قدرت پیشرفته مانند STATCOM است. راه حل جایگزین، استفاده از SCB است. در این حالت، حداکثر ولتاژ شبکه ۱/۰۵۳ پریونیت (کمی بیشتر از حد مجاز)، حداقل ولتاژ شبکه ۰/۹۵ پریونیت و کاهش تلفات انرژی ۵۷/۴ درصد است. به دلیل تخطی ولتاژ سناریوی سوم از محدوده مجاز پایین، منحنی‌های ORP به دست آمده قابل قبول نیستند.

منحنی‌های MRP محدودیت‌های ولتاژ را برآورده می‌کنند اما به دستگاه‌های الکترونیک قدرت جدید نیاز است. راه حل عملی مقرون به صرفه، پیاده‌سازی ترکیبی از FCB و SCB است [شکل (۸)].

اگرچه توان راکتیو تأمین شده توسط SCB و FCB با MRP متفاوت است، با این وجود قیود بهره‌برداری را برآورده و تلفات انرژی را تا ۶۲ درصد کاهش می‌دهد. کاهش تلفات انرژی از ۲۷۵۳ کیلووات ساعت به ۱۰۴۳ کیلووات ساعت به معنای صرفه‌جویی ۱۷۱۰ کیلووات ساعت در انرژی روزانه است که یک مقدار قابل توجهی است. همچنین خلاصه نتایج بهره‌برداری بهینه شبکه توزیع ۶۹ باسه در جدول (۵) نشان داده شده است.

کل تلفات انرژی شبکه اصلی برای یک روز عادی ۴۹۵۰ کیلووات ساعت است. سیستم استاندارد ۶۹ باسه با افزودن PV و WT در باس‌های ۱۸ و ۶۳ اصلاح شده است. مقادیر توان خروجی WT و PV به ترتیب ۳ و ۲ مگاوات است.

۴- نتیجه‌گیری

در این مطالعه بهره‌برداری بهینه شبکه‌ای با بارها و تولیدات متغیر پیشنهاد شده است. طراحی هماهنگی بانک‌های خازنی قابل کلیدزنی (SCB) با بازآرایی شبکه با هدف غلبه بر مشکل تخطی ولتاژ مورد ارزیابی قرار گرفته است. یک روش ساده برای تعیین ظرفیت بهینه خازن (CSM) ارائه شد. روش تعیین ظرفیت خازن پیشنهادی (CSM) در یافتن مقدار توان راکتیو گره مشخص، فوق‌العاده سریع و دقیق است.

با استفاده از CSM پیشنهادی، منحنی توان راکتیو بهینه (ORP) گره مشخص شده به دست آمد. افزایش تعداد خازن‌ها تاثیری در زمان محاسبه CSM ندارد چرا که برای تعیین اندازه CBها فقط یک مرتبه اجزا پخش بار نیاز است. در این کار ما ترکیبی از CSM و PSO را برای استخراج یک منحنی، پیشنهاد دادیم که مطلوب‌ترین شکل تزریق توان راکتیو به شبکه است. و منجر به حداقل تلفات توان و تثبیت ولتاژ در محدوده مجاز می‌شود. این منحنی به عنوان یک راهنما برای تصمیم‌گیری در انتخاب منبع تزریق توان راکتیو به عنوان مثال (CB/SCB) کار می‌کند. منحنی توان راکتیو اصلاح شده (MRP) با هدف

اولویت بهبود پروفیل ولتاژ بر کاهش تلفات توان ارائه شد. بنابراین از منحنی MRP به‌منظور طراحی سطوح مطلوبی از بانک‌های خازنی قابل کلیدزنی / ثابت (SCB) استفاده شده است. این منحنی‌ها کاملاً با بارها، تولیدات و بازاریابی شبکه هماهنگ هستند.

روش پیشنهادی بر روی شبکه‌ای با بارها و تولیدات متغیر در باس‌های غیر بهینه ۱۲ و ۱۸ اعمال شد. نشان داده شد که بهره‌برداری دینامیکی شبکه توزیع ۳۳ باسه بر اساس بازاریابی پیشنهاد شده به تنهایی ۳۹ درصد از تلفات انرژی را ذخیره و مشکل افزایش ولتاژ را بهبود می‌بخشد. همچنین با استفاده از SCB و FCB طراحی شده، تلفات انرژی شبکه از ۲۷۵۳ کیلووات ساعت به ۱۰۴۳ کیلووات ساعت کاهش و پروفیل ولتاژ غیر استاندارد سیستم نیز بهبود یافته و در محدوده مقرر حفظ می‌شود. شبکه طراحی شده نسبت به بدترین حالات عدم قطعیت بار و تولید منعطف است.

ضمایم

معرفی پارامترها

جریان شاخه i ام در ساعت h ام	I_i^h	توربین بادی	WT
حداقل ولتاژ مجاز	MinV	پنل خورشیدی	PV
حداکثر ولتاژ مجاز	MaxV	منابع تولید پراکنده	DG
الگوریتم بازاریابی توزیع یکنواخت ولتاژ	UVDA	نقطه اتصال مشترک	PCC
حداکثر تکرار الگوریتم PSO	MaxIt	بانک خازنی	CB
شاخص تکرار الگوریتم PSO	It	بانک خازنی قابل کلیدزنی	SCB
ظرفیت بهینه CB	$Q^{h_{optimal}}$	روش تعیین ظرفیت خازن	CSM
ظرفیت اصلاح شده CB	$Q^{h_{modified}}$	الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات	PSO
ضریب دلخواه بزرگتر از یک	K	بارگذاری راکتیو شبکه (حذف بخش اکتیو بار در اجرای پخش بار)	RLN
i امین ذره از جمعیت PSO	x_i	فیدر مجازی شبکه	VSN
بهترین موقعیت ذره i ام	Lb_i		
بهترین موقعیت ذره i ام در بین کل ذره‌ها	Gb	تابع هدف (الگوریتم PSO)	OB
ضرایب شتاب	C_1, C_2	ضریب جریمه	PF
متغیرهای تصادفی بین صفر و یک	r_1, r_2	تعداد خطوط/شاخه‌ها	NI
توان راکتیو بهینه	ORP	مقاومت شاخه i ام	R_i

References

مراجع

- [1] A. Azizivahed, S. Ghavidel, M.J. Ghadi, L. Li, J. Zhang, "New energy management approach in distribution systems considering energy storages", Proceeding of the IEEE/ICEMS, pp. 1-6, Sydney, NSW, Aug. 2017 (doi: 10.1109/ICEMS.2017.8056133).
- [2] A.R. Jordehi, "Optimisation of electric distribution systems: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 51, pp. 1088-1100, Nov. 2015 (doi: 10.1016/j.rser.2015.07.004).
- [3] S. Das, D. Das, A. Patra, "Operation of distribution network with optimal placement and sizing of dispatchable DGs and shunt capacitors", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 113, Article Paper: 109219, Oct. 2019 (doi: 10.1016/j.rser.2019.06.026).
- [4] F. Iqbal, M.T. Khan, A.S. Siddiqui, "Optimal placement of DG and DSTATCOM for loss reduction and voltage profile improvement", Alexandria Engineering Journal, vol. 57, no. 2, pp. 755-785, June 2018 (doi: 10.1016/j.aej.2017.03.002).
- [5] J.M. Home-Ortiz, O.D. Melgar-Dominguez, M. Pourakbari-Kasmaei, J.R.S. Mantovani, "A stochastic mixed-integer convex programming model for long-term distribution system expansion planning consider-

- ing greenhouse gas emission mitigation” International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 100, pp. 86095, June 2019 (doi: 10.1016/j.ijepes.2018.12.042).
- [6] C. Zhang, H. Chen, Z. Liang, M. Guo, D. Hua, and H. Ngan, “Reactive power optimization under interval uncertainty by the linear approximation method and its modified method”, IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 9, pp. 4587-4600, Sept. 2018 (doi: 10.1109/TSG.2017.2664816)
- [7] O.D. Montoya, W. Gil-González, L.F. Grisales-Noreña, “Relaxed convex model for optimal location and sizing of DGs in DC grids using sequential quadratic programming and random hyperplane approaches”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 115, Article Number: 105442, Feb. 2020 (doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105442).
- [8] Q. Zhao, S. Wang, K. Wang, B. Huang, “Multi-objective optimal allocation of distributed generations under uncertainty based on D-S evidence theory and affine arithmetic”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 112, pp. 70-82, Nov. 2019 (doi: 10.1016/j.ijepes.2019.04.044).
- [9] A. Ameli, A. Ahmadifar, M.H. Shariatkhal, M. Vakilian, M.R. Haghifam, “A dynamic method for feeder reconfiguration and capacitor switching in smart distribution systems”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 85, pp. 200-211, Feb. 2017 (doi: 10.1016/j.ijepes.2016.09.008).
- [10] V. Farahani, B.Vahidi, H.A. Abyaneh, “Reconfiguration and capacitor placement simultaneously for energy loss reduction based on an improved reconfiguration method”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 27, no. 2, pp. 587 – 595, May 2012 (doi: 10.1109/TPWRS.2011.2167688).
- [11] H. B. Tolabi, A.L. Ara, R. Hosseini, “A new thief and police algorithm and its application in simultaneous reconfiguration with optimal allocation of capacitor and distributed generation units”, Energy, vol. 203, Article 117911, July 2020 (doi: 10.1016/j.energy.2020.117911).
- [12] J.M. Home-Ortiz, R. Vargas, L.H. Macedo, R. Romero, “Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in radial distribution systems considering voltage-dependent models”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 107, pp. 298-310, May 2019 (doi: 10.1016/j.ijepes.2018.11.0-35).
- [13] R.S. Rao, K. Ravindra, K. Satish, S.V.L. Narasimham, “Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 28, no. 1, pp. 317 – 325, Feb. 2013 (doi: 10.1109/TPWRS.2012.2197227).
- [14] H. R. Esmailian, R. Fadaeinedjad, “Distribution system efficiency improvement using network reconfiguration and capacitor allocation”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 64, pp. 457–468, Jan. 2015 (doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.051) .
- [15] A. Azizivahed, H. Narimani, M. Fathi, E. Naderi, H.R. Safarpour, M.R. Narimani, “Multi-objective dynamic distribution feeder reconfiguration in automated distribution systems”, Energy, vol. 147, pp. 896-914, March 2018 (doi: 10.1016/j.energy.2018.01.111).
- [16] R. Enayatifar, M. Yousefi, A.H. Abdullah, A.N. Darus, “MOICA: A novel multi-objective approach based on imperialist competitive algorithm”, Applied Mathematics and Computation, vol. 219, no. 17, pp. 8829-8841, May 2013 (doi: 10.1016/j.amc.2013.03.099).
- [17] A.R. Malekpour, T. Niknam, A. Pahwa, A.K. Fard, “Multi-objective stochastic distribution feeder reconfiguration in systems with wind power generators and fuel cells using the point estimate method”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 1483-1492, May 2013 (doi: 10.1109/TPWRS.2012.221-8261).
- [18] E. Hooshmand, A. Rabiee, “Robust model for optimal allocation of renewable energy sources, energy storage systems and demand response in distribution systems via information gap decision theory”, IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 13, no. 4, pp. 511-520, Feb. 2019 (doi: 10.1049/iet-gtd.201-8.5671).
- [19] A. Bayat, “Uniform voltage distribution based constructive algorithm for optimal reconfiguration of electric distribution networks”, Electric Power Systems Research, vol. 104, pp. 146-155, Nov. 2013 (doi: 10.101-6/j.epr.2013.06.010).
- [20] A. Bayat, A. Bagheri, “Optimal active and reactive power allocation in distribution networks using a novel heuristic approach”, Applied Energy, vol.233-234, pp. 71-85, Jan. 2019 (doi: 10.1016/j.apenergy.2018.10.-030).
- [21] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, G.X. Luo, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 3, no. 2, May 1988 (doi: 10.1109/59.192932).
- [22] M.H.J. Bollen, Y. Yang, F. Hassan, "Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach", Proceeding of the IEEE/ICHQP, pp. 1-8, Wollongong, NSW, Australia, Sept./Oct. 2008 (doi: 10.1109/ICHQP.2008.4668746).

- [23] A. Ehsan, Q. Yang, "State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active distribution network planning: A review", *Applied Energy*, vol. 239, pp. 1509-1523, April 2019 (doi: 10.1016/j.apenergy.2019.0-1.211)
- [24] J. Kennedy, R. Eberhart, "Particle swarm optimization", *Proceedings of the IEEE/ICNN*, vol. 4, pp. 1942-1948, Perth, WA, Australia, Nov./Dec. 1995 (doi: 10.1109/ICNN.1995.488968).
- [25] G. Shahgholian, M. Mahdavian, M. Noorani-Kalteh, M.R. Janghorbani, "Design of a new IPFC-based damping neurocontrol for enhancing stability of a power system using particle swarm optimization", *International Journal of Smart Electrical Engineering*, Vol. 3, No. 2, pp. 73-78, Spring 2014.
- [26] A. M. Zin, A.K. Ferdavani, A.B. Khairuddin, M.M. Naeini, "Reconfiguration of radial electrical distribution network through minimum-current circular updating mechanism method", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 27, no, 2, pp. 968-974, May 2012 (doi: 10.1109/TPWRS.2011.2174258).

زیر نویس‌ها

1. Renewable energy sources
2. Distributed generation
3. Point of common coupling
4. Gravitational search algorithm
5. Switchable capacitor banks
6. Particle swarm optimization
7. Uniform voltage distribution algorithm
8. Wind turbine
9. Photovoltaic array