نشریه علمی(فصلنامه) پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی
سال پنجم/ شماره ۱۶/ پاییز ۱۳۹۸/ صفحات ۱۲۳ - ۱۵۰

بازآرایی بهینه در شبکه توزیع هوشمند با حضور منابع تولید پراکنده و در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها

سعید کرمی
کارشناسی ارشد، دانشکده فنی و مهندسی، واحد پردیس، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران ، ایران
s_karami@pardisiau.ac.ir
علی توفیقی
استادیار، گروه مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی، واحد پردیس، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران ، ایران،
tofighi@pardisiau.ac.ir
محسن کیا
استادیار، گروه مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی، واحد پردیس، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران ، ایران
(نویسنده مسئول)
m_kia@pardisiau.ac.ir

با توجه به رشد مراکز صنعتی و بارهای شبکه‌های توزیع، مسأله‌ای که همواره ذهن برنامه ریزان و مدیران شبکه را به خود مشغول می‌کند، نیاز روزافزون برای بهبود عملکرد شبکه می‌باشد. رشد بارهای الکتریکی عواقبی همچون افزایش تلفات سیستم و افت ولتاژهای ناخواسته ای را به دنبال دارد که این امر هزینه‌های زیادی را متحمل شرکت‌های توزیع انرژی الکتریکی می‌کند. بازآرایی بهینه شبکه توزیع و تولیدات پراکنده، وسیله‌ای هستند که به وسیله آن‌ها می‌توان با صرف کمترین هزینه ممکن، تا حدی به اهداف مذکور رسید. در این تحقیق جهت هوشمندسازی، سه ابزار بازآرایی، منابع تولید پراکنده (منابع خورشیدی و بادی) و سیستم ذخیره‌ساز انرژی مورد تحلیل قرار گرفته و تأثیر حضور تولیدات پراکنده بر کاهش تلفات، اثر بانک‌های خازنی بر بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات و مسأله بازآرایی بر شاخص‌های عملکرد بهینه سیستم توزیع و کاهش تلفات بررسی شده و به صورت یک تابع چندهدفه بیان شده که با الگوریتم ژنتیک حل شده است. سناریوهای مختلفی برای بررسی روش‌های بهبود توابع هدف مورد بررسی قرار گرفته و نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان داده که استفاده از بازآرایی تأثیر قابل توجهی بر بخش تلفات و پروفیل ولتاژ دارد و منابع تولید پراکنده نیز بر همه بخش‌ها تأثیر مثبتی داشته و توان مبادلاتی با شبکه و بخش تلفات را تحت تأثیر قرار می‌دهد. با فعال‌سازی ذخیره‌سازها در شبکه توزیع هوشمند نیز پارامتر اقتصادی کاهش یافته و ریزشبکه توانایی فروش برق به شبکه اصلی را دارد.

واژگان کلیدی: شبکه هوشمند، تولیدات پراکنده، بازآرایی شبکه، بهینه‌سازی، توابع چندهدفه.

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۴/۱۶ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۶/۲۴

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

۱. مقدمه

سیستم قدرت مشتمل بر سه سطح تولید، انتقال و توزیع بنا شده است. این سیستم نزدیک‌ترین سطح به مصرف‌کنندگان نهایی بوده و خطای آن تأثیر مستقیمی بر مصرف‌کنندگان نهایی دارد. سه هدف اصلی در عملکرد سیستم توزیع، تحویل برق به مصرف‌کنندگان، کم‌ترین هزینه ممکن جهت تحویل آن و تأمین سطح مناسبی از قابلیت اطمینان می‌باشد. با افزایش مصرف برق در جهان و مسائل زیست‌محیطی جدید و محدودیت دولت‌ها برای تولید برق به روش سنتی و استفاده از سوخت‌های فسیلی، در کنار محدودیت‌های فنی سیستم سنتی نظیر قابلیت اطمینان پایین و بالا بودن تلفات، برنامه‌ریزان صنعت برق را به تفکر پیرامون جایگزینی سیستم سنتی با سیستمی با انعطاف‌پذیری قابل قبول‌تر در برابر چالش‌های پیش رو واداشته که راه‌حل آن پیاده‌سازی شبکه‌های هوشمند برق است (گوپتا و همکاران (۲۰۱۰)). این هوشمندسازی به این معنی است که برخلاف سیستم قدرت معمول که جهت سیلان توان و اطلاعات تنها از طرف شبکه اصلی به سمت مصرف‌کنندگان است، در اینجا دوطرفه بوده و مصرف‌کنندگان نیز توانایی تزریق انرژی و تبادل اطلاعات با شبکه را خواهند داشت. از مسائل مهم در پیاده‌سازی شبکه‌های هوشمند بحث تولیدات پراکنده[1] با هدف کاهش تلفات می‌باشد. استفاده از بانک‌های خازنی نیز از گذشته در ساختار سیستم وجود داشته و جایابی بهینه آن در سیستم از مسائل سنتی این شبکه است. مسأله تجدید آرایش یا بازآرایی شبکه توزیع در کنار این دو مسأله می‌تواند بحث تلفات را به یک تابع هدف یکپارچه سوق دهد که با حل آن شبکه در حالت تلفات بهینه عمل می‌نماید. مهم‌ترین دلایل تلفات سیستم توزیع پایین بودن سطح ولتاژ و در نتیجه زیاد بودن اندازه جریان، عبور توان راکتیو در طول فیدرها، ساختار شعاعی شبکه، عدم بالانس جریان فیدرها، آلودگی

1. Distributed Generations (DG)

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

هارمونیکی، فرسودگی تجهیزات سیستم و انشعابات غیرمجاز می‌باشد (فراهانی و همکاران (۲۰۱۷)). روش‌های مختلف کاهش تلفات در سیستم شامل خازن‌گذاری، مدیریت مصرف جهت پیک‌سایی، تعویض هادی‌های شبکه، تغییرسطح ولتاژ، مدیریت بار ترانسفورماتورها و بازآرایی می‌شود که در میان روش‌های مذکور بازآرایی ساده‌ترین و کم‌هزینه‌ترین بوده و برای کاهش تلفات شبکه، ایجاد توازن بارگذاری روی شبکه و در صورت بروز خطا، برای سرویس‌دهی به کلیه مشترکین و به حداقل رساندن نواحی بدون برق استفاده می‌شود. در تحقیقات انجام شده روش‌های متعددی برای تجدید آرایش ارائه گردیده که در ابتدا با استفاده از روش‌های کلاسیک صورت می‌گرفت اما شبکه توزیع شامل صدها سوئیچ می‌باشد که در نظر گرفتن تمام آرایش‌های موجود و امکان بررسی تمامی آن‌ها توسط روش‌های کلاسیک میسر نبود، پس کم کم روش‌های هوشمند مورد توجه قرار گرفت. شبیه‌سازی ذوب فلزات، الگوریتم ژنتیک، تئوری فازی و برنامه‌ریزی تکاملی، هوش مصنوعی، الگوریتم باینری اجتماع و الگوریتم کلونی مورچه نیز برای تعیین آرایش بهینه مورد استفاده واقع شده است (پنگت و همکاران (۲۰۱۹)). در برخی مقالات روش‌های دیگری نظیر تئوری گراف، قضیه اویلر در گراف و محاسبه درجه رئوس با استفاده از ماتریس تلاقی استفاده شده است. پراسانا و همکاران (۲۰۱۸) راهبرد جدیدی برای تخصیص بهینه تولیدات پراکنده در فیدر توزیع برای کمینه کردن تلفات و افزایش ولتاژ انتهای فیدر و هنگام پیک بار با استفاده از الگوریتم ژنتیک ارائه کرده‌اند. شوکلا و همکاران (۲۰۱۷) روش مبتنی بر الگوریتم ژنتیک جهت بهینه‌سازی DG در سیستم‌های توزیع شعاعی و نیز کمینه کردن تلفات از دید مشترکین استفاده شده است. میستری و روی (۲۰۱۷) الگوریتم ازدحام ذرات[1] و نیز راهبرد فاکتور انقباض برای تعیین اندازه و جای بهینه DGها به کار گرفته شده است. کنسال و همکاران (۲۰۱۶) از روش PSO برای یافتن اندازه و جایابی بهینه DG

1. Particle Swarm Optimization (PSO)

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

برای جبران توان اکتیو بوسیله کاهش تلفات توان و بهبود پرفیل ولتاژ استفاده شده است. شعبان و پتینرین (۲۰۱۶) یک تکنیک تحلیلی ساده برای مشخص کردن جا و اندازه بهینه تولیدات پراکنده برای کاهش تلفات توان اکتیو و بهبود پروفیل ولتاژ ارائه داده است. گارسیا و همکاران (۲۰۱۵) از یک روش تکاملی جدید به نام الگوریتم بهینه‌سازی بر پایه آموزش-یادگیری استفاده شده است. مرادی و همکاران (۲۰۱۲) روش ترکیبی جدیدی برای حل مسأله جایابی و اندازه DGها و بانک‌های خازنی بطور همزمان ارائه شده است. و خاتود و همکاران (۲۰۱۳) یک تکنیک EP را برای جایابی بهینه واحدهای DG گسترش داده است. مرادی و همکاران (۲۰۱۴) تعیین مکان بهینه واحدهای تولید پراکنده و خازن با هدف کاهش تلفات، بهبود پروفیل ولتاژ، بهبود پایداری ولتاژ و آزادسازی ظرفیت خطوط بررسی شده است. کنعان و همکاران (۲۰۱۸) جایابی خازن در سیستم جهت کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ و صرفه‌جویی اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته است. گرینگر و همکاران (۱۹۸۱ و ۱۹۸۲) مسأله را بعنوان یک مسأله برنامه‌ریزی غیرخطی و به‌وسیله بررسی رفتار اندازه و مکان خازن به عنوان متغیرهای پیوسته فرموله کرده‌اند. دوران (۱۹۶۸) از برنامه‌ریزی دینامیکی جهت یافتن راه‌حل بهینه استفاده نموده است. یک الگوریتم عددی ابتکاری ساده براساس روش تغییرات محلی توسط بغذوذ و همکاران (۱۹۹۰) ارائه شده است. روش مبتنی بر حساسیت برای حل جایابی بهینه خازن توسط بالا و همکاران (۱۹۹۵)، تکنیک بهینه‌سازی برای جستجوی راه‌حل بهینه خازن‌گذاری توسط چیانگ و همکاران (۱۹۹۰) و الگوریتم ژنتیک برای انتخاب خازن‌ها در شبکه توسط سنداراجان و همکاران (۱۹۹۴)، معصوم و همکاران (۲۰۱۴) و مندز و همکاران (۲۰۱۵) ارائه شده‌اند. ونکاتش و همکاران (۲۰۱۶) ساختار داده دینامیک واحد برای الگوریتم برنامه‌ریزی تکاملی به منظور حل مسأله جایابی بهینه خازن ارائه نموده‌اند.

تسای و همکاران (۲۰۱۰) روش آنالیز برای تمام اهداف و تأمین اندازه‌گیری نسبی جهت تعیین برنامه کلیدزنی توسط کورموزوم‌ها بدون هیچ‌گونه دانش اولیه از سیستم، مورد استفاده قرار می‌گیرد. آلونسو و همکاران (۲۰۱۵) یک الگوریتم چندهدفه به منظور کاهش تلفات و

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان با استفاده از تکنیک سیستم‌های مصنوعی و به کارگیری تئوری گراف به منظور بهبود کارایی محاسبات ارائه شده است. روپولو و همکاران (۲۰۱۵) به منظور حل مسأله بازآرایی شبکه، یک جستجوی پخشی، یک الگوریتم فراابتکاری با استفاده از ساختاری به نام عمق-گره در فرآیند کد کردن، ارائه شده است. مندوزا و همکاران (۲۰۱۹) با استفاده از الگوریتم میکروژنتیک چندهدفه، تلفات توان دو به دو با یکی از شاخص‌های قابلیت اطمینان به‌طور همزمان در چند مرحله بهینه‌سازی شده و نقاطی با نام پارتو فرانت به دست آمده است. گیماراس و همکاران (۲۰۱۰) الگوریتم اختصاصی تطبیق‌یافته مبتنی بر ژنتیک برای بهینه‌سازی شبکه را بوسیله بازآرایی شبکه و خازن‌گذاری ارائه می‌کند. عبدالعزیز و همکاران (۲۰۱۶) فرمول جدیدی برای بازآرایی بهینه ریزشبکه جزیره‌ای ارائه نموده است. دال آنس و همکاران (۲۰۱۴) عمل بازآرایی برای سیستم‌ها و ریزشبکه‌ها در حضور منابع انرژی تجدیدپذیر به‌وسیله حل مسأله بهینه‌سازی شانس محدود با قیود تلفات بار و حدود جریان خطوط مورد توجه قرار گرفته است. اسراری و همکاران (۲۰۱۶) تأثیر استفاده از DG بر عمل بازآرایی شبکه را مورد مطالعه قرار داده است. بیشتر روش‌های بازآرایی، سیستم توزیع متعادل را مورد توجه قرارداده درحالی‌که دینگ و همکاران (۲۰۱۶) این مسأله را برای شبکه توزیع نامتعادل در حضور DGها تحلیل نموده است. اسماعلیان و همکاران (۲۰۱۵) روشی بدیع و ترکیبی از الگوریتم‌های ابتکاری جهت افزایش مقاومت و کم کردن زمان محاسبات و دست‌یابی به آرایش شبکه با حداقل تلفات در حضور DG ارائه شده است.

بازآرایی ارائه شده توسط فراهانی و همکاران (۲۰۱۷) براساس یک روش تغییر شاخه تک حلقه ساده است. گلشن نواز و همکاران (۲۰۱۴) یک چارچوب زمانی عملکرد بهینه که در سیستم مدیریت توزیع به عنوان قلب هوشمند شبکه‌های توزیع فعال به کار برده می‌شود، معرفی نموده است. راو و همکاران (۲۰۱۳) یک روش جدید برای حل مسأله بازآرایی در حضور DG با هدف حداقل‌سازی تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ در سیستم توزیع ارائه نموده است. تاهبوب و همکاران (۲۰۱۵) یک فرمول جدید برای بازآرایی سیستم توزیع ارائه شده که هدف آن

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

حداقل‌سازی تلفات سالیانه انرژی با توجه به تغییرات بارهای اکتیو و راکتیو و پروفیل منبع تولید پراکنده است. باقری طولابی و همکاران (۲۰۱۵) ترکیبی از روش چندهدفه فازی و بهینه‌سازی مورچگان مورد استفاده قرار گرفته تا بازآرایی و جایابی بهینه آرایه‌های فوتوولتائیک و جبران‌گر استاتیک در یک سیستم توزیع تحلیل گردد. چنگ (۲۰۱۸) عملکرد سیستم را توسط الگوریتم جستجوی مورچه با هدف ارائه الگوریتم جدید برای حل مسأله بازآرایی بهینه مورد مطالعه قرار داده است.

با مرور مراجع می‌توان مشاهده کرد که در تحقیقات انجام شده تاکنون بحث بازآرایی، جایابی بهینه DG و خازن‌گذاری در کنار هم و در یک تابع چندهدفه در نظر گرفته نشده است. لذا در اینجا تأثیر حضور تولیدات پراکنده بر کاهش تلفات، بانک‌های خازنی بر بهبود پروفیل ولتاژ شبکه و کاهش تلفات و مسأله بازآرایی بر شاخص‌های عملکرد بهینه سیستم توزیع و کاهش تلفات بررسی می‌شود و به صورت یک تابع چندهدفه بیان شده که با الگوریتم ژنتیک حل می‌شود. به طور خلاصه جنبه‌های نوآوری این مقاله شامل موارد زیر است: بررسی تأثیر حضور تولیدات پراکنده در سیستم توزیع روی بحث کاهش تلفات در این سیستم، بررسی مسأله بازآرایی روی شاخص‌های عملکرد بهینه سیستم توزیع و کاهش تلفات، استفاده از سیستم ذخیره‌ساز انرژی در کنار سایر منابع تولید و مسأله بازآرایی شبکه، فرمولاسیون مسأله به صورت یکپارچه شامل همه اهداف بالا در یک تابع چندهدفه، و مدل‌سازی منابع تولید پراکنده و در نظر گرفتن مسأله عدم قطعیت برای منابع انرژی تجدیدپذیر.

ادامه مقاله به‌صورت زیر می‌باشد. بخش دوم و سوم روش مدل‌سازی و فرموله کردن مسأله پیشنهادی را مورد مطالعه قرار می‌دهد. سپس به ارائه نتایج شبیه‌سازی پرداخته شده و در آخر نتیجه‌گیری ارائه می‌شود.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

۲. روش مدل‌سازی و فرموله کردن مسأله

در این بخش مدل‌سازی و فرموله کردن مسأله دنبال می‌شود. در ابتدا بحث مدل‌سازی تجدید آرایش در شبکه و در ادامه مدل‌سازی منابع تولید پراکنده بادی و خورشیدی و سیستم ذخیره‌ساز ارائه خواهد شد.

در این تحقیق دو نوع منبع تولید پراکنده تجدیدپذیر از نوع بادی و خورشیدی مورد استفاده قرار گرفته است که خروجی آن‌ها نامعین و دارای عدم قطعیت است، لذا بحث مهم نحوه مدل‌سازی این عدم قطعیت است.

مدل‌سازی منابع خورشیدی

منبع خورشیدی دارای عملکرد ردیابی حداکثر توان[1] بوده و خروجی آن رابطه مستقیم با شدت تابش نور دارد. پس برای تعیین خروجی منبع باید شدت تابش نور مورد بررسی قرار گیرد که با استفاده از تابع چگالی احتمال بتا به فرم زیر مدل شده است (السغدنی و همکاران (۲۰۱۷)).

$$\begin{aligned} f\,(x;\alpha,\beta) &= cons\tan t\,.x^{\alpha-1}(1-x)^{\beta-1} \\ &= \frac{x^{\alpha-1}(1-x)^{\beta-1}}{\int_0^1 u^{\alpha-1}(1-u)^{\beta-1}du} = \\ &\frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}x^{\alpha-1}(1-x)^{\beta-1} \end{aligned} \tag{۱}$$

که α و β متغیرهای تابع بتا، x متغیر تابع چگالی احتمال و متناظر با شدت تابش نور و Γ تابع گاماست.

1. Maximum Power Point Tracking (MPPT)

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

مدل‌سازی منبع بادی

در توربین بادی، انرژی باد تبدیل به انرژی مکانیکی شده و ماشین الکتریکی متصل به شفت، این انرژی را به برق تبدیل می‌کند. ماشین‌های مورد استفاده بیشتر از نوع ژنراتور سنکرون مغناطیس دائم و ژنراتور القایی دو سو تغذیه می‌باشند. در اینجا مدل تقریبی این نوع از تجهیزات تجدیدپذیر براساس اطلاعاتی مانند V_{cut-in}، $V_{cut-out}$، P_r، V_r استفاده شده که برای توان خروجی از رابطه زیر استفاده می‌کنیم (عسکری و همکاران (۲۰۱۴).

$$P_{Wind} = \begin{cases} 0 & 0 \le V \le V_{cut-in} \; or \; V \ge V_{cut-out} \\ P_r(\mathrm{A}+\mathrm{B}\times V+\mathrm{C}\times V^2) & \mathrm{V}_{cut_in} \le V \le V_r \\ P_r & V_r \le V \le V_{cut_out} \end{cases} \quad (۲)$$

که مقادیر A و B و C برابرند با:

$$A = \frac{1}{(\mathrm{V}_{cut-in}-\mathrm{V}_r)^2}\left[\mathrm{V}_{cut-in}(\mathrm{V}_{cut-in}+V_r)-4\mathrm{V}_{cut-in}V_r\left[\frac{\mathrm{V}_{cut-in}+V_r}{2V_r}\right]^3\right] \quad (۳)$$

$$B = \frac{1}{(\mathrm{V}_{cut-in}-\mathrm{V}_r)^2}\left[4(\mathrm{V}_{cut-in}+V_r)\left[\frac{\mathrm{V}_{cut-in}+V_r}{2V_r}\right]^3-(3\mathrm{V}_{cut-in}+V_r)\right] \quad (۴)$$

$$C = \frac{1}{(\mathrm{V}_{cut-in}-\mathrm{V}_r)^2}\left[2-4\left[\frac{\mathrm{V}_{cut-in}+V_r}{2V_r}\right]^3\right] \quad (۵)$$

- عدم قطعیت سرعت باد با PDF رایلی[1]

ابتدا متغیرهای مهم زیر را تعریف می‌نماییم (مورگان و همکاران (۲۰۱۱))

$$\bar{U} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} U_i \quad (۶)$$

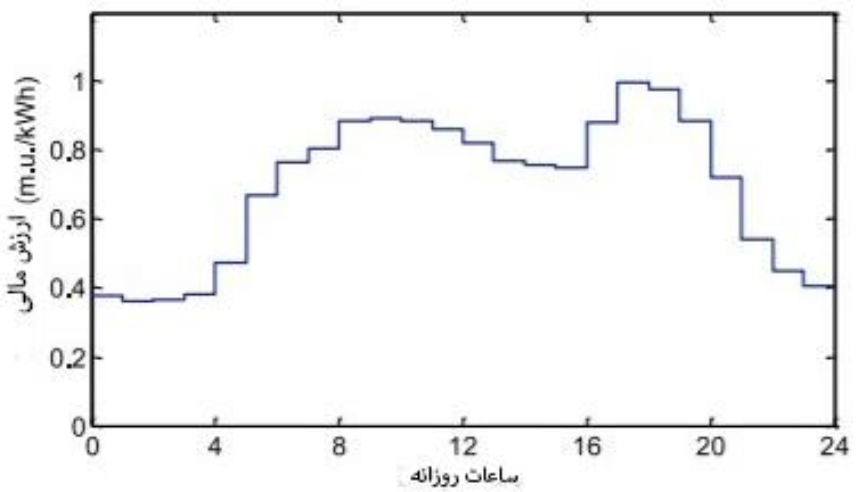
1. Rayleigh PDF

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

که در آن U سری زمانی و n همان نرخ نمونه‌برداری است.

سیستم ذخیره‌ساز انرژی[1]

سیستم ذخیره‌ساز انرژی سیستمی است که انرژی را در زمان‌های خاصی در خود ذخیره و در زمان‌های مشخص دیگری دوباره به سیستم تزریق می‌نماید. عملکرد سیستم ذخیره‌ساز انرژی دو امکان مهم را برای شبکه توزیع هوشمند ایجاد می‌نماید. یکی افزایش اینرسی در شبکه جزیره‌ای که منجر به بهبود پایداری سیستم شده و دیگری فعال‌سازی این سیستم برای بهبود عملکرد اقتصادی می‌باشد. عمکلرد سیستم ذخیره‌ساز انرژی براساس قیمت‌گذاری نشان داده شده در شکل زیر که نمودار قیمت برق در ساعات مختلف یک روز براساس واحد پولی یا m.u[2] نرمالایز شده است، تنظیم گردد (کارپینللی و همکاران (۲۰۱۷)).



شکل ۱ نمودار قیمت برق در ساعات مختلف

1. Energy Storage System
2. Monetary Unit

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

پروتوکول در نظر گرفته شده به شکل زیر است:

$$ESS(t+1)=\begin{cases} ESS(t)+ch_rate\times\Delta t & EP(t)\le 0.5 \\ ESS(t)\quad(idle) & 0.5<EP(t)\le 0.7 \\ ESS(t)-disch_rate\times\Delta t & EP(t)>0.7 \end{cases} \tag{۷}$$

که $EP(t)$ قیمت برق در زمان tام، $ESS(t)$ انرژی موجود در سیستم ذخیره انرژی در زمان tام و Δt کوچک‌ترین قسمت زمانی برابر ۱ ساعت، ch_rate و $disch_rate$ نرخ شارژ و دشارژ سیستم ذخیره انرژی که در واقع توان تزریقی به شبکه در هنگام عملکرد ESS می‌باشد که برابر با ۰/۱ MW/hr در نظر گرفته شده است. پروتکل شارژ و دشارژ طوری در نظر گرفته شده که اگر قیمت برق از ۰/۵ کمتر شد، ESS شروع به شارژ و اگر قیمت برق بین ۰/۵ و ۰/۷ بود، هیچ عملکردی انجام ندهد و اگر قیمت برق بالاتر ۰/۷ بود نیز ESS دشارژ گردد.

فرموله کردن مسأله

در این پژوهش یک تابع چندهدفه مد نظر و مورد تحلیل قرار گرفته است که شامل موارد زیر است:

-انحرافات ولتاژی کل

$$F_{obj}^{1}=VD=\sum_{t=1}^{24}\sum_{i=1}^{33}\left|V_i^t-V_i^{sp}\right| \tag{۸}$$

که F_{obj}^{1} تابع هدف شماره ۱، VD انحراف ولتاژ، V_i^t ولتاژ باس iام در زمان tام و V_i^{sp} ولتاژ مورد انتظار باس iام برابر با 1pu است.

-تلفات کل سیستم

$$F_{obj}^{2}=Loss=\sum_{t=1}^{24}\sum_{i=1}^{32}R_iI_i^{t2} \tag{۹}$$

در معادله فوق F_{obj}^{2} تابع هدف شماره ۲، Loss تلفات انرژی کل، I_i^t جریان خط iام در زمان tام و R_i مقاومت خط iام در شبکه است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

-افزایش حاشیه امنیتی جریان خطوط

$$F_{obj}^{3}=\sum_{t=1}^{24}\left\{1-\min_{l\in\Omega}\left|\frac{I_l^t-I_l^r}{I_l^r}\right|\right\} \quad (۱۰)$$

در معادله فوق F_{obj}^{3} تابع هدف شماره ۳، $\min_{l\in\Omega}\left|\frac{I_l^t-I_l^r}{I_l^r}\right|$ نشان‌دهنده حاشیه امنیت که اگر فرمول بالا به عنوان یکی از توابع هدف حداقل گردد، این جمله بیشینه خواهد شد. I_l^t نیز جریان خط lام در زمان tام و I_l^r جریان نامی خط lام است. حاشیه امنیتی جریان خطوط باید تا جای ممکن زیاد باشد (آلونسو و همکاران (۲۰۱۵)).

-انرژی برق خریداری شده از شبکه اصلی

$$F_{obj}^{4}=\sum_{t=1}^{24}P_{net}^{t}.EP(t).\Delta t \quad (۱۱)$$

که در معادله فوق F_{obj}^{4} تابع هدف شماره ۴، P_{net}^{t} توان دریافت شده از شبکه اصلی در زمان tام، EP(t) انرژی برق در زمان tام و Δt کوچک‌ترین قسمت زمانی برابر ۱ ساعت می‌باشد.

-واریانس انرژی دریافتی از شبکه اصلی

$$F_{obj}^{5}=\sum_{t=1}^{24}\left(P_{net}^{t}-P_{net}^{m}\right)^{2} \quad (۱۲)$$

که F_{obj}^{5} تابع هدف پنجم، P_{net}^{t} توان دریافتی از شبکه در زمان tام و P_{net}^{m} میانگین انرژی دریافتی از شبکه است.

-تشکیل تابع چندهدفه

بعد از تشکیل توابع مذکور شده، این توابع در یک تابع چندهدفه ترکیب شده که دارای ساختار زیر است:

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

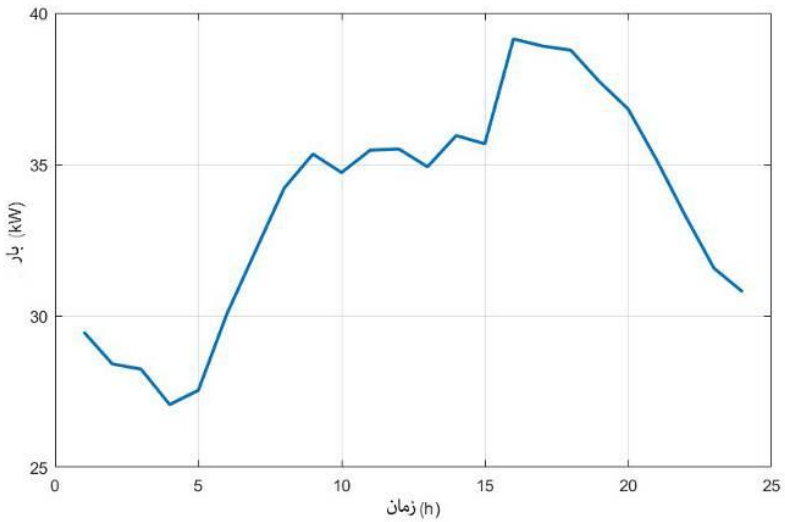
$$MOF = \sum_{i=1}^{5} \omega_i . f_{Obj}^{i} \quad (۱۳)$$

$$f_{Obj}^{i} = \frac{F_{Obj}^{i}}{F_{Obj}^{\max}} \quad (۱۴)$$

برای تشکیل تابع چندهدفه از فرم نرمالایز شده استفاده می‌شود که هر تابع براساس بیشینه مقدار خود نرمالایز می‌شود، پس مشکل یکسان نبودن یکاهای توابع حل می‌شود و توابع نیز در یک بازه تقریباً یکسان تغییر می‌کنند.

مدل بار

بار یکی از باس‌ها براساس روش رگرسیون خطی چند متغیره[1] به‌دست آمده که مطابق شکل زیر است (صابر و همکاران (۲۰۱۷)).



شکل ۲ بار مورد مطالعه در شبکه

1. Multi-Variable Linear Regression

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

۳. الگوریتم پیشنهادی

در این مقاله به بازآرایی بهینه در شبکه توزیع هوشمند با حضور منابع تولید پراکنده و در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها به کمک الگوریتم ژنتیک پرداخته شده است. در این پژوهش مراحل تحلیل شبکه در ۵ سناریو بررسی شده و الگوریتم مراحل انجام مطالعه به شرح زیر است.

فرمولاسیون نوع اول

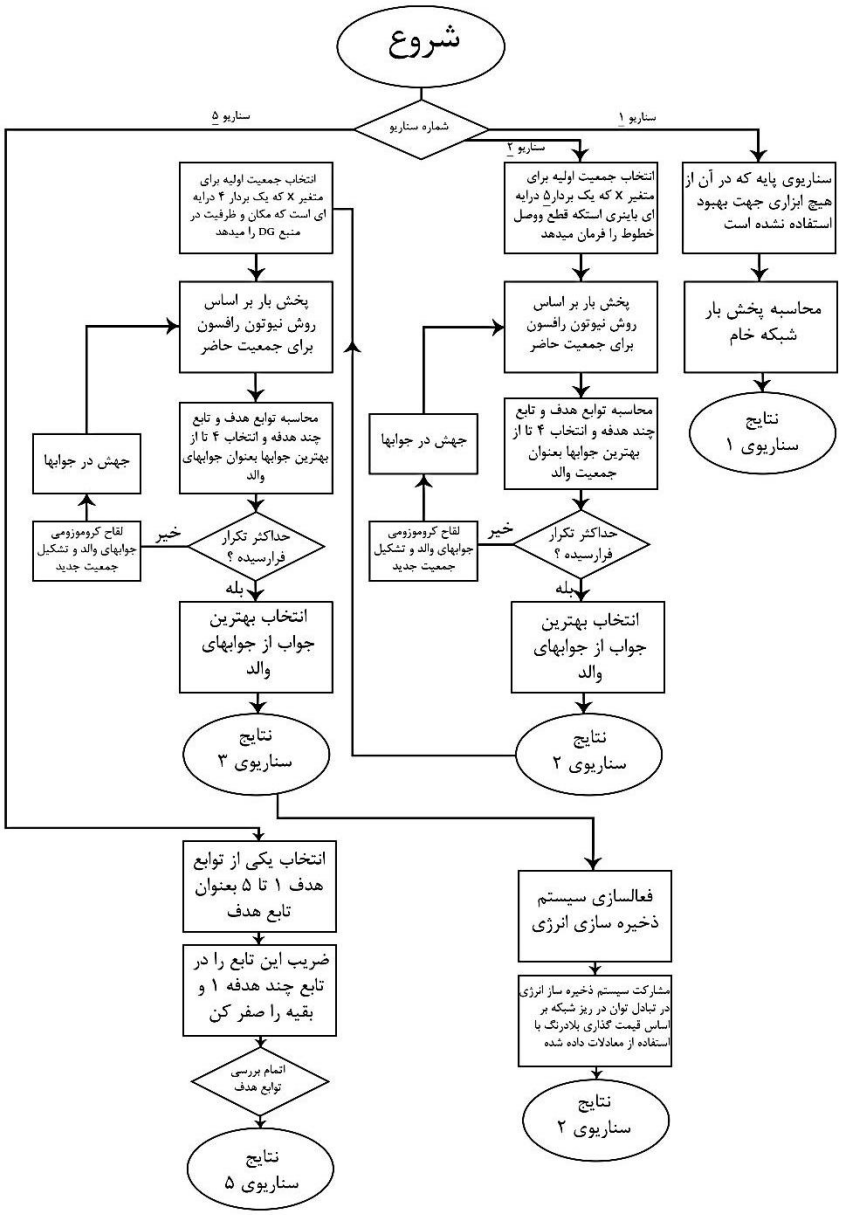
در این بخش تجدید آرایش برای نیل به سه هدف به کار گرفته می‌شود: کاهش تلفات، بالانس بار و بهبود پروفیل ولتاژ. به همین منظور دو تابع F1 با هدف کاهش تلفات حقیقی شبکه و بهبود پروفیل ولتاژ و F2 با هدف کاهش اضافه بار و بهبود پروفیل ولتاژ به‌صورت زیر تعریف می‌شوند.

$$F1=\min\left\{A\sum_{b=1}^{nl}R_b\left|I_b\right|^2k_b+B.\max\left|V_i-V_1\right|+C\right\} \quad (۱۵)$$

$$F1=\min\left\{A\sum_{b=1}^{nl}R_b\left|I_b\right|^2k_b+B.\max\left|V_i-V_1\right|+C\right\} \quad (۱۶)$$

که I_b جریان شاخه bام، nl تعداد کل شاخه‌ها، R_b مقاومت شاخه bام، k_b شاخص قطع/وصل بودن شاخه، V_i ولتاژ باس iام، V_1 ولتاژ باس تغذیه، L_b طول شاخه bام، I_{br} جریان نامی شاخه bام، A و B ضرایب وزنی سیستم می‌باشند.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]



شکل ۳ الگوریتم مراحل انجام مطالعه شبکه

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

نظر به اینکه بهره‌برداری شبکه‌های توزیع با حداقل هزینه و با توجه به قیودی از جمله حفظ شعاعی بودن سیستم، سرویس‌دهی به کلیه بارها، قرار گرفتن مقدار ولتاژ هر باس و مقدار جریان هرشاخه در محدوده قابل قبول صورت می‌گیرد، لذا پاسخ‌هایی که قیود مذکور را نقض کنند از مجموعه جواب‌ها حذف می‌شوند. به همین منظور پارامتر C در هریک از توابع هدف در نظر گرفته شده و به صورت زیر بیان می‌شود.

$$C = D.Number(\text{mesh}) + \text{E}.\text{Number(isolated)} \tag{۱۷}$$

که در آن D و E ضرایب جریمه برای انتخاب‌های ناصحیح می‌باشند. با فرض این پارامتر جواب‌های غیرممکن از فضای جستجو حذف و همگرایی با سرعت بهتری به جواب بهینه می‌رسد.

فرمولاسیون نوع دوم

در این بخش فرمول تجدید آرایش برای دو هدف کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ به‌کار گرفته می‌شود. مدل ریاضی مسأله عبارتست از:

$$F1 = \min \text{f} = \min(\text{P}_{T,Loss} + \text{C}) \tag{۱۸}$$

$$F2 = \min\left(AP_{T,Loss} + B.\sum_{i=1}^{N}(V_i - 1) + C \right) \tag{۱۹}$$

هدف تابع F1 فقط کاهش تلفات حقیقی بدون بهبود پروفیل ولتاژ بوده ولی هدف تابع F2 هر دو هدف به‌صورت همزمان می‌باشد. در این روابط $\text{P}_{T,Loss}$ کل تلفات توان اهمی، V_i ولتاژ هر یک از باس‌ها و ضرایب A و B ضرایب همگرایی سیستم می‌باشند. در اینجا نیز پارامتر C در هریک از توابع هدف به صورت زیر فرض می‌شود.

$$C = D.Number(\text{mesh}) + \text{E}.\text{Number(isolated)} \tag{۲۰}$$

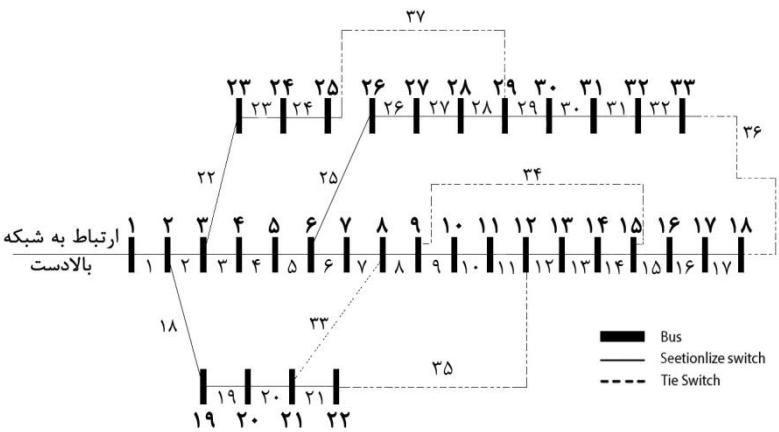
که در آن D و E نیز ضرایب جریمه بوده و با فرض پارامتر C در تابع هدف جواب‌های غیرممکن حذف و سرعت همگرایی بهتر می‌گردد.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

۴. نتایج شبیه‌سازی

در این مقاله به بازآرایی بهینه در شبکه توزیع هوشمند با حضور منابع تولید پراکنده به کمک الگوریتم ژنتیک پرداخته شده است. در این قسمت مطالعات شبیه‌سازی بر روی شبکه ۳۳ شینه استاندارد IEEE نشان داده شده (شکل ۴) است.

شبکه مورد مطالعه دارای ۳۳ باس و ۳۷ شاخه است. مشخصات خطوط قابل وصل به شبکه نیز در جدول ۱ نشان داده شده است. شبیه‌سازی در چند سناریو در محیط MATLAB اجرا شده است که نتایج هر کدام در ادامه ارائه می‌گردد.



شکل ۴ شبکه مورد مطالعه ۳۳ شینه

جدول ۱ مشخصات خطوط قابل وصل به شبکه

باس فرستنده	باس گیرنده	R(Ω)	X(Ω)
۲۰	۸	۲	۲
۹	۱۵	۲	۲
۲۲	۱۲	۲	۲
۳۳	۱۸	۰/۵	۰/۵
۲۵	۲۹	۰/۵	۰/۵

مأخذ: نتایج تحقیق

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

عملکرد بازآرایی و نحوه وارد کردن آن به مسأله به این شکل است که ابتدا یک عدد باینری به هر یک از خطوط نسبت داده شده که ۱ بودن این عدد بیانگر وصل بودن و صفر بودن آن بیانگر قطع ماندن آن خط می‌باشد. در صورت ۱ شدن، ابتدا سطر مطابق با آن خط به ماتریس خطوط شبکه اضافه شده و یک خط از خطوط حلقه ایجاد شده قطع می‌گردد تا حلقه از بین برود. برای این کار خط مورد نظر در یک حلقه در محیط نرم‌افزار جستجو و حذف می‌گردد. پس در هر بار تجدید آرایش، ماتریس خطوط شبکه تغییر یافته و به شکل بالا تنظیم می‌گردد.

سناریو اول (سناریو پایه)

در این سناریو، شبکه را که در آن هیچگونه تمهیدی اعم از بازآرایی، سیستم ذخیره‌ساز انرژی و منابع DG برای بهبود عملکرد شبکه در نظر گرفته نشده مورد تحلیل قرار می‌گیرد. در این حالت با اعمال پخش بار نتایج زیر حاصل می‌گردد. شکل ۶ پروفیل ولتاژ برای باس ۳۳ در ساعات مختلف یک روز و شکل ۷ توان تلفاتی را نشان داده و هزینه خرید برق از شبکه اصلی توسط ریزشبکه براساس واحد پول نرمالایز شده در شکل ۸ ارائه شده است. نتایج حاصل از بخش‌های مختلف تابع نیز در جدول ۴ ارائه شده است. مقادیر بخش‌های مختلف تابع هدف پس از شبیه‌سازی سناریو ۱ به ترتیب، ۳۶/۸۸ پریونیت (انحراف ولتاژی کل)، ۳/۶۹۷ مگاوات (تلفات کل سیستم)، ۰/۴۲۶ درصد (حاشیه امنیتی جریان خطوط)، ۴۳/۹۷۳ (انرژی برق خریداری شده از شبکه) و ۵۸/۸۸ (واریانس انرژی دریافتی از شبکه اصلی) به‌دست آمده است.

سناریو دوم

در این سناریو تنها عملکرد بازآرایی بر اساس ساختار ذکر شده در بخش قبل دنبال شده و از مشارکت منابع DG و ESS صرف نظر شده است. پس از اعمال الگوریتم ژنتیک باینری برای بهینه سازی تابع چند هدفه، نتایج زیر برای خطوط مختلف به‌دست می‌آید. نتایج برای بخش‌های مختلف تابع چندهدفه نیز در جدول ۴ آمده است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

جدول ۲ عملکرد بازآرایی در سناریو ۲

خطوط وصل شده	خطوط قطع شده
۳۳-۹،۱۸-۲۲،۱۵-۲۰،۱۲-۸	۱۸-۱۵،۱۷-۱۲،۱۴-۸،۱۱-۷

مأخذ: نتایج تحقیق

مقادیر بخش‌های مختلف تابع هدف پس از شبیه‌سازی سناریو ۲ به ترتیب، ۲۳/۸۶۶ پریونیت (انحراف ولتاژی کل)، ۲/۲۰۱ مگاوات (تلفات کل سیستم)، ۰/۵۷۷ درصد (حاشیه امنیتی جریان خطوط)، ۴۲/۹۳ (انرژی برق خریداری شده از شبکه) و ۵۵/۹۳ (واریانس انرژی دریافتی از شبکه اصلی) به‌دست آمده است. با توجه به جدول ۴ با بهبود کلی تابع چندهدفه دیده می‌شود اما بخش‌هایی از تابع چندهدفه مثل حاشیه امنیت جریان خطوط، تفاوت چندانی با سناریو قبل ندارد که نشان‌دهنده تأثیرپذیری کم این بخش است. با توجه به نتایج به دست آمده، پروفیل ولتاژ بهبود قابل توجهی نسبت به قبل داشته و در این سناریو در هیچ زمانی تلفات توانی از ۰/۲ مگاوات فراتر نرفته که نشان‌دهنده تأثیر عملکرد بازآرایی بر تلفات سیستم است. هزینه‌های ناشی از خریداری برق نیز کمی کاهش داشته که به دلیل کاهش عمده تلفات ریزشبکه در این حالت نسبت به قبل می‌باشد.

سناریو سوم

در این حالت برنامه‌ریزی بهینه DG در ریزشبکه در کنار مسأله بازآرایی با هدف بهبود تابع چندهدفه بدون فعال‌سازی ESS ارائه شده که از یک منبع بادی و خورشیدی نیز استفاده شده است. در شکل‌های ۵ الی ۸ روند الگوریتم ژنتیک، نمودار پروفیل ولتاژ، نمودار توان تلفاتی، نمودار هزینه خرید برق نمایش داده شده است. عمکلرد برنامه‌ریزی DG بهینه مطابق با جدول ۳ و نتایج برای تابع چند هدفه در جدول ۴ آورده شده است. مقادیر بخش‌های مختلف تابع هدف پس از شبیه‌سازی سناریو ۳ به ترتیب، ۳/۶۲۴ پریونیت (انحراف ولتاژی کل)، ۰/۱۶۸ مگاوات (تلفات کل سیستم)، ۰/۱۶ درصد (حاشیه امنیتی جریان خطوط)، ۴/۸۶۷ (انرژی برق خریداری شده از شبکه) و ۲/۷۶۶ (واریانس انرژی دریافتی از شبکه اصلی) به‌دست آمده است.

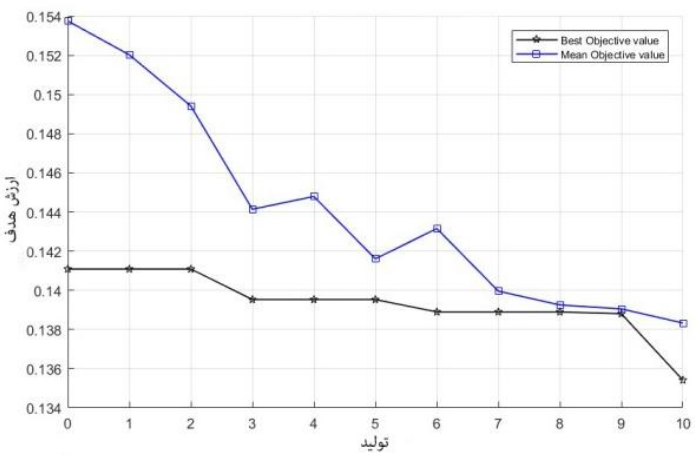
[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

جدول ۳. عملکرد برنامه‌ریزی بهینه DG در سناریو ۳

باس نصب	نوع منبع	ظرفیت
۶	منبع بادی	۱۰۰۰kW
۲۶	خورشیدی	۷۰۰kW

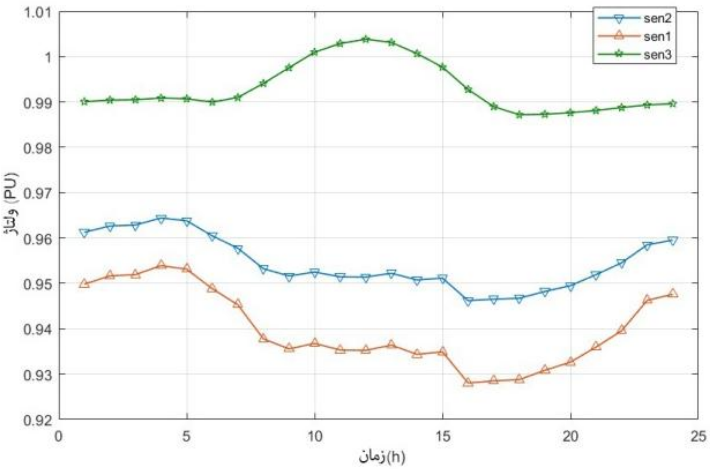
مأخذ: نتایج تحقیق

در این سناریو، بهترین جواب زمانی به‌دست می‌آید که دو منبع تولید پراکنده به شبکه اصلی متصل گردند. جدول ۴ نشان‌دهنده بهبود کلی تابع چندهدفه بوده و بخش‌های کمتر تحت تأثیر قرارگرفته در سناریو قبل، به شدت تغییرات مثبتی را دنبال نمودند. پروفیل ولتاژ نیز بهبود قابل توجهی نسبت به سناریوهای قبل داشته و در هیچ زمانی از ۱/۰۱ فراتر و یا از ۰/۹۸پایین‌تر نرفته است. برخلاف سناریو قبل نیز در هیچ زمانی تلفات توانی از ۰/۰۵ مگاوات فراتر نرفته که نشان‌دهنده تأثیر عملکرد DG بر تلفات سیستم است.



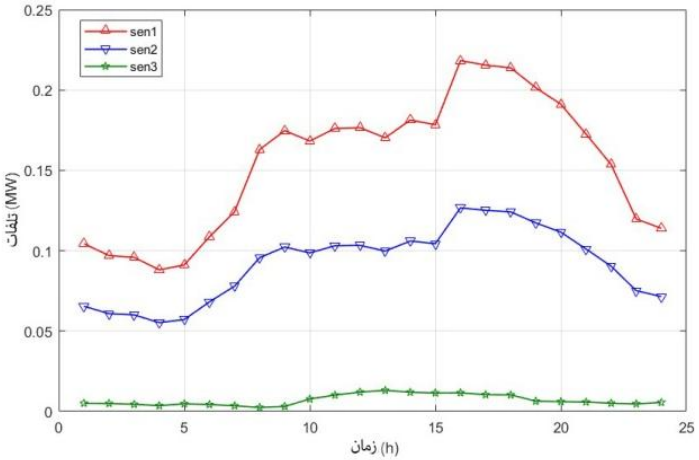
شکل ۵ روند الگوریتم ژنتیک در سناریو ۳

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]



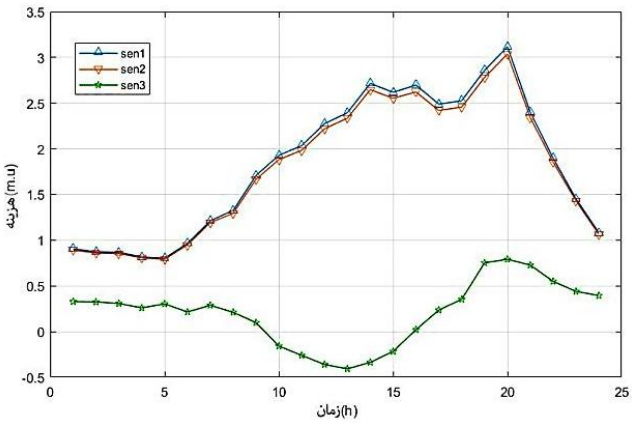
شکل ۶ مقایسه پروفیل ولتاژ باس در سناریوهای مختلف

هزینه‌های ناشی از خریداری برق نیز کاهش چشم‌گیری یافته که به سبب کاهش عمده تلفات ریزشبکه و توانایی تأمین بارهای موجود در ریزشبکه توسط خود منابع موجود می‌باشد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، در ساعات ۱۰-۱۵ یعنی در اوج شدت تابش نور، انرژی موجود در ریزشبکه بسیار بالا و ریزشبکه به شبکه اصلی برق را می‌فروشد.



شکل ۷ مقایسه نمودار تلفات در ساعات مختلف روز در سناریوهای مختلف

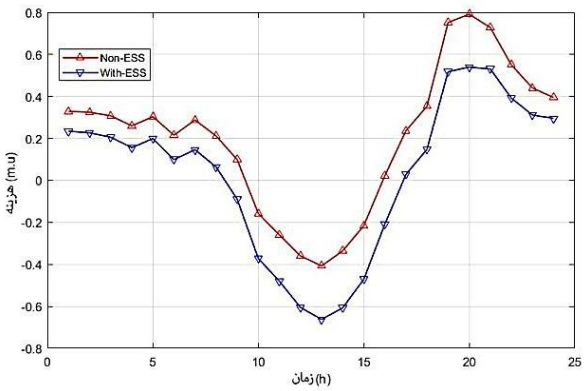
[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]



شکل ۸ مقایسه نمودار هزینه خرید برق از شبکه اصلی در سناریوهای مختلف

سناریو چهارم

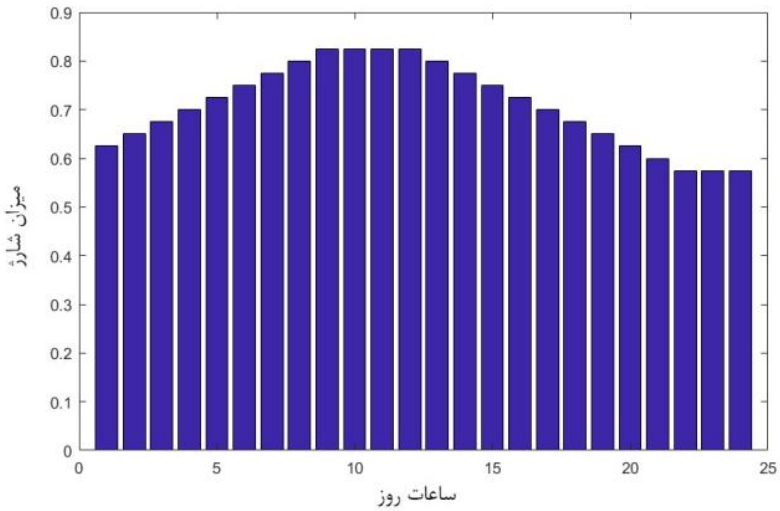
در بخش قبل در بعضی قسمت‌های پیک بار در شبکه، ریزشبکه مجبور است برای تأمین بارهای خود برق را با قیمت‌های بالا از شبکه اصلی خریداری نماید. در این تحقیق برای مرتفع کردن این مشکل از تجهیز ESS با اندازه ۰/۲۵ مگاوات ساعت استفاده شده است. نمودار هزینه برق خریداری شده در این سناریو در مقایسه با سناریو قبل در شکل ۹ و نمودار مربوط به پروتکل شارژ ESS در شکل ۱۰، نمایش داده شده است. نتایج برای بخش‌های مختلف تابع چندهدفه برای بررسی تأثیر عملکرد ESS در جدول ۴ ارائه شده است.



شکل ۹ مقایسه سناریو ۳ و ۴ از لحاظ هزینه برق خریداری شده از شبکه اصلی

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

در مقایسه با سناریو قبل، هزینه‌ها بخصوص در ساعت پیک مصرف کاهش چشم‌گیری داشته که به دلیل پروتکل شارژ-دشارژی سیستم ESS در نظر گرفته شده است که اگر قیمت برق از حد معینی فراتر رفت، ESS دشارژ شده و کمکی برای کاهش خرید برق از شبکه باشد. پس هزینه‌های خرید برق کاهش یافته و سودآوری ریزشبکه به دلیل فروش برق به شبکه افزایش می‌یابد.



شکل ۱۰ مقایسه سناریو ۳ و ۴ از لحاظ هزینه برق خریداری‌شده از شبکه اصلی

جدول ۴ بخش‌های مختلف تابع چندهدفه پس از شبیه‌سازی در سناریو ۴

سناریو	F_1(P.U)	F_2 (MW)	F_3	F_4 (m.u)	F_5	MOF
سناریو ۱	۳۶/۸۸	۳/۶۹۷	۰/۴۲۶	۴۳/۹۷۳	۵۸/۸۸	۱
سناریو ۲	۲۳/۸۶۶	۲/۲۰۱	۰/۵۷۷	۴۲/۹۳	۵۵/۹۳	۰/۹۰۴
سناریو ۳	۳/۶۲۴	۰/۱۶۸	۰/۱۶	۴/۸۶۷	۲/۷۶۶	۰/۱۳۵
سناریو ۴	۴/۱۲۴	۰/۲۶۴	۰/۱۶	۰/۵۹۶	۳/۲۵	۰/۱۲۵

مأخذ: نتایج تحقیق

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

با مقایسه نتایج جدول ۴ در سناریوهای قبل مشخص است که میزان تحت تأثیر قرار گرفتن پارامتر اقتصادی کاهش قابل توجهی داشته، درحالی‌که تلفات، انحرافات ولتاژ و واریانس توان تبادلی با شبکه اصلی افزایش داشته است. تابع حاشیه امنیت جریان خطوط شبکه تغییر چندانی پیدا نکرده که نشان‌دهنده حساسیت کمتر این پارامتر به ESS می‌باشد. با این وجود به دلیل بهبود تابع هدف شماره ۴ استفاده از تجهیز ESS اقتصادی می‌باشد. پروفیل ولتاژ اندکی بالاتر از سناریو قبل رفته که منجر به خرابی پروفیل ولتاژ در این سناریو شده است. برخلاف سناریو قبل، در اینجا گاهی تلفات از مقدار ۰/۰۲ مگاوات فراتر و گاهی به ۰/۰۲۵ مگاوات هم نزدیک شده، درحالی‌که در سناریو ۳ تلفات هیچ‌گاه از ۰/۰۱۵ مگاوات فراتر نرفت.

جدول ۵ مقادیر توابع هدف مختلف

تابع هدف	F_1(P.U)	F_2 (MW)	F_3	F_4 (m.u)	F_5
پروفیل ولتاژ	۳/۳۴۴۹	۰/۱۱۴۴	۰/۱۵۹۷	۸/۰۱۰۷	۱/۳۶۸۵
تلفات	۳/۵۲۱۵	۰/۱۰۶۸	۰/۱۵۹۶	۱۱/۵۶۶۲	۱/۱۳۴۰
حاشیه امنتی جریان	۶/۲۷۸۶	۰/۵۲۹۶	۰/۱۵۷۰	۳/۷۴۰۷	۳/۸۰۰۲
هزینه برق	۳/۵۷۸۳	۰/۱۵۸۲	۰/۱۵۹۶	۳/۴۵۲۹	۴/۱۱۱۸
واریانس انرژی دریاقتی	۴/۳۵۱۷	۰/۱۷۰۳	۰/۱۶۰۸	۹/۹۲۸۳	۰/۷۰۷۰

مأخذ: نتایج تحقیق

سناریو پنجم

این سناریو جهت عملکرد مناسب تابع چندهدفه، آنالیز حساسیت را به کار گرفته که برای هر بخش از تابع چندهدفه، پنج ضریب مختلف وجود دارد که در سناریوهای قبل همه برابر ۰/۲ بود اما در این سناریو هربار یکی از ضرایب برابر ۱ و دیگر ضرایب برابر صفر فرض می‌شوند. نتایج به‌دست آمده در جدول ۵ ارائه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، تابع چندهدفه در هر بار شبیه‌سازی فقط هدفی که ضریبش ۱ بوده را مدنظر قرار داده و بهترین جواب مربوط به آن بخش از تابع چندهدفه است که با رنگ سبز در جدول بالا نشان داده شده است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

۵. نتیجه‌گیری

با توجه به رشد و گسترش شهرها و ثابت بودن شبکه توزیع، مسأله مهمی که برای شرکت‌های توزیع انرژی الکتریکی مطرح است، رضایت مشتریان از بابت کیفیت توان دریافتی می‌باشد. واضح است که با گسترش مراکز بار، مقدار توان عبوری از خطوط شبکه افزایش می‌یابد که باعث مشکلاتی از قبیل افت ولتاژ و افزایش تلفات می‌گردد. یکی از راه‌حل‌های مدیران شبکه برای جلوگیری از مشکلات جلوگیری از مشکلات مذکور، انجام بازآرایی شبکه توزیع می‌باشد. در این مقاله اهداف مختلف اقتصادی و فنی بر روی شبکه توزیع هوشمند با ارائه یک روش چندهدفه و به کمک الگوریتم ژنتیک بررسی شده است. در این راستا سه ابزار مهم با توجه به هوشمندسازی مورد تحلیل قرار گرفته که عبارتند از بازآرایی، منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر و سیستم ذخیره‌ساز انرژی. توابع هدف شامل انحرافات ولتاژ، تلفات، حاشیه امنیت جریان خطوط، هزینه برق خریداری‌شده و واریانس توان مبادلاتی با شبکه اصلی بوده که بهبود آن‌ها منجر به بالا رفتن کیفیت فنی سیستم و نیز افزایش بهره‌وری اقتصادی شبکه می‌شود. نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان دادند که استفاده از بازآرایی تأثیر بسزایی بر بخش تلفات و پروفیل ولتاژ دارد، درحالی‌که روی بخش‌های دیگر تأثیر چندانی نمی‌گذارد. به کارگیری DG تأثیر مثبت بر بخش‌های مختلف داشته و بخش توان مبادلاتی با شبکه و تلفات، تأثیر عمده‌ای دریافت می‌نمایند. از طرفی با فعال‌سازی ESS، تلفات و پروفیل ولتاژ تأثیر منفی دریافت نموده، درحالی‌که پارامتر اقتصادی یعنی هزینه برق دریافتی از شبکه کاهش پیدا کرده و گاهی ریزشبکه توانایی فروش برق به شبکه اصلی را نیز پیدا کرده که این وضعیت برای ساعات پیک بار بهتر هم می‌باشد. با توجه به مطالب ارائه شده، در تحقیقات آتی می‌توان به بررسی خطی سازی مدل پیشنهادی و استفاده از روش‌های ریاضی برای بهینه‌سازی آن پرداخت.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

منابع

Abdelaziz M. M. A., Farag H. E. and E. F. El-Saadany (2016). "Optimum Reconfiguration of Droop-Controlled Islanded Microgrids," *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2144-2153.

Alonso F. R., Oliveira D. Q. and A. C. Zambroni de Souza (2015). "Artificial Immune Systems Optimization Approach for Multiobjective Distribution System Reconfiguration," *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 840-847.

Askari M. T., Ab Kadir M. Z. A., Hizam H. and J. Jasni (2014). "A new comprehensive model to simulate the restructured power market for seasonal price signals by considering on the wind resources," *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 6, No. 2.

Asrari A., Wu T. and Lotfifard S. (2016). "The Impacts of Distributed Energy Sources on Distribution Network Reconfiguration," *in IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 2, pp. 606-613.

Bagheri Tolabi H., Ali M. H. and M. Rizwan (2015). "Simultaneous Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach," *in IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 210-218.

Baghzouz Y. and S. Ertem (1990). "Shunt capacitor sizing for radial distribution feeders with distorted substation voltages," *IEEE Trans. Power Del*., vol. 5, no. 2, pp. 650–657.

Bala J. L., Kuntz P. A., and R. M. Taylor (1995). "Sensitivity-based optimal capacitor placement on a radial distribution feeder," *in IEEE Technical Application Conf*., pp. 225–230.

Carpinelli G., Mottola F., Proto D., and A. Russo (2017). "A Multi-Objective Approach for Microgrid Scheduling", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2109–2118.

Chang C. F. (2018). "Reconfiguration and Capacitor Placement for Loss Reduction of Distribution Systems by Ant Colony Search Algorithm", *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1747-1755.

Chiang H. D., Wang J. C., Cocking O., and Shin H. D. (1990). "Optimal capacitors placements in distribution systems, part I: A new formulation of the overall problem", *IEEE Trans. Power Del*., vol. 5, no. 2, pp. 634–642.

Dall'Anese E. and G. B. Giannakis (2014). "Risk-Constrained Microgrid Reconfiguration Using Group Sparsity", *in IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1415 1425.

Ding F. and Loparo K. A. (2016). "Feeder Reconfiguration for Unbalanced Distribution Systems With Distributed Generation: A Hierarchical Decentralized Approach," *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1633-1642.

Duran H. (1968). "Optimum number, location, and size of shunt capacitors in radial distribution feeder: A dynamic programming approach", *IEEE Trans. Power App. Syst*., vol. PAS-87, no. 9, pp. 1769–1774.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

El-Saadany E. F. and A. A. Abdelsalam (2017). “Probabilistic Approach for Optimal Planning of Distributed Generators with Controlling Harmonic Distortions”, *IET Gener. Transm. Distrib*., vol. 7, No. 10, pp. 1105–1115.

Esmaeilian H. R. and R. Fadaeinedjad (2015). "Energy Loss Minimization in Distribution Systems Utilizing an Enhanced Reconfiguration Method Integrating Distributed Generation", *in IEEE Systems Journal*, vol. 9, No. 4, pp. 1430-1439.

Farahani V., Vahidi B. and H. A. Abyaneh (2017). "Reconfiguration and Capacitor Placement Simultaneously for Energy Loss Reduction Based on an Improved Reconfiguration Method", *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol.27, No. 2, pp. 587-595.

Garcia J. A. M. and A. J. G. Mena (2015).“Optimal Distribution Generation Location and size using a Modified Teaching-learning based Optimization Algorithm”, *Electrical Power and System, Elsevier*, Vol, 50, No.1 pp, 65-75.

Golshannavaz S., Afsharnia S. and F. Aminifar (2014). "Smart Distribution Grid: Optimal Day-Ahead Scheduling With Reconfigurable Topology", *in IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, No. 5, pp. 2402-2411.

Guimaraes M. A. N., Castro C. A. and R. Romero (2010). "Distribution Systems Operation Optimisation through Reconfiguration and Capacitor Allocation by a Dedicated Genetic Algorithm”, *in IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, No. 11, pp. 1213-1222.

Gupta N., Swarnkar A., Niazi K.R. and R.C. Bansal (2010). “Multi-objective Reconfiguration of Distribution Systems using Adaptive Genetic Algorithm in fuzzy Framework”, *IET Gener. Transm. Distrib*, Vol. 4, No. 12, pp. 1288–1298.

Grainger J. J. and S. H. Lee (1981). “Optimum size and location of shunt capacitors for reduction of losses on distribution feeders,” *IEEE Trans. Power App. Syst*., vol. PAS-100, pp. 1105–1118.

Grainger J. J. and S. H. Lee (1982). “Capacity Release by Shunt Capacitor Placement on Distribution Feeder: A new Voltage-dependent Model”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, No. 5, pp. 1236–1244.

Kannan S. M., Renuga P., Kalyani S. and E. Muthukumaran (2018). "Optimal Capacitor Placement and Sizing using Fuzzy-DE and Fuzzy-MAPSO Methods", Applied Soft Computing, Vol. 11, Pages: 4997–5005.

Kansal S., Kumar V. and B. Tyagi (2016). “Optimal Placement of Different Types of DG Sources in Distribution Networks”, *Electrical Power and Energy systems-Elsevier*, Vol, 53, No, 1, PP, 752-760.

Khatod D. K., Pant V. and J.D. Sharma (2013). “Evolutionary Programming Based optimal placement of renewable distributed Generation”, *IEEE Transactions on Power systems.*, Vol.28. No. 4. Pp. 683-695.

Masoum M.A.S., Ladjevardi M., Jafarian A. and E.F. Fuchs (2014). “Optimal placement, Replacement and Sizing of Capacitor Banks in Distorted Distribution Networks by Genetic Algorithms”, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 19, No. 4, pp.1794–1801.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

Mendes A., Franca P.M., Lyra C., Pissarra C. and C. Cavellucci (2015). "Capacitor Placement in Large-sized Radial Distribution Networks", *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm. Distrib.*, Vol. 152, No. 4, pp. 496–502.

Mendoza J.E., Lopez M.E., Coello Coello C.A. and E.A. Lopez (2019). "Microgenetic Multiobjective Reconfiguration Algorithm Considering Power Losses and Reliability Indices for Medium Voltage Distribution Network", *IET Gener. Transm. Distrib*, Vol. 3, Iss. 9, pp. 825-84.

Mistry K.D. and R. Roy (2017). "Enhancment of Loading Capacity of Distributed System Through Distributed Generation Placement Considering Techno-economic Benefits with load Growth", *Electrical Power and Energy System: Elsevier*, vol. 54, No. 3, pp. 505-515.

Moradi M.H. and M. Abedini (2012). "A Combination of GA and PSO for Optimal Location and Sizing of DG", *Electrical Power and Energy system-Elsevier* , Vol 34, No. 1, pp. 66-74.

Moradi M.H., Zeinalzadeh A., Mohammadi Y. and M. Abedini (2014). "An Efficient Hybrid method for Solving the Optimal Sitting and Sizing Problem of DG and Shunt Capacitor Banks Simultaneously based on Imperialist Competitive Algorithm and Genetic Algorithm", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 54, pp. 101-111.

Morgan E.C., Lackner M., Vogel R.M. and L.G. Baise (2011). "Probability Distributions for Offshore wind Speeds", *Energy Convers. Manag.*, vol. 52, No. 1, pp. 15–26.

Prasanna H.A.M., Kumar M.V.L., T. Ananathapadmanabh (2018). "A Novel Approach for Optimal Alocation of a Distributed Generator in a Radial Distributed feeder For Loss Minimization and Tail End Node Voltage Improvement during peak load", International Transaction of Electrical and Computer Engineering system, Vol 2, No. 1. Pp. 67-72.

Rao R. S., Ravindra K., Satish K. and S. V. L. Narasimham (2013). "Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation", *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol.28, No. 1, pp. 317-325.

Rupolo D. and J. Roberto Sanches (2015). "Reconfiguration of Radial Electric Power Distribution System via a Scatter Search Algorithm", *in IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, No. 4, pp. 1022-1028.

Saber A.Y. and A. K. M. R. Alam (2017). "Short term load Forecasting using Multiple Linear Regression for big data", *IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI), Honolulu*, pp. 1-6.

Shaaban M. and J.O. Petinrin (2016). "Sizing and Siting of DG in Distribution System for Voltage Profile Improvement and Loss Reduction", *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, Vol. 8. No. 1, pp. 1-7.

Shukla T.N., Singh S.P., Srinivasarao V. and K.B. Naik (2017). "Optimal Sizing of Distributed Generation Placed on Radial Distributed Networks", *Electric Power Components and System –Taylor and Francis*, Vol, 38, No, 3, pp. 260-274.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]

Sundhararajan S. and A. Pahwa (1994). “Optimal Selection of Capacitor for Radial Distribution Systems using a Genetic Algorithm”, *IEEE Trans.Power Syst.*, vol. 9, No. 3, pp. 1499–1507.

Tahboub A.M., Pandi V.R. and H.H. Zeineldin (2015). “Distribution System Reconfiguration for Annual Energy Loss Reduction Considering Variable Distributed Generation Profiles”, *in IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.30, No. 4, pp. 1677-1685.

Tsai M.S. and F.Y. Hsu (2010). “Application of Grey Correlation Analysis in Evolutionary Programming for Distribution System Feeder Reconfiguration”, *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, No. 2, pp. 1126-1133.

Venkatesh B. and R. Ranjan (2016). “Fuzzy EP Algorithm and Dynamic data Structure for Optimal Capacitor Allocation in Radial Distribution Systems”, *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm. Distrib.*, vol. 153, No. 1, pp. 80–88.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-05-22]