

بهره‌برداری بهینه‌ی احتمالاتی از نیروگاه‌های ترکیبی تولید برق و حرارت، بادی و خورشیدی

هادی رزمی^۱ حسن دعاگوی مجرد^۲ طاهر نیکنام^۳

۱- استادیار- گروه مهندسی برق، واحد تهران شرق، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
razmi.hadi@gmail.com

۲- استادیار- گروه مهندسی برق، واحد تهران شرق، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
ac.irh.doagou@aut.ac.ir

۳- استاد- دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی شیراز، شیراز، ایران
niknam@sutech.ac.ir

چکیده: در این مقاله، مسأله‌ی بهره‌برداری بهینه‌ی احتمالاتی از واحدهای حرارتی، واحدهای تولید همزمان برق و حرارت، توربین‌های بادی و واحدهای خورشیدی با تابع هدف کاهش مجموع هزینه‌های بهره‌برداری به صورت یک مسأله‌ی بهینه‌سازی تعریف شده است. در این مسأله، عدم قطعیت‌های موجود در بار، واحدهای فتوولتائیک و بادی در قالب حل روش تخمین دونقطه‌ای در نظر گرفته شده‌اند. میزان تولید برق و حرارت در واحدهای مختلف، موقعیت تپ ترانسفورماتورها و میزان تزریق توان راکتیو توسط جبران‌سازهای موازی، متغیرهای کنترلی مسأله‌ی بهینه‌سازی هستند. از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات با یادگیری جامع برای حل این مسأله‌ی بهینه‌سازی استفاده شده است. به منظور بررسی کارایی روش پیشنهادی، سیستم تست استاندارد ۱۱۸ باس IEEE متشکل از واحدهای حرارتی، تولید همزمان برق و حرارت، بادی و خورشیدی انتخاب شده است. نتایج شبیه‌سازی در محیط نرم‌افزار MATLAB، برتری روش بهینه‌سازی ازدحام ذرات با یادگیری جامع را در مقایسه با سایر روش‌های بهینه‌سازی نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: بهره‌برداری بهینه‌ی احتمالاتی، الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات با یادگیری جامع، روش تخمین دونقطه‌ای.

نوع مقاله: پژوهشی

DOI: 10.52547/jiaeee.19.1.149

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۸/۱۱/۲۷

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۹/۰۱/۱۶

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۹/۰۲/۲۳

نام نویسنده‌ی مسئول: حسن دعاگوی مجرد

نشانی نویسنده‌ی مسئول: تهران، قیام‌دشت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران شرق، دانشکده‌ی فنی و مهندسی، گروه مهندسی برق

۱- مقدمه

وظیفه اصلی بهره‌بردار شبکه قدرت از دیرباز تاکنون، تعیین اقتصادی‌ترین ترکیب واحدهای تولیدی برای تأمین بار مصرفی شبکه با در نظر گرفتن قیود فنی و امنیتی است. به دلیل نقش پخش بار بهینه در بهبود بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت از منظر فنی و اقتصادی، پخش بار بهینه به جزء حیاتی سیستم‌های قدرت تبدیل شده است. بهبود در حل مسأله‌ی پخش بار بهینه می‌تواند موجب صرفه‌جویی فراوان در هزینه‌های بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت شده و به طور همزمان، امنیت شبکه را بهبود بخشد [۱]. تابع هدف مسأله‌ی پخش بار بهینه در اغلب تحقیقات پیشین، حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های بهره‌برداری شبکه قدرت بوده است. با این وجود در برخی تحقیقات، معیارهای دیگری چون کاهش تلفات، بهبود قابلیت اطمینان و کاهش آلاینده‌ی‌های زیست‌محیطی نیز به طور جداگانه یا در ترکیب با سایر معیارها در تابع هدف مسأله‌ی پخش بار بهینه در نظر گرفته شده‌اند. در مرجع [۲]، مسأله‌ی پخش بار بهینه با در نظر گرفتن تپ ترانسفورماتورها و توان راکتیو تزریقی توسط خازن‌های موازی حل شده است. توابع هدف در نظر گرفته شده در این مرجع عبارتند از، حداقل‌سازی هزینه‌ی سوخت مصرفی واحدهای تولیدی، حداقل‌سازی تلفات شبکه انتقال و حداقل‌سازی شاخص انحراف ولتاژ و مسأله‌ی بهینه‌سازی بدون لحاظ هیچ عدم قطعیتی به صورت یک مسأله‌ی تک‌هدفه تعریف شده است. در مرجع [۳]، مسأله‌ی پخش بار بهینه با اهداف حداقل‌سازی هزینه تولیدی توان، حداقل‌سازی انتشار گازهای آلاینده، حداقل‌سازی شاخص L و حداقل‌سازی تلفات توان اکتیو به صورت چندهدفه تعریف شده است. در این مرجع، برای تولید پاسخ‌های نامغلوب مسأله‌ی بهینه‌سازی چندهدفه، از روشی جدید با نام تکامل تفاضلی خودتطبیق بهبودیافته با تقاطع ترکیبی (ESDE-MC) استفاده شده است. روش تصمیم‌گیری فازی نیز برای یافتن بهترین پاسخ از بین پاسخ‌های نامغلوب به کار گرفته شده است. در مرجع [۴]، مسأله‌ی پخش بار بهینه با اهداف حداقل‌سازی مجموع هزینه‌ی سوخت، حداقل‌سازی تلفات و حداقل‌سازی انحراف ولتاژ باس‌ها از مقدار نامی، به صورت چندهدفه در نظر گرفته شده است. در این مرجع، به منظور تولید مجموعه پاسخ‌های پرتو، از الگوریتم اصلاح شده‌ی بهینه‌سازی زیستی و برای یافتن پاسخ بهینه‌ی نهایی مسأله، از روشی جدید با نام رویکرد تصمیم‌گیری مرکز ثقل استفاده شده است. مسأله‌ی بهینه‌سازی در مراجع فوق بدون لحاظ هیچ گونه عدم قطعیتی تعریف شده است. در سال‌های اخیر، تغییرات چشم‌گیری در سیستم‌های قدرت رخ داده است. شکل‌گیری بازارهای برق و شبکه‌های هوشمند موجب ایجاد تغییراتی در ساختار سیستم‌های قدرت شده است. یکی از مهمترین تغییرات رخ داده در سیستم‌های قدرت مدرن نسبت به سیستم‌های قدرت سنتی، گسترش استفاده از واحدهای تولید پراکنده است. کاستن از ظرفیت اشغال شده شبکه انتقال، کاهش

هزینه‌های بهره‌برداری شبکه به ویژه تلفات انرژی الکتریکی، کاهش نیاز به توسعه شبکه انتقال و بهبود در قابلیت اطمینان شبکه، از جمله فوائد استفاده از واحدهای تولید پراکنده است. در مرجع [۵]، پخش بار بهینه در سیستم قدرت در حضور واحدهای حرارتی، بادی و برق‌آبی مورد مطالعه قرار گرفته است. به دلیل استفاده از واحدهای تولیدی برق‌آبی، ممکن است شبکه‌ی قدرت با مشکل تأمین توان راکتیو توسط واحدهای حرارتی مواجه شود. برای این منظور، از جبران‌ساز استاتیک همزمان (STATCOM) در مدلسازی مسأله‌ی پخش بار بهینه استفاده شده است. در مرجع [۶]، مسأله‌ی پخش بار بهینه در حضور واحدهای بادی و فتوولتائیک بررسی شده است. عدم قطعیت‌های موجود در سرعت باد و تابش خورشید، به ترتیب، توسط توابع توزیع احتمال ویبول و نرمال لگاریتمی در نظر گرفته شده‌اند. تابع هدف مسأله متشکل از سه بخش است: ۱- هزینه‌ی رزرو مورد نیاز در صورت تخمین توان تولیدی بادی و فتوولتائیک بیش از مقدار واقعی، ۲- هزینه‌ی جریمه در نظر گرفته شده در صورت تخمین توان‌های تولیدی تجدیدپذیر کمتر از مقدار واقعی، و ۳- هزینه‌ی تولید توان توسط واحدهای بادی، فتوولتائیک و حرارتی. بنابراین، حداقل‌سازی تابع هدف این مسأله علاوه بر کاهش هزینه‌ها، موجب افزایش دقت در پیش‌بینی مقادیر واقعی توان‌های تولیدی بادی و فتوولتائیک می‌شود. در این مرجع، برای حل مسأله بهینه‌سازی، از الگوریتم تکامل تفاضلی استفاده شده است. در صورتی که پارامترهای تابع توزیع ویبول و نرمال-لگاریتمی برای سرعت باد و تابش خورشید به گونه‌ای مناسب انتخاب شوند، هزینه‌های ناشی از خطای پیش‌بینی توان کاهش یافته و هزینه‌های شبکه به طور محسوسی کاهش خواهد یافت.

همان طور که در بررسی این تحقیقات مشخص شد، تنها در تعداد اندکی از این تحقیقات، عدم قطعیت‌های موجود در مسأله‌ی پخش بار بهینه در نظر گرفته شده بود. با توجه به استفاده گسترده از واحدهای تجدیدپذیر بادی و فتوولتائیک در سیستم‌های قدرت و عدم قطعیت‌های موجود در توان‌های تولیدی این واحدها، در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مرتبط با توان‌های تولیدی منابع تجدیدپذیر در مسأله پخش بار بهینه به همراه عدم قطعیت موجود در بار مصرفی مشترکین، ضرورت دارد [۷].

توان تولیدی واحدهای بادی و فتوولتائیک تابعی از میزان سرعت باد و تابش خورشید است. به دلیل ماهیت نوسانی سرعت باد و تابش خورشید، عملاً پیش‌بینی دقیق توان‌های تولیدی بادی و فتوولتائیک ممکن نبوده و همواره مقداری خطای پیش‌بینی وجود خواهد داشت. از سوی دیگر، بار مصرفی شبکه قدرت نیز هیچ‌گاه قابل پیش‌بینی دقیق نبوده و همواره مقداری خطای پیش‌بینی بار رخ خواهد داد. بنابراین، در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های فوق در بهره‌برداری از سیستم قدرت توسط روش پخش بار بهینه ضرورت دارد. برای این منظور، باید مدلسازی مسأله‌ی پخش بار بهینه به صورت احتمالاتی صورت گیرد تا عدم قطعیت‌های فوق در نظر گرفته شوند [۸]. برای در نظر گرفتن عدم

قطعیت‌های فوق، از روش تخمین دونقطه‌ای استفاده خواهد شد [۹]. بر اساس روش فوق، با استفاده از توابع توزیع احتمال در نظر گرفته شده برای هر یک از پارامترهای غیرقطعی مسأله، مجموعه‌ای از نقاط تولید شده و از آنها برای حل مسأله‌ی بهینه‌سازی احتمالاتی استفاده خواهد شد. در مرجع [۱۰]، مسأله‌ی پخش بار بهینه به صورت احتمالاتی بررسی شده است. برای این منظور، عدم قطعیت‌های موجود در سرعت باد و بار مصرفی توسط روش تخمین دونقطه‌ای بر مبنای توابع توزیع احتمال ویبول و نرمال در مدل‌سازی مسأله‌ی بهینه‌سازی لحاظ شده‌اند. در این مرجع، مسأله‌ی پخش بار بهینه به صورت یک مسأله بهینه‌سازی چندهدفه با حداقل‌سازی هزینه و آلاینده‌گی در نظر گرفته شده است. در مرجع [۱۱]، مسأله‌ی پخش بار بهینه AC/DC در حضور خطوط ارتباطی DC مطالعه شده است. از این خط ارتباطی DC برای ارتباط دو ناحیه از شبکه استفاده شده است. توابع هدف مسأله عبارتند از، حداقل‌سازی مجموع هزینه‌ها، حداقل‌سازی مجموع تلفات توان اکتیو و حداکثرسازی شاخص پایداری ولتاژ VSI.

از سوی دیگر، نیروگاه‌های تولید همزمان حرارت و برق (CHP)، یکی از منابع رو به گسترش در شبکه قدرت هستند. واحدهای CHP به طور همزمان انرژی‌های الکتریکی و حرارتی را تولید کرده و بدین ترتیب، با کاستن از تلفات تبدیل انرژی، راندمان بالاتری نسبت به واحدهای حرارتی متداول دارند [۷]. مدل‌سازی مسأله‌ی پخش بار بهینه باید به صورتی انجام شود که منابع جدیدی چون واحدهای بادی، فتوولتائیک و CHP را شامل شده و ویژگی‌های فنی آنها را در نظر گیرد. بررسی تحقیقات گذشته نشان‌گر این است که در تحقیقات کمی، واحدهای تولید همزمان برق و حرارت (CHP) در مسأله‌ی پخش بار بهینه در نظر گرفته شده است. امروزه گرایش زیادی به سمت یکپارچه‌سازی مدیریت حامل‌های انرژی مختلف در سیستم‌های انرژی به وجود آمده و مفاهیم جدیدی چون سیستم‌های انرژی چندحاملی و هاب انرژی معرفی شده است. در چنین سیستم‌هایی انواع انرژی‌های مصرفی مشترکین همچون انرژی الکتریکی و حرارتی به صورت یکپارچه تولید و توزیع می‌گردد. در نتیجه، از یک سو راندمان تبدیل انرژی توسط تجهیزاتی چون CHP افزایش یافته و از سوی دیگر، به دلیل تنوع در منابع انرژی، قابلیت اطمینان نیز افزایش می‌یابد. با گسترش استفاده از واحدهای CHP در سیستم‌های قدرت، نیاز به در نظر گرفتن بهره‌برداری از این واحدها در مسأله‌ی پخش بار بهینه احساس می‌شود. همچنین مشاهده شد که جزئیات مدل‌سازی دقیق مسأله‌ی پخش بار بهینه در بسیاری از تحقیقات در نظر گرفته نشده است. با این وجود، در تعدادی از این تحقیقات، تنظیمات تپ ترانسفورماتورها و جبران‌سازهای موازی شبکه قدرت در مدل‌سازی مسأله‌ی پخش بار بهینه لحاظ شده بود [۱۲-۱۳].

برای افزایش دقت مدل‌سازی مسأله و در نظر گرفتن جزئیات فنی تجهیزات، در این مقاله، اثرات شیر بخار به همراه نواحی ممنوع بهره‌برداری از واحدهای حرارتی و محدوده عملکرد مجاز واحدهای

CHP در نظر گرفته می‌شوند. تنظیمات تپ ترانسفورماتورها و توان تزریقی جبران‌سازهای موازی توان راکتیو نیز در فرآیند بهینه‌سازی تعیین خواهد شد. با حل مسأله‌ی بهینه‌سازی، مقدار توان‌های تولیدی واحدهای حرارتی، بادی، فتوولتائیک، CHP و واحدهای صرفاً حرارتی تعیین خواهد شد. همچنین، مقدار ولتاژ باس‌های شبکه و توان‌های عبوری خطوط به همراه تنظیمات تپ ترانسفورماتورها و توان تزریقی توسط جبران‌سازهای موازی به دست خواهند آمد.

در بسیاری از تحقیقات گذشته مشاهده شد که تلاش زیادی برای معرفی روش‌های بهینه‌سازی جدید برای حل مسأله‌ی پخش بار بهینه در جریان است. از این رو بهبود در روش‌های حل مسأله‌ی پخش بار بهینه، یکی از مهم‌ترین دغدغه‌های موجود در این زمینه به شمار می‌رود. به منظور بهبود در روش‌های حل مسأله‌ی پخش بار بهینه، در این مقاله، از روش بهینه‌سازی اجتماع ذرات با یادگیری جامع (CLPSO) برای حل مسأله بهینه‌سازی استفاده خواهد شد. الگوریتم بهینه‌سازی اجتماع ذرات (PSO) یکی از کارآمدترین روش‌های بهینه‌سازی فراابتکاری است که از نحوه حرکت جمعی گروه‌های جانوران و پرندگان الهام گرفته است. در این مقاله، از نسخه توسعه‌یافته‌ی الگوریتم PSO که با نام CLPSO شناخته می‌شود، استفاده خواهد شد [۱۴]. در روش CLPSO با ایجاد تغییراتی نسبت به روش PSO کلاسیک، قابلیت جست‌وجو برای یافتن پاسخ بهینه به طور قابل توجهی بهبود می‌یابد. شبیه‌سازی روش فوق بر روی شبکه‌ی تست ۱۱۸ باس IEEE صورت می‌گیرد. برای انجام شبیه‌سازی، از نرم‌افزار MATLAB استفاده خواهد شد. با انجام شبیه‌سازی در حالات مختلف، تأثیر استفاده از واحدهای بادی، فتوولتائیک و CHP بر مسأله‌ی پخش بار بهینه مورد بررسی قرار گرفته و تأثیر استفاده از بهینه‌سازی احتمالاتی برای در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها، ارزیابی خواهد شد. همچنین، کارایی روش CLPSO با روش PSO کلاسیک در حل مسأله‌ی پخش بار بهینه مقایسه می‌شود. بنابراین نوآوری‌های این مقاله را می‌توان در دو مورد زیر خلاصه کرد:

- تعریف مسأله‌ی پخش بار بهینه در سیستم‌های قدرت با جزئیات کامل زیر؛ که با واقعیت تطابق بیشتری دارد و در نتیجه، آن را تبدیل به یک مسأله‌ی بهینه‌سازی با ابعاد بزرگ به شدت ناهموار، نامحدوب، غیرخطی، دارای متغیرهای پیوسته و گسسته می‌کند.
- در نظر گرفتن واحدهای حرارتی، بادی، فتوولتائیک، CHP و واحدهای صرفاً حرارتی در سیستم قدرت؛
- در نظر گرفتن اثرات شیر بخار و نواحی ممنوع بهره‌برداری برای واحدهای حرارتی؛
- در نظر گرفتن محدوده عملکرد مجاز برای واحدهای CHP؛
- در نظر گرفتن تنظیمات تپ برای ترانسفورماتورهای سیستم قدرت؛

همچنین از یک بخش برای در نظر گرفتن تأثیرات متقابل توان‌های الکتریکی و حرارتی بر هزینه استفاده می‌شود. در نتیجه تابع هزینه‌ی توان‌های تولیدی الکتریکی و حرارتی واحدهای CHP به صورت زیر مدلسازی می‌شود [۱۵].

$$C_{CHP}(P^{CHP}, H^{CHP}) = \sum_{i=1}^{N_{CHP}} a_i^{CHP} + b_i^{CHP} P_i^{CHP} + c_i^{CHP} (P_i^{CHP})^2 + d_i^{CHP} H_i^{CHP} + e_i^{CHP} (H_i^{CHP})^2 + f_i^{CHP} P_i^{CHP} H_i^{CHP} \quad (3)$$

۳-۲- هزینه‌ی واحدهای صرفاً حرارتی

از واحدهای CHP برای تأمین بخشی از بار حرارتی مصرفی مشترکین شبکه استفاده می‌شود. با این وجود، به دلیل این که تولید حرارت توسط واحد CHP وابستگی تنگاتنگی با توان الکتریکی تولیدی توسط این واحدها دارد، ممکن است تأمین بار حرارتی شبکه در عمل با مشکل مواجه شود. در نتیجه، به منظور افزایش انعطاف‌پذیری در تأمین انرژی حرارتی، از واحدهای صرفاً حرارتی که در واقع بویلرهای حرارتی هستند، استفاده خواهد شد. از رابطه‌ی زیر برای محاسبه هزینه‌ی تولید توان حرارتی توسط واحدهای صرفاً حرارتی استفاده می‌شود.

$$C_{Heat-only}(H^H) = \sum_{i=1}^{N_H} a_i^H + b_i^H H_i^H + c_i^H (H_i^H)^2 \quad (4)$$

۴-۲- هزینه‌ی واحدهای بادی و فتوولتائیک

تولید توان توسط واحدهای بادی و فتوولتائیک نیازمند مصرف سوخت نبوده و این واحدها از انرژی‌های تجدیدپذیر باد و خورشید به عنوان انرژی اولیه استفاده می‌کنند. با این وجود، تولید توان توسط این واحدها کاملاً بدون هزینه نبوده و باید هزینه‌های مرتبط با بهره‌برداری و نگهداری این واحدها در مدلسازی مسئله لحاظ گردد. بنابراین، از روابط (۵) و (۶)، به ترتیب، برای محاسبه هزینه‌های واحدهای بادی و فتوولتائیک استفاده می‌شود [۱۶].

$$C_{WT}(P^{WT}) = \sum_{i=1}^{N_{WT}} c_i^{WT} P_i^{WT} \quad (5)$$

$$C_{PV}(P^{PV}) = \sum_{i=1}^{N_{PV}} c_i^{PV} P_i^{PV} \quad (6)$$

۵-۲- محدودیت مناطق ممنوع بهره‌برداری

نواحی مجاز بهره‌برداری از واحد حرارتی شماره‌ی i با رابطه‌ی زیر تعریف می‌شود.

$$P_i^{TU} \in \begin{cases} P_{i,min}^{TU} \leq P_i^{TU} \leq P_{i,1}^{TL} \\ P_{i,k-1}^{TU} \leq P_i^{TU} \leq P_{i,k}^{TL}; \quad k = 2, 3, \dots, K \\ P_{i,K}^{TU} \leq P_i^{TU} \leq P_{i,max}^{TU} \end{cases} \quad (7)$$

- در نظر گرفتن جبران‌سازهای توان راکتیو موازی در سیستم قدرت؛
- در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های موجود در بار، واحدهای فتوولتائیک و بادی

- معرفی نسخه توسعه‌یافته‌ی الگوریتم PSO با نام CLPSO برای حل مسأله‌ی بهینه‌سازی ذکر شده؛ که با ایجاد تغییراتی نسبت به روش PSO کلاسیک، قابلیت جست‌وجو برای یافتن پاسخ بهینه را به طور قابل توجهی بهبود می‌دهد.

۲- تعریف مسأله‌ی بهینه‌سازی

در این مقاله، مسأله‌ی بهره‌برداری بهینه‌ی احتمالاتی از نیروگاه‌های ترکیبی تولید برق و حرارت، بادی و خورشیدی در قالب یک مسأله‌ی پخش بار بهینه مدلسازی و حل می‌شود.

هزینه‌ی تأمین انرژی شامل هزینه‌ی تولید انرژی‌های الکتریکی و حرارتی است. تابع هدف مسأله‌ی بهینه‌سازی J به همراه متغیرهای حالت X ، متغیرهای کنترلی U و متغیرهای تصادفی ورودی ξ با رابطه‌ی (۱) نمایش داده می‌شود [۱۵].

$$\begin{aligned} \min J(X, U, \xi) = & C_{TU}(P^{TU}) + C_{CHP}(P^{CHP}, H^{CHP}) \\ & + C_{Heat-only}(H^H) + C_{WT}(P^{WT}) \\ & + C_{PV}(P^{PV}) \end{aligned} \quad (1)$$

$$X = [P^{TU}, P^{CHP}, H^{CHP}, H^H, TP, Q^C]$$

$$U = [Q^G, V, P^L]$$

$$\xi = [P^{WT}, P^{PV}, P^D]$$

در زیربخش‌های زیر، قسمت‌های مختلف تابع هزینه و محدودیت‌های آن معرفی می‌شوند.

۱-۲- هزینه‌ی واحدهای حرارتی

در این مقاله، به منظور مدلسازی دقیق هزینه‌ی واحدهای حرارتی، اثر شیر بخار نیز در نظر گرفته می‌شود. در نتیجه، مجموع هزینه‌ی تولید توان توسط واحدهای حرارتی با رابطه‌ی زیر در نظر گرفته می‌شود.

$$\begin{aligned} C_{TU}(P^{TU}) = & \sum_{i=1}^{N_{TU}} a_i^{TU} + b_i^{TU} P_i^{TU} + c_i^{TU} (P_i^{TU})^2 \\ & + |d_i^{TU} \cdot \sin(e_i^{TU} \cdot (P_{i,min}^{TU} - P_i^{TU}))| \end{aligned} \quad (2)$$

۲-۲- هزینه‌ی واحدهای CHP

هر یک از واحدهای CHP دارای یک محدوده عملکرد مجاز است که در آن، ارتباط بین توان‌های الکتریکی و حرارتی تولیدی توسط واحدهای CHP در نظر گرفته می‌شود. بهره‌برداری صحیح از واحدهای CHP نیازمند در نظر گرفتن جزئیات فنی بخش‌های الکتریکی و حرارتی این واحدها از جمله نمودار محدوده‌ی عملکرد مجاز می‌باشد. هزینه‌ی تولید توسط واحدهای CHP به طور معمول توسط یک تابع چندجمله‌ای برای توان‌های الکتریکی و حرارتی نمایش داده می‌شود.

۲-۶- محدودیت انتخاب سوخت چندگانه

تابع هزینه‌ی سوخت برای آن دسته از واحدهایی که از انتخاب‌های چندگانه سوخت بهره می‌برند، مطابق با نوع سوخت مصرفی آنها در نظر گرفته می‌شود. اگر عبارت داخل سیگما در رابطه‌ی (۲) با $C_{i,j}^{TU}$ نامگذاری شود؛ در حالت وجود سوخت چندگانه در واحد حرارتی شماره‌ی i ، می‌تواند با عبارت $\sum_{j=1}^{N_F} C_{i,j}^{TU}$ بیان شود. در این صورت، محدودیت انتخاب سوخت چندگانه با رابطه‌ی ریاضی زیر قابل نمایش است.

$$\begin{cases} C_{i,1}^{TU} \text{ (Fuel type 1); } & P_{i,min}^{TU} \leq P_i^{TU} \leq P_{i,1}^{TL} \\ C_{i,2}^{TU} \text{ (Fuel type 2); } & P_{i,1}^{TL} \leq P_i^{TU} \leq P_{i,2}^{TL} \\ \vdots & \\ C_{i,N_F}^{TU} \text{ (Fuel type } N_F); & P_{i,N_F-1}^{TL} \leq P_i^{TU} \leq P_{i,max}^{TL} \end{cases} \quad (8)$$

۲-۷- محدودیت تعادل توان الکتریکی

مطابق با رابطه‌ی زیر، مجموع بار و تلفات اکتیو و راکتیو در باس شماره‌ی i باید با مجموع تولید توان اکتیو و راکتیو در آن باس برابر باشد.

$$\begin{aligned} P_i^G - P_i^D &= \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i^G - Q_i^D &= \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{aligned} \quad (9)$$

۲-۸- محدودیت تعادل توان حرارتی

مجموع توان حرارتی تولید شده توسط واحدهای CHP و واحدهای صرفاً حرارتی (سمت چپ رابطه‌ی زیر) باید برابر با مجموع بار مصرفی حرارتی مشترکین شبکه (سمت راست رابطه‌ی زیر) باشد.

$$\sum_{i=1}^{N_{CHP}} H_i^{CHP} + \sum_{i=1}^{N_H} H_i^H = P^{Heat} \quad (10)$$

۲-۹- محدودیت‌های امنیتی حالت کار پایدار

بر اساس رابطه‌ی (۱۱)، توان اکتیو و راکتیو تولیدی توسط واحد حرارتی شماره‌ی i ، توان الکتریکی و حرارتی تولیدی واحد CHP شماره‌ی i ، توان حرارتی تولید شده توسط واحد صرفاً حرارتی شماره‌ی i ، توان تولیدی واحدهای بادی و فتوولتائیک شماره‌ی i ، اندازه توان عبوری از خط انتقال شماره‌ی i ، دامنه ولتاژ باس شماره‌ی i شبکه، توان راکتیو تزریقی خازن موازی شماره‌ی i و تنظیم تپ ترانسفورماتور شماره‌ی i به مقادیر حداقل و حداکثر مجاز خود محدود شده است.

$$\begin{aligned} P_{i,min}^{TU} &\leq P_i^{TU} \leq P_{i,max}^{TU} \\ Q_{i,min}^{TU} &\leq Q_i^{TU} \leq Q_{i,max}^{TU} \\ P_{i,min}^{CHP} &\leq P_i^{CHP} \leq P_{i,max}^{CHP} \\ H_{i,min}^{CHP} &\leq H_i^{CHP} \leq H_{i,max}^{CHP} \\ H_{i,min}^H &\leq H_i^H \leq H_{i,max}^H \\ 0 &\leq P_i^{WT} \leq P_{i,rated}^{WT} \\ 0 &\leq P_i^{PV} \leq P_{i,rated}^{PV} \end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} |P_i^L| &\leq P_{i,max}^L \\ V_{i,min} &\leq V_i \leq V_{i,max} \\ Q_{i,min}^C &\leq Q_i^C \leq Q_{i,max}^C \\ TP_{i,min} &\leq TP_i \leq TP_{i,max} \end{aligned}$$

۳- روش حل مسأله‌ی بهینه‌سازی

بردار متغیرهای کنترلی X توسط حل مسأله‌ی بهره‌برداری احتمالاتی توسط روش CLPSO به دست خواهند آمد. بردار متغیرهای حالت U نیز از طریق حل مسأله‌ی پخش بار بهینه (OPF) معین می‌شوند. پیش از حل مسأله‌ی پخش بار بهینه، باید مقادیر متغیرهای تصادفی ورودی ξ تعیین شوند. در این مقاله، بار الکتریکی مصرفی شبکه به همراه توان تولیدی واحدهای بادی و فتوولتائیک، متغیرهای تصادفی ورودی مسأله هستند و از روش تخمین دونقطه‌ای برای لحاظ آنها استفاده شده است.

۳-۱- تعریف عدم قطعیت‌های موجود در مسأله

توان تولیدی واحدهای فتوولتائیک خورشیدی وابسته به مقدار تابش خورشید بر سطح پنل‌های فتوولتائیک می‌باشد. برای محاسبه مقدار توان تولیدی واحد فتوولتائیک شماره‌ی i از رابطه زیر استفاده می‌شود.

$$P_i^{PV} = P_i^{PV,r} \times \frac{G_i^{PV}}{G_{std}^{PV}} [1 + \gamma(T_i^{PV} - T_{std}^{PV})] \quad (12)$$

توان تولیدی توسط واحد بادی شماره‌ی i نیز وابسته به مقدار سرعت وزش باد می‌باشد. بنابراین، از رابطه زیر برای محاسبه توان تولیدی واحد بادی شماره‌ی i استفاده می‌شود. در رابطه زیر، فرض شده است که منحنی توان تولیدی واحد بادی، به صورت تکه‌ای-خطی بوده و دارای سه قطعه گسسته می‌باشد و محاسبه توان تولیدی در هر یک از این سه قطعه به طور جداگانه انجام می‌شود [۱۵].

$$P_i^{WT} = P_i^{WT,r} \times \begin{cases} s_1^i (v_i - v_i^{ci}), & v_i^{ci} \leq v_i \leq v_i^1 \\ s_1^i (v_i^1 - v_i^{ci}) + s_2^i (v_i - v_i^1), & v_i^1 \leq v_i \leq v_i^2 \\ s_1^i (v_i^1 - v_i^{ci}) + s_2^i (v_i^2 - v_i^1) + s_3^i (v_i - v_i^2), & v_i^2 \leq v_i \leq v_i^c \\ 1, & v_i^c \leq v_i \leq v_i^{cc} \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (13)$$

همچنین، برای در نظر گرفتن عدم قطعیت در بار، سرعت باد و تابش خورشید، به ترتیب، از توابع توزیع احتمالاتی نرمال، ویبول و بتا مطابق با روابط زیر استفاده شده است [۸].

$$\begin{aligned} PDF(P_i^D) &= \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_i} \exp\left(-\frac{(P_i^D - \mu_i)^2}{2\sigma_i^2}\right) \\ PDF(v_i) &= \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v_i}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k\right) \\ PDF(G_i^{PV}) &= \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \times (G_i^{PV})^{\alpha-1} \times (1 - G_i^{PV})^{\beta-1} \end{aligned} \quad (14)$$

۳-۲- روش تخمین دونقطه‌ای

با فرض این که تعداد کل متغیرهای تصادفی ورودی m باشد، مجموعه‌ی متغیرهای تصادفی ورودی ξ شامل m متغیر است که مقدار l امین متغیر با ξ_l نمایش داده می‌شود. در روش تخمین دونقطه‌ای، با توجه به این که باید تعداد $2m + 1$ نقطه تخمین زده شود، به همین دلیل، این روش را به اختصار PEM $2m + 1$ می‌نامند. به طور کلی، مسأله‌ی بهینه‌سازی با در نظر گرفتن روش تخمین دونقطه‌ای، به صورت زیر قابل بیان است [۱۸-۱۷].

$$\min J(X, U, \xi) \quad \xi = [\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_l, \dots, \xi_m] \quad (15)$$

برای حل مسأله‌ی بهره‌برداری احتمالاتی بر اساس روش پخش بار بهینه، ضروری است که مراحل زیر انجام شوند:

- برای هر یک از متغیرهای تصادفی ورودی بار مصرفی، توان تولیدی واحدهای بادی و فتوولتائیک، یک تابع چگالی احتمال مناسب انتخاب گردد.
- مقادیر $E(Y)$ و $E(Y^2)$ برابر با صفر قرار داده شود. عملگری است که مقدار ارزش انتظاری (امید ریاضی) را برای یک متغیر آماری محاسبه می‌کند.

- مقدار l برابر با یک قرار داده شود. به طور دقیق، در روش تخمین دونقطه‌ای، هر یک از متغیرهای تصادفی ورودی منجر به سه نقطه یا مکان $\xi_{l,k}$ و سه ضریب وزنی $w_{l,k}$ می‌شوند. l شمارش‌گر متغیرهای تصادفی ورودی $(l = 1, 2, \dots, m)$ و k شمارش‌گر پارامترهای مکان برای متغیرهای تصادفی ورودی است $(k = 1, 2, 3)$. در هر یک از نقاط $\xi_{l,k}$ ، تابع هدف مسأله طبق رابطه‌ی (۱) محاسبه می‌شود. در نتیجه، برای هر یک از متغیرهای تصادفی ورودی، به توجه به سه مقدار مکان متفاوت، سه مرتبه مسأله‌ی بهینه‌سازی حل می‌شود. تأثیر مقادیر به دست آمده برای تابع هدف بر متغیر تصادفی خروجی Y ، توسط ضرایب وزنی $w_{l,k}$ در نظر گرفته می‌شود. روش تخمین دونقطه‌ای، برای محاسبه زوج‌های مکان و ضریب وزنی $(\xi_{l,k}, w_{l,k})$ برای هر یک از متغیرهای تصادفی ورودی ξ_l ، از چهار ممان مرکزی استفاده می‌کند که عبارتند از: میانگین، واریانس، ضریب چولگی و ضریب کشیدگی. مقادیر پارامتر مکان $\xi_{l,k}$ ، مکان استاندارد $\chi_{l,k}$ و ضرایب وزنی $w_{l,k}$ توسط روابط زیر محاسبه می‌شوند [۱۹].

$$\xi_{l,k} = \mu_{\xi_l} + \chi_{l,k} \sigma_{\xi_l} \quad k = 1, 2, 3 \quad (16)$$

$$\chi_{l,k} = \begin{cases} \frac{\lambda_{\xi_{l,3}}}{2} + (-1)^{3-k} \sqrt{\lambda_{\xi_{l,4}} - \frac{3}{4} \lambda_{\xi_{l,3}}^2} & k = 1, 2 \\ 0 & k = 3 \end{cases} \quad (17)$$

$$w_{l,k} = \begin{cases} \frac{(-1)^{3-k}}{\chi_{l,k}(\chi_{l,1} - \chi_{l,2})} & k = 1, 2 \\ \frac{1}{m - \frac{1}{\lambda_{\xi_{l,4}} - \lambda_{\xi_{l,3}}^2}} & k = 3 \end{cases} \quad (18)$$

- با استفاده از سه مکان به دست آمده برای متغیر تصادفی l ام، یعنی $\xi_{l,1}$ ، $\xi_{l,2}$ و $\xi_{l,3}$ ، سه مرتبه مسأله‌ی بهینه‌سازی قطعی با

هدف حداقل‌سازی J مطابق رابطه‌ی زیر حل می‌شود. در هر مرتبه حل مسأله، برای در نظر گرفتن متغیرهای تصادفی ورودی، از بردار $\xi_l = [\mu_{\xi_1}, \mu_{\xi_2}, \dots, \xi_{l,k}, \dots, \mu_{\xi_m}]$ استفاده می‌شود و k در هر مرتبه از ۱ تا ۳ تغییر می‌کند. μ_{ξ_1} به معنای مقدار میانگین برای متغیر تصادفی شماره‌ی یک است. بنابراین در هر مرتبه حل مسأله، تمام متغیرهای تصادفی ورودی در مقدار میانگین μ (مقدار پیش‌بینی شده) قرار داشته و تنها مقدار متغیر شماره‌ی l بر اساس مکان‌های محاسبه شده توسط روش تخمین دونقطه‌ای $(\xi_{l,k})$ تعیین شده است.

- مقادیر $E(Y)$ و $E(Y^2)$ توسط روابط زیر، به‌روزرسانی می‌شوند.
- $$E(Y)^{l+1} = E(Y)^l + \sum_{k=1}^3 (w_{l,k} Y_{l,k}) \quad (19)$$
- $$E(Y^2)^{l+1} = E(Y^2)^l + \sum_{k=1}^3 (w_{l,k} Y_{l,k}^2)$$
- مقدار l باید یکی افزایش یابد $(l = l + 1)$ تا وضعیت متغیر تصادفی ورودی بعدی بررسی شود. گام‌های ۳ تا ۵ تکرار می‌شود تا هنگامی که تمامی متغیرهای تصادفی ورودی بررسی شوند. سپس باید $E(Y) = E(Y)^m$ و $E(Y^2) = E(Y^2)^m$ در نظر گرفته شوند.
 - مقادیر میانگین و انحراف معیار برای متغیر تصادفی خروجی Y توسط روابط زیر محاسبه می‌شوند.

$$\mu_Y = E(Y) \quad (20)$$

$$\sigma_Y = \sqrt{E(Y^2) - \mu_Y^2}$$

مقدار میانگین محاسبه شده برای متغیر تصادفی خروجی که توسط μ_Y نمایش داده شده است، در واقع همان هزینه‌ی انتظاری کل شبکه است که در رویکرد احتمالاتی به دست آمده است. بنابراین مقدار میانگین تابع هدف در رویکرد احتمالاتی، برابر با μ_Y و مقدار انحراف معیار آن برابر با σ_Y خواهد بود.

۳-۳- الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات با یادگیری

جامع

مفاهیم کلی روش بهینه‌سازی ازدحام ذرات کلاسیک (PSO) در مراجع متعددی بیان و روابط ریاضی آن ارائه شده است. در این مقاله، برای حل مسأله‌ی بهره‌برداری بهینه‌ی احتمالاتی شبکه قدرت با روش پخش بار بهینه، از یک رویکرد جدید استفاده می‌شود که با نام روش بهینه‌سازی ازدحام ذرات با یادگیری جامع (CLPSO) شناخته می‌شود. دلیل استفاده از CLPSO، سرعت و دقت بالای آن در مقایسه با سایر رویکردهای موجود در روش PSO است. در این بخش، روابط مورد نیاز روش CLPSO برای استفاده در الگوریتم پیشنهادی ارائه می‌شود [۲۰].

در روش CLPSO بر خلاف PSO کلاسیک، بهترین تجربه‌های فردی، نمونه‌هایی هستند که می‌توانند توسط هر یک از ذرات دیگر، یاد

گرفته شوند و هر یک از ابعاد یک ذره، می‌تواند به طور بالقوه، از نمونه‌های متفاوتی یادگیری داشته باشد.

بنابراین، در رویکرد CLPSO، بردار موقعیت ذره‌ی شماره‌ی i که دارای M بُعد است، به صورت $X_i = (x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,M})$ نمایش داده می‌شود. بردار سرعت ذره‌ی شماره‌ی i نیز که دارای M بُعد بوده، به صورت $V_i = (v_{i,1}, v_{i,2}, \dots, v_{i,M})$ مشخص می‌شود. در هر یک از تکرارهای برنامه و برای هر یک از ابعاد ذرات، ابتدا مقادیر سرعت و موقعیت ذرات توسط روابط زیر به‌روزرسانی می‌شوند.

$$\begin{aligned} v_{i,m}(t+1) &= wv_{i,m}(t) + cr_m(t)(Y_{i,m}(t) - x_{i,m}(t)) \\ x_{i,m}(t+1) &= x_{i,m}(t) + v_{i,m}(t+1) \end{aligned} \quad (21)$$

در رابطه‌ی (۱۸)، c جزء پارامترهای تنظیمی بوده و بر اساس تجربه به دست می‌آید. برای متعادل‌سازی دو ویژگی تنوع و تمرکز، وزن اینرسی w در طول دوره‌ی اجرای الگوریتم CLPSO به طور خطی کاهش می‌یابد. پس از به‌روزرسانی سرعت ذرات، ابتدا سرعت ذرات در محدوده‌ی حداقل و حداکثر، محدود می‌شود. یکی از تفاوت‌های CLPSO با PSO کلاسیک در این است که در CLPSO، به‌روزرسانی سرعت و موقعیت ذرات، برای هر یک از ابعاد ذره به طور جداگانه انجام می‌گیرد. بنابراین، فرآیند جست‌وجو برای ابعاد مختلف یک ذره متفاوت از سایر ابعاد به پیش می‌رود که انتظار می‌رود موجب افزایش سرعت و دقت در رسیدن به پاسخ بهینه‌ی مسئله شود. همچنین، تفاوت دیگر بین CLPSO با PSO کلاسیک در این است که در CLPSO، به جای این که یادگیری توسط بهترین تجربیات فردی و سراسری صورت گیرد، توسط یک پارامتر جدید با نام پارامتر یادگیری $Y_{i,m}(t)$ صورت می‌گیرد. برای یافتن مقدار پارامتر یادگیری در هر تکرار، از احتمال یادگیری استفاده می‌شود. در هر یک از تکرارهای برنامه، پارامتر احتمال یادگیری توسط رابطه‌ی زیر محاسبه می‌شود [۲۰].

$$B_e = 0.05 + 0.45 \frac{\exp\left(\frac{10(e-1)}{E-1}\right) - 1}{\exp(10) - 1} \quad (22)$$

پارامتر یادگیری $Y_{i,m}(t)$ در هر تکرار، می‌تواند بُعد m بهترین تجربه فردی ذره‌ی شماره‌ی i باشد که با $y_{i,m}(t)$ شناخته می‌شود یا بهترین تجربه فردی ذره‌ی دیگری همچون j باشد که با $y_{j,m}(t)$ نمایش داده می‌شود. تصمیم برای این که ذره‌ی i یادگیری خود را توسط بهترین تجربه فردی خود انجام دهد یا بهترین تجربه فردی ذره‌ی j ، بستگی به احتمال یادگیری B_e دارد. برای این منظور، در هر تکرار برنامه و برای هر یک از بُعدهای ذرات، یک عدد تصادفی بین صفر و یک تولید می‌شود. اگر این عدد بزرگتر یا مساوی B_e باشد، یادگیری توسط بهترین تجربه فردی خود ذره‌ی i انجام می‌شود؛ در غیر این صورت، یادگیری ذره‌ی i توسط بهترین تجربه فردی ذره‌ی j صورت می‌گیرد. برای انتخاب ذره‌ی j ، ابتدا دو ذره به تصادف انتخاب می‌شوند. سپس بهترین تجربه فردی این دو ذره با هم مقایسه می‌شود. هر یک از این دو ذره که تجربه فردی بهتری داشته باشد، برای یادگیری انتخاب می‌شود.

گام‌های مورد استفاده در حل مسئله‌ی بهره‌برداری بهینه‌ی احتمالاتی مبتنی بر روش پخش بار بهینه با الگوریتم پیشنهادی را می‌توان در گام‌های زیر بیان کرد:

گام ۱: تعیین حداقل و حداکثر مقادیر مجاز برای سرعت و موقعیت ذرات

گام ۲: تعیین سرعت اولیه ذرات با تولید اعداد تصادفی در محدوده حداقل و حداکثر مقدار مجاز سرعت ذرات

گام ۳: تعیین موقعیت اولیه ذرات بر اساس سرعت اولیه ذرات

گام ۴: محاسبه تابع ارزیابی توسط تابع هدف مسئله با توجه به رویکردهای قطعی یا احتمالاتی

گام ۵: تعیین پارامتر احتمال یادگیری هر ذره طبق رابطه (۲۲)

گام ۶: حلقه اصلی برنامه:

- شروع تکرارهای برنامه ($t = 1$)
- به‌روزرسانی سرعت و موقعیت ذرات طبق رابطه (۲۱)
- محاسبه تابع ارزیابی هر ذره توسط تابع هدف مسئله با توجه به رویکردهای قطعی یا احتمالاتی
- به‌روزرسانی بهترین تجربه فردی هر ذره
- به‌روزرسانی بهترین تجربه سراسری ذرات
- اضافه کردن یک تکرار به برنامه ($t = t + 1$) و رفتن به مرحله دوم از گام ۶

مراحل بالا تا هنگامی که مسئله به حداکثر تکرار رسیده، ادامه پیدا می‌کند. در نهایت، مقدار تابع ارزیابی بهترین تجربه سراسری، برابر با مقدار تابع هدف مسئله‌ی بهینه‌سازی می‌باشد. همچنین، موقعیت ذره‌ای که دارای بهترین تجربه سراسری بوده است، به عنوان پاسخ نهایی مسئله‌ی بهینه‌سازی تک‌هدفه شناخته می‌شود.

۴- نتایج شبیه‌سازی

در این بخش، شبیه‌سازی روش پیشنهادی بر روی شبکه‌ی تست استاندارد ۱۱۸ باس IEEE در چهار حالت مختلف انجام شده و نتایج حاصل از شبیه‌سازی تحلیل می‌شود. اطلاعات مورد استفاده در شبیه‌سازی شامل دیاگرام تک خطی، اطلاعات مربوط به ژنراتورها و خطوط انتقال به همراه اطلاعات واحدهای فتوولتائیک و بادی در مرجع [۲۱] قابل دسترسی است. همچنین برای تأمین بار حرارتی مصرفی مشترکین شبکه، از یک واحد صرفاً حرارتی و نیز یک واحد CHP استفاده می‌شود. مجموع بار حرارتی مصرفی شبکه، ۱۰۰ MWth می‌باشد. واحد CHP در باس شماره‌ی ۵۹ جایگزین یک واحد حرارتی شده است.

جدول (۱): نتایج به دست آمده برای ۴ حالت شبیه‌سازی

حالت ۱	حالت ۲	حالت ۳	حالت ۴
۵۵۱۹۶/۱	۵۴۳۴۳/۹	۵۵۸۳۸/۳	۵۵۰۱۷/۵
۷۳/۶۰	۸۵/۵۱	۷۵/۲۵	۸۷/۲۸

- مشابه با حالت ۱، اما با در نظر گرفتن عدم قطعیت موجود در بار مصرفی.
- حالت ۴: استفاده از پخش بار بهینه‌ی توسعه‌یافته با رویکرد احتمالاتی
- مشابه با حالت ۲، اما با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های موجود در بار مصرفی، تابش خورشید و سرعت باد.
- بنابراین مشاهده می‌شود که در حالات ۱ و ۲، از رویکرد قطعی استفاده شده، در حالی که در حالات ۳ و ۴ از رویکرد احتمالاتی استفاده می‌شود.
- در بخش‌های آینده، نتایج حالات مختلف ارائه و با هم مقایسه می‌شود. برای انجام شبیه‌سازی، از نرم‌افزار MATLAB استفاده شده است. نتایج اصلی به دست آمده برای ۴ حالت شبیه‌سازی شامل مقدار تابع هدف، تلفات، توان‌های حرارتی و متغیرهای مربوط به ترانسفورماتورها و جبران‌سازهای موازی در جدول (۱) ارائه شده است.
- در جدول (۲) نتایج به دست آمده برای پخش بار بهینه‌ی سنتی و توسعه‌یافته با یکدیگر مقایسه شده‌اند.

جدول (۲): مقایسه نتایج پخش بار بهینه‌ی سنتی و توسعه‌یافته

مجموع هزینه‌ها (\$)	رویکرد قطعی	رویکرد احتمالاتی
پخش بار بهینه‌ی سنتی	۵۵۱۹۶/۱	۵۵۸۳۸/۳
پخش بار بهینه‌ی توسعه‌یافته	۵۴۳۴۳/۹	۵۵۰۱۷/۵
میزان کاهش هزینه با توسعه‌ی روش	۱/۵۴ درصد	۱/۴۷ درصد

- بررسی نتایج ارائه شده در جدول (۲) بیان‌گر نکات زیر می‌باشد:
- مقدار تابع هدف مسئله‌ی پخش بار بهینه (مجموع هزینه‌های شبکه) در حالات ۱ و ۲ به ترتیب برابر با ۵۵۱۹۶/۱ و ۵۴۳۴۳/۹ دلار به دست آمده است. بنابراین توسعه مسئله‌ی پخش بار بهینه از طریق استفاده از واحدهای بادی، فتوولتائیک و CHP و نیز تعیین مقدار بهینه‌ی تپ ترانسفورماتورها و توان تزریقی بهینه‌ی جبران‌سازهای موازی در رویکرد قطعی، موجب ۱/۵۴ درصد کاهش در مجموع هزینه‌های شبکه شده است.
 - مقدار تابع هدف مسئله‌ی پخش بار بهینه (مجموع هزینه‌های شبکه) در حالات ۳ و ۴ به ترتیب برابر با ۵۵۸۳۸/۳ و ۵۵۰۱۷/۵ دلار به دست آمده است. بنابراین توسعه مسئله‌ی پخش بار بهینه از طریق استفاده از واحدهای بادی، فتوولتائیک و CHP و نیز تعیین مقدار بهینه‌ی تپ ترانسفورماتورها و توان تزریقی بهینه‌ی جبران‌سازهای موازی در رویکرد احتمالاتی نیز، موجب ۱/۴۷ درصد کاهش در مجموع هزینه‌های شبکه شده است.
 - در مجموع، می‌توان نتیجه گرفت که در هر دو رویکرد قطعی و احتمالاتی، توسعه مسئله‌ی پخش بار بهینه با افزودن واحدهای بادی، فتوولتائیک، CHP، ترانسفورماتورها و جبران‌سازهای موازی موجب کاهش قابل توجه در هزینه‌های شبکه شده است. البته مشاهده می‌شود که وجود عدم قطعیت در توان‌های تولیدی بادی

حرارت تولیدی (MWth)	۶۰/۲۱	۷۴/۹۵	۶۰/۲۱	۷۸/۵۲
واحد صرفاً حرارتی	۳۹/۷۹	۲۵/۰۵	۳۹/۷۹	۲۱/۴۸
واحد CHP				
راکتیو تزریقی (MVAR)				
خازن باس ۳۴	۱۴	۰	۱۴	۰
خازن باس ۴۴	۱۰	۰	۱۰	۰
خازن باس ۴۵	۱۰	۲۳/۸۶	۱۰	۱۷/۷۹
خازن باس ۴۶	۱۰	۴۰	۱۰	۹/۲۶
خازن باس ۴۸	۱۵	۰/۶۴	۱۵	۰
خازن باس ۷۴	۱۲	۳۸/۷۷	۱۲	۳۹/۹۳
خازن باس ۷۹	۲۰	۴۰	۲۰	۴۰
خازن باس ۸۲	۲۰	۰	۲۰	۴۰
خازن باس ۸۳	۱۰	۱۴/۵۰	۱۰	۰
خازن باس ۱۰۵	۲۰	۴۰	۲۰	۳۱/۲۶
خازن باس ۱۰۷	۶	۸/۸۹	۶	۳۹/۸۴
خازن باس ۱۱۰	۶	۳۹/۲۶	۶	۴۰
تپ ترانسفورماتور (P.U.)				
ترانسفورماتور ۸	۰/۹۸۵۰	۰/۹۶۰۸	۰/۹۸۵۰	۰/۹۷۲۶
ترانسفورماتور ۳۲	۰/۹۶۰۰	۱/۰۲۶۹	۰/۹۶۰۰	۱/۰۴۹۹
ترانسفورماتور ۳۶	۰/۹۶۰۰	۰/۹۸۳۷	۰/۹۶۰۰	۰/۹۷۲۷
ترانسفورماتور ۵۱	۰/۹۳۵۰	۰/۹۴۴۱	۰/۹۳۵۰	۰/۹۴۵۳
ترانسفورماتور ۹۳	۰/۹۶۰۰	۰/۹۴۲۹	۰/۹۶۰۰	۰/۹۳۳۳
ترانسفورماتور ۹۵	۰/۹۸۵۰	۱/۰۰۰۶	۰/۹۸۵۰	۰/۹۸۷۴
ترانسفورماتور ۱۰۲	۰/۹۳۵۰	۰/۹۶۱۱	۰/۹۳۵۰	۰/۹۶۵۷
ترانسفورماتور ۱۰۷	۰/۹۳۵۰	۰/۹۸۵۲	۰/۹۳۵۰	۰/۹۸۵۵
ترانسفورماتور ۱۲۷	۰/۹۳۵۰	۰/۹۹۸۶	۰/۹۳۵۰	۰/۹۹۳۲

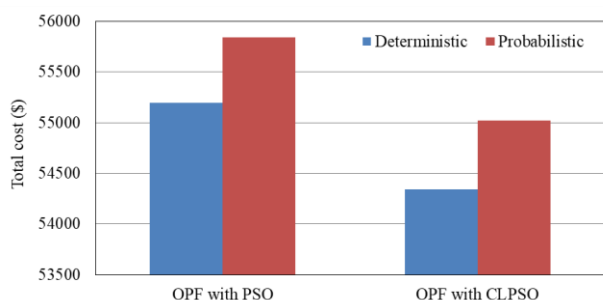
اطلاعات فنی و اقتصادی واحد CHP و واحد صرفاً حرارتی از مرجع [۲۱] استخراج شده است. در این مقاله، مشابه با مرجع [۲۱]، از ۹ ترانسفورماتور به همراه ۱۲ جبران‌ساز توان راکتیو در شبکه ۱۱۸ باس استفاده شده است. دامنه مجاز تغییرات متغیرهای مربوط به تپ ترانسفورماتورها از ۰/۹ تا ۱/۱ پریونیت و محدوده توان راکتیو تزریقی جبران‌سازها از صفر تا ۴۰ MVAR در نظر گرفته شده است. حالات مختلف شبیه‌سازی این مقاله عبارتند از:

- حالت ۱: استفاده از پخش بار بهینه‌ی سنتی با رویکرد قطعی
- بدون استفاده از واحدهای بادی، فتوولتائیک و CHP برای تأمین بار مصرفی و بدون تعیین مقادیر بهینه برای تپ ترانسفورماتورها و توان تزریقی جبران‌سازهای موازی توان راکتیو.
- بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مسئله.
- حالت ۲: استفاده از پخش بار بهینه‌ی توسعه‌یافته با رویکرد قطعی
- با استفاده از واحدهای بادی، فتوولتائیک و CHP برای تأمین بار مصرفی و با تعیین مقادیر بهینه برای تپ ترانسفورماتورها و توان تزریقی جبران‌سازهای موازی توان راکتیو.
- بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مسئله.
- حالت ۳: استفاده از پخش بار بهینه‌ی سنتی با رویکرد احتمالاتی

همان‌طور که مشاهده می‌شود، در اغلب باس‌های شبکه مقدار ولتاژ در حالت ۴ بیشتر از حالت ۳ بوده است. به‌طور میانگین نیز اندازه ولتاژ باس‌های شبکه در حالت ۳ و ۴ به ترتیب برابر با ۱/۰۴۳۶ و ۱/۰۴۷۷ می‌باشد. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که در رویکرد احتمالاتی نیز توسعه‌ی مسأله‌ی پخش بار بهینه، موجب بهبود در پروفیل ولتاژ شبکه شده است.

در این قسمت، تأثیر عدم قطعیت‌ها بر نتایج مسأله‌ی پخش بار بهینه مورد بررسی قرار می‌گیرد.

نتایج به دست آمده برای پخش بار بهینه در رویکردهای قطعی و احتمالاتی در شکل (۳) با یکدیگر مقایسه شده‌اند.



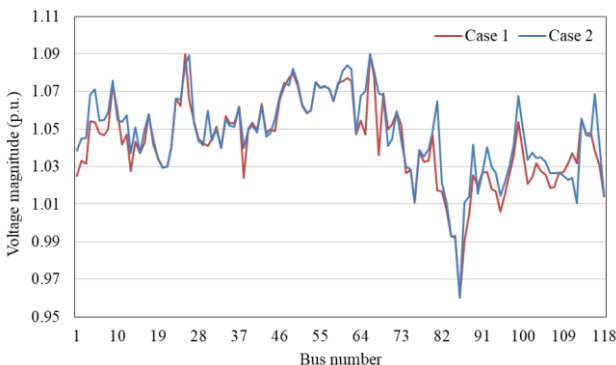
شکل (۳): مقایسه هزینه در رویکردهای قطعی و احتمالاتی

- بررسی نتایج ارائه شده در شکل (۳) بیان‌گر نکات زیر می‌باشد:
- مقدار تابع هدف مسأله‌ی پخش بار بهینه (مجموع هزینه‌های شبکه) در حالت ۱ و ۳ به ترتیب برابر با ۵۵۱۹۶/۱ و ۵۵۸۳۸/۳ دلار به دست آمده است. بنابراین وجود عدم قطعیت‌ها، موجب ۱/۱۶ درصد افزایش در مجموع هزینه‌های شبکه در حالت پخش بار بهینه‌ی سنتی شده است.
 - مقدار تابع هدف مسأله‌ی پخش بار بهینه (مجموع هزینه‌های شبکه) در حالت ۲ و ۴ به ترتیب برابر با ۵۴۳۴۳/۹ و ۵۵۰۱۷/۵ دلار به دست آمده است. بنابراین وجود عدم قطعیت‌ها، موجب ۱/۲۴ درصد افزایش در مجموع هزینه‌های شبکه در حالت پخش بار بهینه‌ی توسعه‌یافته شده است.
 - بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که در هر حالت پخش بار بهینه‌ی سنتی و توسعه‌یافته، وجود عدم قطعیت‌ها موجب افزایش در هزینه‌های شبکه خواهد شد. البته به دلیل این که در حالت توسعه‌یافته، عدم قطعیت واحدهای بادی و فتوولتائیک نیز به مسأله اضافه شده، تأثیر منفی عدم قطعیت نیز افزایش یافته است.
 - وجود تفاوت در نتایج رویکرد قطعی و احتمالاتی بیان‌گر این است که در نظر نگرفتن عدم قطعیت‌های مسأله در شرایط دنیای واقعی (که در آن عدم قطعیت‌ها همواره حضور دارند)، موجب دور شدن پاسخ مسأله از مقدار بهینه شده و نتایجی نادرست به همراه خواهد داشت. بنابراین، در نظر نگرفتن عدم قطعیت‌ها از طریق

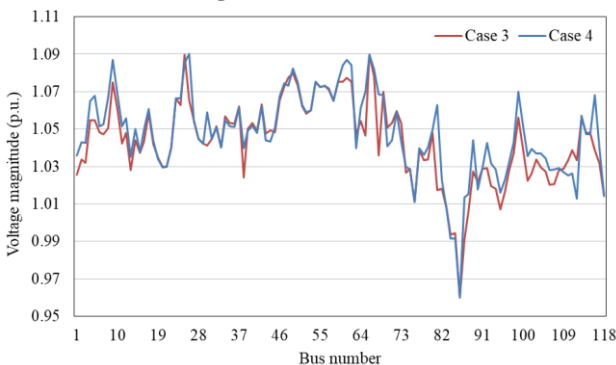
و فتوولتائیک در رویکرد احتمالاتی موجب کاهش اندک اثرات مثبت استفاده از این واحدها نسبت به رویکرد قطعی شده است.

- تمام شبیه‌سازی‌های این مقاله در یک کامپیوتر شخصی با مشخصات پردازشگر AMD FX-8800P Radeon با ۴ هسته و حافظه ۸ گیگابایت اجرا شده است. زمان اجرای برنامه در حالت پخش بار بهینه سنتی برای دو رویکرد قطعی و احتمالاتی، به ترتیب، برابر با ۱/۵ و ۸ دقیقه به دست آمدند. این در حالی است که این زمان در حالت استفاده از روش پخش بار بهینه توسعه‌یافته در دو رویکرد مذکور، به ترتیب، ۱/۹۲ و ۱۰ دقیقه می‌باشد. لازم به ذکر است که در مسأله بهره‌برداری بهینه احتمالاتی، یافتن پاسخ بهینه در درجه اول اهمیت قرار دارد و زمان حل مسأله در اولویت بعدی است.

در این بخش، تأثیر توسعه مسأله‌ی پخش بار بهینه بر ولتاژ باس‌ها نیز بررسی می‌شود. ولتاژ باس‌های شبکه در حالات ۱ و ۲ (رویکرد قطعی) در شکل (۱) با یکدیگر مقایسه شده‌اند. همان‌طور که مشاهده می‌شود، در اغلب باس‌های شبکه مقدار ولتاژ در حالت ۲ بیشتر از حالت ۱ بوده است. به‌طور میانگین نیز اندازه ولتاژ باس‌های شبکه در حالات ۱ و ۲ به ترتیب برابر با ۱/۰۴۳۰ و ۱/۰۴۷۳ می‌باشد. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که توسعه‌ی مسأله‌ی پخش بار بهینه، بهبود در پروفیل ولتاژ شبکه را نیز موجب شده است. ولتاژ باس‌های شبکه در حالات ۳ و ۴ (رویکرد احتمالاتی) در شکل (۲) با یکدیگر مقایسه شده‌اند.



شکل (۱): تأثیر توسعه‌ی مسأله‌ی پخش بار بهینه بر ولتاژ باس‌های شبکه در رویکرد قطعی



شکل (۲): تأثیر توسعه‌ی مسأله‌ی پخش بار بهینه بر ولتاژ باس‌های شبکه در رویکرد احتمالاتی

روش‌هایی چون تخمین دونقطه‌ای، موجب افزایش سازگاری نتایج مسأله‌ی پخش بار بهینه با واقعیت می‌گردد.

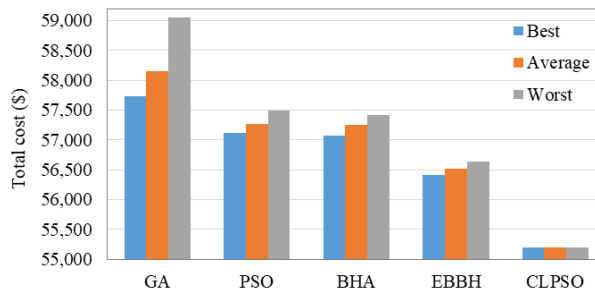
۴-۱- ارزیابی عملکرد الگوریتم پیشنهادی

در جدول (۳) و شکل (۴)، عملکرد روش‌های مختلف بهینه‌سازی در حل مسأله مورد بررسی برای حالت ۱ مقایسه شده است. نتایج حاصل از روش‌های GA، PSO، BHA و EBBH از مرجع [۱۵] گرفته شده است. نتایج روش CLPSO نیز مربوط به نتایج شبیه‌سازی انجام شده در این مقاله می‌باشد. در این جدول، مقادیر بهترین و بدترین پاسخ به دست آمده برای تابع هدف مسأله در طول ۳۰ مرتبه اجرای برنامه آورده شده است. همچنین، مقدار متوسط و انحراف معیار پاسخ‌ها نیز نمایش داده شده است.

جدول (۳): مقایسه عملکرد روش‌های مختلف بهینه‌سازی در حل

مسأله‌ی مورد بررسی در حالت ۱

روش بهینه‌سازی	مقدار تابع هزینه (\$) (تعداد اجرا: ۳۰ مرتبه)		
	بهترین	متوسط	بدترین
GA [۱۵]	۵۷۷۲۴	۵۸۱۴۵	۵۹۰۵۱
PSO [۱۵]	۵۷۱۱۵	۵۷۲۷۴	۵۷۴۹۹
BHA [۱۵]	۵۷۰۷۷	۵۷۲۵۸	۵۷۴۱۳
EBBH [۱۵]	۵۶۴۱۷	۵۶۵۲۱	۵۶۶۴۴
CLPSO	۵۵۱۹۶	۵۵۱۹۶	۵۵۱۹۶



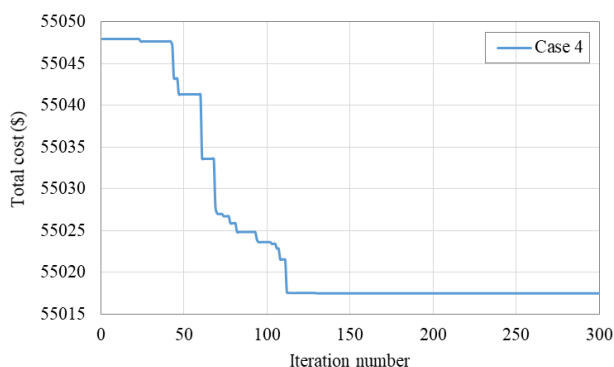
شکل (۴): مقایسه عملکرد روش‌های مختلف بهینه‌سازی در حل

مسأله‌ی مورد بررسی در حالت ۱

استفاده در این تحقیق، نسبت به سایر روش‌ها کارایی بالاتری از نقطه نظر میزان مقاوم بودن پاسخ مسأله در تکرارهای مختلف داشته و همواره به پاسخ یکسانی دست یافته است.

- همچنین، بررسی جدول (۳) و شکل (۴) نشان‌گر این است که مقدار تابع هدف مسأله (مجموع هزینه‌های شبکه) به دست آمده توسط روش CLPSO، کمتر از مقدار به دست آمده توسط سایر روش‌ها از جمله روش EBBH [۱۵] بوده است. به عبارت دیگر، مقدار بهترین پاسخ به دست آمده توسط روش EBBH برابر با ۵۶۴۱۷ دلار می‌باشد، در حالی که روش CLPSO موفق شده به پاسخ ۵۵۱۹۶ دلار برای تابع هدف مسأله دست یابد. بنابراین، استفاده از روش CLPSO، موجب کاهش ۲/۱۶ درصدی در هزینه‌های شبکه در مسأله پخش بار بهینه در مقایسه با روش EBBH شده است.

روند همگرایی تابع هدف در حالت ۴ شبیه‌سازی توسط روش CLPSO در شکل (۵) نمایش داده شده است. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، تابع هدف مسأله در تکرار ۱۱۲ به مقدار ۵۵۰۱۷ دلار همگرا شده و ثابت باقی مانده است. لازم به توضیح است که اجراهای متفاوت برنامه نیز به مقدار یکسانی همگرا شده است، هر چند ممکن است سرعت همگرایی الگوریتم در اجراهای مختلف، متفاوت باشد. این موضوع نشان از مقاوم بودن روش پیشنهادی در پیدا کردن جواب بهینه در اجراهای متعدد دارد.



شکل (۵): نمودار همگرایی الگوریتم CLPSO در حالت ۴

بنابراین، می‌توان گفت که روش CLPSO عملکرد مناسبی در همگرایی به سمت پاسخ بهینه داشته است.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، بهره‌برداری بهینه‌ی احتمالاتی از سیستم قدرت در حضور نیروگاه‌های ترکیبی تولید برق و حرارت، بادی و خورشیدی توسط روش پخش بار بهینه مورد بررسی قرار گرفت. توسعه مسأله‌ی پخش بار بهینه از طریق استفاده از واحدهای بادی، فتوولتائیک و CHP به همراه تعیین تنظیمات بهینه‌ی تپ ترانسفورماتورها و توان راکتیو تزریقی جبران‌سازهای موازی، موجب کاهش در هزینه‌ی شبکه نسبت به روش سنتی پخش بار بهینه شده است. همچنین، پخش بار

همان‌طور که در این جدول مشاهده می‌شود:

- مقادیر به دست آمده در ۳۰ مرتبه اجرای برنامه برای روش‌های GA، PSO، BHA و EBBH همواره یکسان نبوده و به همین دلیل مقدار انحراف معیار پاسخ‌ها، مخالف صفر می‌باشد. در بین روش‌های فوق، روش مورد استفاده در مرجع [۱۵] (EBBH) دارای بهترین مقدار تابع هدف بوده و از سوی دیگر، انحراف معیار پاسخ‌ها برای روش EBBH کمتر از سایر روش‌ها بوده است.
- از سوی دیگر مشاهده می‌شود که روش CLPSO همواره به پاسخ یکتایی در ۳۰ مرتبه اجرای برنامه دست یافته و در نتیجه، مقدار انحراف معیار پاسخ‌ها برای روش CLPSO برابر با صفر است. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که روش CLPSO مورد

بهینه‌ی توسعه‌یافته موفق به بهبود در وضعیت ولتاژ باس‌های شبکه نسبت به روش سنتی شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان‌گر این است که روش CLPSO در تمامی حالات شبیه‌سازی موفق به برآورده‌سازی قیود مسأله از جمله ولتاژ باس‌ها و توان‌های عبوری خطوط شده است. همان‌طور که انتظار می‌رفت، در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های موجود در بار مصرفی، تابش خورشید و سرعت باد توسط روش تخمین دونقطه‌ای، موجب افزایش در هزینه‌های شبکه در مسأله‌ی پخش بار بهینه شده است. این نتایج نشان‌گر اهمیت در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در مسأله‌ی پخش بار بهینه است، زیرا در غیر این صورت پاسخ‌های به دست آمده برای مسأله، سازگاری کمتری با شرایط واقعی داشته و بنابراین از نقطه بهینه دور خواهد شد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان بر خود لازم می‌دانند از دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران شرق به دلیل پشتیبانی مالی و فراهم کردن امکانات لازم تشکر کنند

پیوست

در این بخش، پارامترها و متغیرهای استفاده شده در بخش‌های مختلف مقاله معرفی شده‌اند.

X	بردار متغیرهای تصمیم‌گیری
U	بردار متغیرهای وابسته
ξ	مجموعه متغیرهای تصادفی ورودی
C_{TU}	هزینه‌ی تولید توان توسط واحدهای حرارتی
P^{TU}	بردار توان اکتیو تولیدی واحدهای حرارتی
C_{CHP}	هزینه‌ی تولید توان توسط واحدهای CHP
P^{CHP}	بردار توان اکتیو تولیدی واحدهای CHP
H^{CHP}	بردار توان حرارتی تولیدی واحدهای CHP
$C_{Heat-only}$	هزینه‌ی تولید توان توسط واحدهای صرفاً حرارتی
H^H	بردار توان حرارتی تولیدی واحدهای صرفاً حرارتی
C_{WT}	هزینه‌ی تولید توان توسط واحدهای بادی
P^{WT}	بردار توان اکتیو تولیدی واحدهای بادی
C_{PV}	هزینه‌ی تولید توان توسط واحدهای فتوولتائیک
P^{PV}	بردار توان اکتیو تولیدی واحدهای فتوولتائیک
TP	بردار متغیرهای تنظیمات تپ ترانسفورماتور
Q^C	بردار متغیرهای جبران‌سازهای موازی توان راکتیو
Q^G	بردار توان راکتیو تولیدی واحدها
V	بردار ولتاژ باس‌های شبکه
P^L	بردار توان عبوری از خطوط شبکه
P^D	بردار مقادیر پیش‌بینی شده بار مصرفی شبکه
$a_i^{TU}, b_i^{TU}, c_i^{TU}, d_i^{TU}, e_i^{TU}$	ضرایب تابع هزینه‌ی واحد حرارتی شماره‌ی i
P_i^{TU}	توان اکتیو تولیدی توسط واحد حرارتی شماره‌ی i
$P_{i,min}^{TU}$	حداقل توان قابل تولید توسط واحد حرارتی شماره‌ی i
$a_i^{CHP}, b_i^{CHP}, c_i^{CHP}, d_i^{CHP}, e_i^{CHP}$	ضرایب تابع هزینه‌ی واحد CHP شماره‌ی i
a_i^H, b_i^H, c_i^H	ضرایب تابع هزینه‌ی واحد صرفاً حرارتی شماره‌ی i
$P_{i,k}^{TU}, P_{i,k}^{TL}$	حد پایین و بالای ناحیه‌ی ممنوع شماره‌ی k واحد حرارتی i ام

مراجع

- [1] M. Joorabian, and E. Afzalan, "Optimal Power Flow under Both Normal and Contingent Operation Using Hybrid Particle Swarm Optimization and Nelder Mead Algorithms (PSO-NM)," Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, vol. 12, no. 1, pp. 111-124, 2015.
- [2] R. P. Singh, V. Mukherjee, and S. Ghoshal, "Particle swarm optimization with an aging leader and challengers algorithm for the solution of optimal power flow problem," Applied Soft Computing, vol. 40, pp. 161-177, 2016.
- [3] H. Pulluri, R. Naresh, and V. Sharma, "An enhanced self-adaptive differential evolution based solution methodology for multiobjective optimal power flow," Applied Soft Computing, vol. 54, pp. 229-245, 2017.
- [4] E. Barocio, J. Regalado, E. Cuevas, F. Uribe, P. Zúñiga, and P. J. R. Torres, "Modified bio-inspired optimisation algorithm with a centroid decision making approach for solving a multi-objective optimal power flow problem," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 4, pp. 1012-1022, 2017.
- [5] A. Panda, M. Tripathy, A. Barisal, and T. Prakash, "A modified bacteria foraging based optimal power flow framework for Hydro-Thermal-Wind generation system in the presence of STATCOM," Energy, vol. 124, pp. 720-740, 2017.
- [6] P. P. Biswas, P. Suganthan, and G. A. Amaratunga, "Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power," Energy Conversion and Management, vol. 148, pp. 1194-1207, 2017.

- [21] The Electrical and Computer Engineering Department, Illinois Institute of Technology, Data 2012. Online available: http://motor.ece.iit.edu/data/JEAS_IEEE118.doc.
- [7] H. Fathi, M. Ardehali, and F. Ardekani, "Determination of Optimal Operational Point for a Combined Heat and Power System with Thermal Energy Storage Tank Utilizing Evolutionary Programming Methodology," *Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers*, vol. 6, no. 1, pp. 51-62, 2009.
- [8] M. Mohammadi, and M. Amini, "Probabilistic Load Flow Analysis Using Spherical Unscented Transformation," *Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers*, vol. 14, no. 3, pp. 119-127, 2017.
- [9] H. Doagou-Mojarrad, H. Rastegar, and G. B. Gharehpetian, "Probabilistic multi-objective HVDC/AC transmission expansion planning considering distant wind/solar farms," *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 10, no. 2, pp. 140-149, 2016.
- [10] S. Shargh, B. Mohammadi-Ivatloo, H. Seyedi, and M. Abapour, "Probabilistic multi-objective optimal power flow considering correlated wind power and load uncertainties," *Renewable Energy*, vol. 94, pp. 10-21, 2016.
- [11] D. Prasad, A. Mukherjee, and V. Mukherjee, "Application of chaotic krill herd algorithm for optimal power flow with direct current link placement problem," *Chaos, Solitons & Fractals*, vol. 103, pp. 90-100, 2017.
- [12] Z. Yang, H. Zhong, Q. Xia, and C. Kang, "A novel network model for optimal power flow with reactive power and network losses," *Electric Power Systems Research*, vol. 144, pp. 63-71, 2017.
- [13] T. Amraee, and A. Soroudi, "Voltage Stability Constrained OPF Using A Bilevel Programming Technique," *Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers*, vol. 14, no. 4, pp. 103-109, 2018.
- [14] X. Zhang, X. Yu, and H. Qin, "Optimal operation of multi-reservoir hydropower systems using enhanced comprehensive learning particle swarm optimization," *Journal of hydro-environment research*, vol. 10, pp. 50-63, 2016.
- [15] R. Azizipanah-Abarghooee, T. Niknam, M. Malekpour, F. Bavafa, and M. Kaji, "Optimal power flow based TU/CHP/PV/WPP coordination in view of wind speed, solar irradiance and load correlations," *Energy Conversion and Management*, vol. 96, pp. 131-145, 2015.
- [16] A. Soroudi, M. Aien, and M. Ehsan, "A probabilistic modeling of photo voltaic modules and wind power generation impact on distribution networks," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 2, pp. 254-259, 2011.
- [17] B. Zaker, and M. Mohammadi, "Probabilistic Optimal Operation of a Smart Grid Including Wind Power Generator Units," *Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers*, vol. 12, no. 3, pp. 15-20, 2016.
- [18] E. Zareii, and M. Mohammadian, "Scheduling security constraint unit commitment for power system including stochastic wind power generation," *Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers*, vol. 14, no. 4, pp. 95-102, 2018.
- [19] H. Saberi, H. Monsef, and T. Amraee, "Probabilistic congestion driven network expansion planning using point estimate technique," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 17, pp. 4202-4211, 2017.
- [20] X. Yu, and X. Zhang, "Unit commitment using Lagrangian relaxation and particle swarm optimization," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 61, pp. 510-522, 2014.