



دانشگاه صنعتی سهند

نشریه سالانه علمی «مهندسی برق»

دوره ۷ - شماره ۱

بهار و تابستان ۱۳۹۹

صفحات ۸۱ الی ۱۰۷

ISSN: 2322-3146

http://jnsee.sut.ac.ir

حل مسئله پخش بار بهینه و تعیین قیمت نهایی محلی در شبکه قدرت مبتنی بر مدیریت گرفتگی با استفاده از الگوریتم WPSO-GSF

مسعود دشت دار^۱، مجتبی نجفی^۲ و مصطفی اسمعیل بیگ^۳

^۱ دانشجوی دکتری، گروه مهندسی برق - واحد بوشهر - دانشگاه آزاد اسلامی - بوشهر - ایران،
dashtdar.masoud@gmail.com

^۲ نویسنده مسئول، استادیار گروه مهندسی برق - واحد بوشهر - دانشگاه آزاد اسلامی - بوشهر - ایران،
mnajafi@iaubushehr.ac.ir

^۳ استادیار گروه مهندسی برق - واحد بوشهر - دانشگاه آزاد اسلامی - بوشهر - ایران، Me_beag@iaubushehr.ac.ir

(تاریخ دریافت مقاله: ۱۳۹۸/۰۴/۲۹ تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۸/۰۸/۰۲)

چکیده

یکی از روش‌های کاهش هزینه تولید و بهبود عملکرد ژنراتورهای شبکه، حل مسئله پخش بار بهینه مبتنی بر مدیریت گرفتگی خطوط است. تا از این طریق بتوان تراکم خطوط و به دنبال آن قیمت نهایی محلی (LMP) را کاهش داد. از آنجا که پخش بار، دارای معادلاتی غیرخطی است در این مقاله از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) در حل مسئله استفاده شده است. در اینجا سعی شده با لحاظ کردن دو تکنیک، عملکرد الگوریتم PSO را بهبود بخشید. اولین تکنیک استفاده از مولد آشوب به منظور جلوگیری از گیر کردن ذرات PSO در نقاط مینیم محلی و دومی لحاظ کردن ضریب حساسیت توان (GSF) در ساختار الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات وزن شده (WPSO) است تا از این طریق بتوان به صورت هم‌زمان توان عبوری از خطوط شبکه را محاسبه نموده و پخش بار واقعی به دست آورد. نهایتاً خروجی الگوریتم شامل مقادیر ولتاژ باس‌ها، تلفات خطوط، توان تزریقی به باس‌ها، توان عبوری از خطوط، کل هزینه تولید، تعیین قیمت برق به صورت یکنواخت (UMP) یا LMP بسته به پر شدن ظرفیت خطوط و محاسبه سود ژنراتورها خواهد بود. ضمناً به منظور بررسی دقت الگوریتم، روش پیشنهادی روی شبکه‌های استاندارد ۱۴ شینه، ۳۰ شینه، ۵۷ شینه IEEE آزموده شده که نتایج آن نشان‌دهنده افزایش سرعت و دقت الگوریتم در مقایسه با دیگر روش‌ها بوده است.

واژه‌های کلیدی

پخش بار بهینه،

قیمت نهایی محلی،

ضریب حساسیت توان،

الگوریتم PSO..



Sahand University
of Technology

Journal of Nonlinear
Systems in Electrical
Engineering

Vol.7, No.1

Spring and Summer 2020

ISSN: 2322 – 3146

<http://jnsee.sut.ac.ir>

Solving the Optimal Power Flow Problem and Determine the Locational Marginal Price in the Power Network Based on Congestion Management Using the WPSO-GSF Algorithm

Masoud Dashtdar¹, Mojtaba Najafi² and Mostafa Esmailbeig³

¹Ph.D. student, Electrical Engineering Department, Bushehr Branch, Islamic Azad University, Bushehr, dashtdar.masoud@gmail.com

²**Corresponding Author**, Electrical Engineering Department, Bushehr Branch, Islamic Azad University, Bushehr, Iran, mnajafi@iaubushehr.ac.ir

³Electrical Engineering Department, Bushehr Branch, Islamic Azad University, Bushehr, Iran, Me_beag@iaubushehr.ac.ir

ABSTRACT

Keywords

OPF,
LMP,
GSF,
PSO algorithm.

Away to decrease the costs of generation and improve the performance of the grid generator, the problem of OPF is solved based on line congestion management. As the power flow equation is nonlinear, this paper uses the PSO algorithm to solve the OPF problem. By considering two technique, this paper uses the PSO algorithm for improving the performance. The first technique is to use a chaos generator to prevent PSO particles from sticking to local minimum points and the second one considers the GSF in the WPSO algorithm structure so that the power passing through network lines can be simultaneously calculated and real power flow. Finally, the result of WPSO-GSF algorithm which includes the bus voltage values, line losses, injection power to b buses, power passing through lines, total generation cost, setting electricity prices in two ways, UMP or LMP, depending on filling line capacity and calculating generators' profits are carried out. Besides, to check the accuracy of the algorithm, the proposed method is tested on the IEEE 14-BUS, 30-BUS, 57-BUS standard networks, the results which indicate an increase in the speed and accuracy of the WPSO-GSF algorithm compared to other methods in improving the OPF problem.

۱ - مقدمه

معمولاً از پخش بار بهینه (OPF) برای انجام مطالعات رفع اضافه بار خطوط مبتنی بر اندازه گیری هوشمند [۱-۳]، کنترل سیستم انتقال [۴-۵]، محاسبه ظرفیت انتقال قابل دسترس (ATC) [۶-۷]، مدیریت گرفتگی خطوط [۸-۱۳]، تعیین قیمت توان‌های اکتیو و راکتیو [۱۴-۱۸] و قیمت گذاری نهایی محلی (LMP) [۱۹-۲۴] استفاده می‌شود. در OPF متغیرهای کنترلی به گونه‌ای تعیین می‌شوند که تابع هدف مینیم شده و هم‌زمان مجموعه‌ای از قیود تساوی (معادلات پخش بار) و قیود نامساوی (شامل محدودیت‌های کنترلی و بهره‌برداری) برقرار شود؛ که در آن تابع هدف برابر مجموع هزینه تولید کلیه ژنراتورهاست و متغیرهای کنترلی نیز همان توان‌های اکتیو تولیدی ژنراتورها و متغیرهای حالت هم دامنه و زاویه ولتاژ باس‌ها هستند [۲۵].

محاسبه قیمت نهایی محلی یکی از فاکتورهای مهم در بررسی عملکرد واحدی‌های تولیدی است که این خود منوط به آگاهی از ظرفیت خطوط انتقال و انجام پخش بار بهینه مبتنی بر واقعیت است؛ به گونه‌ای که هر چه پرشدگی خطوط کمتر باشد به نوبه خود باعث کاهش قیمت LMP می‌شود. و از آنجا که معادلات پخش بار، معادلاتی غیر خطی است بیشتر از روش‌های هوش مصنوعی (AI) مانند الگوریتم کلونی زنبور عسل مصنوعی (ABC) [۲۶]، الگوریتم کرم شب تاب [۲۷]، برنامه‌نویسی تکاملی (CEP) [۲۸]، برنامه‌نویسی بهبود یافته تکاملی سریع (IFEP) [۲۹]، الگوریتم ژنتیک (GA) [۳۰]، تکامل تفاضلی (DE) [۳۱]، بهینه‌سازی کلونی مورچگان (ACO) [۳۲]، برای حل مسئله استفاده شده است. یکی دیگر از تکنیک‌های هوش مصنوعی، بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) است [۳۳]؛ که در سال‌های اخیر توجه زیادی را به خود جلب کرده و توانسته به طور موفقیت آمیزی مسائل بهینه‌سازی مختلف در سامانه‌های قدرت از جمله پخش بار اقتصادی [۳۴]، کنترل ولتاژ و توان راکتیو [۳۵]، پایداری گذرا [۳۶] را به خوبی حل نماید.

در روش PSO، پارامتر وزن اهمیت بسیاری دارد [۳۷-۳۹] چرا که بر روی سرعت همگرایی و دقت الگوریتم تأثیر گذار است؛ بنابراین، در سال‌های اخیر، برخی از محققان پیشرفت‌های جدیدی نظیر بهینه‌سازی ازدحام ذرات بهبود یافته (IPSO) [۴۰]، بهینه‌سازی ازدحام ذرات کارآمد (EPSO) [۴۱]، بهینه‌سازی ازدحام ذرات سلسله مراتبی (SOH-PSO) و روش‌های بهینه‌سازی ازدحام ذرات کوانتومی (QPSO) [۴۲] را برای به دست آوردن راه‌حل‌های بهتر و سریع‌تر در حل مسئله OPF ارائه نموده‌اند؛ که در این مقاله نیز به منظور توسعه الگوریتم PSO، از مولد آشوب جهت بهبود وزن ذرات و خارج شدن از نقاط مینیمم محلی استفاده شده است (WPSO) ضمناً جهت واقعی شدن پخش بار در ساختار الگوریتم WPSO از ضریب حساسیت توان (GSF) نیز کمک گرفته شده است به گونه‌ای که به ازای هر تغییر در متغیرهای کنترلی، به صورت هم‌زمان از طریق GSF می‌توان عبوری از خطوط را محاسبه نموده و در صورت نقض ظرفیت خطوط، الگوریتم از این نقطه بهینه خارج شده و فرایند را تا رسیدن به بهترین جواب ادامه می‌دهد. نتایج پیاده‌سازی الگوریتم پیشنهادی (WPSO-GSF)، سرعت همگرایی بالا، واقعی شدن پخش بار و کاهش هزینه نسبت به دیگر روش‌ها را نشان می‌دهد. ضمناً پس از معرفی الگوریتم WPSO-GSF، یک پخش بار ۲۴ ساعته روی شبکه ۱۴ شینه IEEE انجام داده و در نهایت با تعیین قیمت برق به صورت UMP یا LMP سود ژنراتورها را محاسبه نموده که نتایج به دست آمده نشان‌دهنده عملکرد مناسب این الگوریتم در مقایسه با دیگر الگوریتم‌ها بوده است.

سازمان‌دهی این مقاله به شرح زیر است: در بخش ۲ این مقاله به معرفی مسئله پخش بار بهینه و نحوه فرمول‌بندی مسئله پرداخته شده است. بخش ۳ مراحل اجرای فرایند پخش بار در الگوریتم پیشنهادی و نحوه تعیین قیمت بازار برق و محاسبه سود ژنراتورها را بیان

می‌کند. در بخش ۴ ساختار الگوریتم بهینه‌سازی WPSO-GSF اجرا شده است. در بخش ۵ روش پیشنهادی روی شبکه‌های استاندارد IEEE آزموده شده در بخش ۶ نتایج پیاده‌سازی الگوریتم پیشنهادی ارائه شده و نهایتاً در بخش ۷ نیز نتیجه‌گیری طرح پیشنهادی بیان می‌شود.

۲- تعریف مسئله پخش بار بهینه (OPF)

هدف از OPF به حداقل رساندن هزینه کل سوخت واحدهای حرارتی و همچنین حفظ عملکرد مطلوب سیستم از لحاظ محدودیت در خروجی توان اکتیو و راکتیو ژنراتور، ولتاژ باس، خازن / راکتور شنت، تنظیم تپ ترانسفورماتور و پخش توان خطوط انتقال است. در واقع پخش بار یکی از مسائل مهم در بررسی اقتصادی سیستم‌های قدرت است که می‌توان آن را بصورت یک مسئله بهینه‌سازی تعریف نمود که از تابع هدف و یکسری قیود مسئله تشکیل شده است. محدودیت‌های مسئله مربوط به قوانین فیزیکی حاکم بر سیستم‌های انتقال و تولید انرژی و محدودیت‌های بهره برداری و تجهیزات است.

• فرمول‌بندی مسئله:

استاندارد مسئله OPF را می‌توان به صورت رابطه (۱) نوشت:

$$\text{Min } \{F(x)\}, \quad h(x) = 0; \quad g(x) \geq 0 \quad (1)$$

که در آن $F(x)$ تابع هدف، $h(x)$ نشان دهنده محدودیت‌های تساوی، $g(x)$ نشان دهنده محدودیت‌های نامساوی و X بردار متغیرهای کنترلی است، که توسط اپراتور مرکز کنترل تغییر می‌کند (که شامل توان اکتیو و راکتیو، اندازه ولتاژ باس تولید، تپ‌های ترانسفورماتور و غیره است). ماهیت مسئله پخش بار بهینه در واقع کاهش تابع هدف و به طور همزمان برقراری معادلات پخش بار (محدودیت تساوی) بدون نقض محدودیت‌های نامساوی است.

• تابع هدف:

هدف اصلی در فرمول‌بندی مسئله OPF، به حداقل رساندن کل هزینه تولید توان اکتیو است. ضمناً تابع هزینه هر واحد تولیدی، وابسته به توان اکتیو تولیدی آن است و به صورت منحنی درجه دوم نشان داده می‌شود. سپس تابع هدف کل سیستم از مجموع تک تک توابع هزینه هر ژنراتور بدست می‌آید: (طبق رابطه (۲))

$$F(x) = \sum_{i=1}^{Ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \quad (2)$$

که در آن Ng تعداد واحدهای تولیدی شامل باس اسلک، P_{gi} توان اکتیو تولیدی در باس i ام و a و b و c ضرایب تابع هزینه هر ژنراتور می‌باشد.

• انواع محدودیت‌های تساوی:

در اجرای حداقل رسانی تابع هزینه، باید اطمینان داشت که تولید برابر تقاضای بار و تلفات خطوط انتقال است. بنابراین معادلات پخش بار به عنوان محدودیت‌های تساوی در نظر گرفته می‌شود: (طبق رابطه (۳))

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_i(V, \theta) - (P_{Gi} - P_{Di}) \\ Q_i(V, \theta) - (Q_{Gi} - Q_{Di}) \end{bmatrix} = 0 \quad (3)$$

که توان اکتیو و راکتیو تزریقی در باس i به ترتیب بصورت معادلات (۴) و (۵) تعریف می‌شود:

$$P_i(V, \theta) = \sum_{j=1}^{N_s} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (۴)$$

$$Q_i(V, \theta) = \sum_{j=1}^{N_s} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (۵)$$

که در آن هدایت پذیری (کندوکنانس)، B_{ij} سوپتانس، V_i اندازه ولتاژ در باس i و θ_{ij} زاویه ولتاژ فاز باس است.

• محدودیت تعادل توان:

$$\sum_{i=1}^N P_i = PD + P_{Loss} \quad (۶)$$

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} \sum_{j=1}^{N_{bus}} |V_i| |V_j| |Y_{busij}| \cos(\theta_{busij} - \delta_i + \delta_j) \quad (۷)$$

• انواع محدودیت‌های نامساوی:

محدودیت‌های نامساوی OPF منعکس کننده محدودیت‌های تجهیزات فیزیکی سیستم قدرت و همچنین محدودیت‌های ایجاد شده برای قابلیت اطمینان سیستم است. معمول ترین انواع محدودیت‌های نامساوی، محدودیت ولتاژ بالا در باس‌های متصل به بار و واحدهای تولیدی و محدودیت ولتاژ پایین در باس‌های متصل به بار است. محدودیت‌های تولید، شامل حداکثر و حداقل توان اکتیو تولیدی در ژنراتورها، حداکثر ظرفیت خطوط انتقال و محدودیت در تنظیم تپ TCUL ها و تغییر فاز است. محدودیت‌های نامساوی متغیرهای مسئله عبارتند از:

باندهای بالا و پایین توان اکتیو تولیدی در باس‌های دارای ژنراتور:

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (۸)$$

باندهای بالا و پایین توان اکتیو تولیدی در باس‌های دارای ژنراتور و تزریق توان راکتیو در باس‌ها با جبرانگر VAR:

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad (۹)$$

$$Q_{Ci}^{min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{max} \quad (۱۰)$$

باندهای بالا و پایین اندازه ولتاژ در تمام باس‌ها:

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max} \quad (۱۱)$$

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max} \quad (۱۲)$$

باندهای بالا و پایین در زاویه ولتاژ فاز باس:

$$\theta_{Gi}^{min} \leq \theta_{Gi} \leq \theta_{Gi}^{max} \quad (۱۳)$$

حداکثر ظرفیت عبوری هر خط انتقال را می‌توان بر حسب MW / MVAR / MVA با توجه به درجه حرارت هادی یا به علت نگرانی‌های پایداری سیستم به صورت رابطه (۱۴) تعریف نمود:

$$|P_{i,j}| \leq P_{i,j}^{max} \quad (14)$$

حال می توان دید که تابع هدف F یک تابع غیر خطی بوده و تعداد محدودیت های تساوی و نامساوی آن بسته به اندازه شبکه افزایش می یابد.

۳- مراحل اجرای فرایند پخش بار بهینه و تعیین قیمت بازار برق

۳-۱- پیاده سازی فرایند پخش بار بهینه

در اینجا روش حل مسئله پخش بار به پنج مرحله تقسیم شده که توسط الگوریتم پیشنهادی پیاده سازی شده است. این مراحل به شرح زیر است:

(۱) پریونیت کردن مقادیر و تشکیل ماتریس ادمیتانس شبکه (Ybus):

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1j} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{k1} & \dots & Y_{kj} & \dots & Y_{kn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nj} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (15)$$

(۲) تشکیل جدول مقادیر اولیه ولتاژها (متغیرهای حالت):

$$|V_{bus}| = \begin{bmatrix} |V_1| \\ \vdots \\ |V_n| \end{bmatrix}, \quad \delta_{bus} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \vdots \\ \delta_n \end{bmatrix} \quad (16)$$

(۳) تشکیل ماتریس ژاکوبین: در این مرحله مگاوار باس های دارای ژنراتور نیز تست می شود و اگر اندازه ولتاژ در محدوده قرار نداشت در موقعیت pu ۰/۰۱، مگاوار ژنراتور در داخل محدوده مشخص شده قرار داده می شود.

$$[J] = \begin{bmatrix} H & M \\ N & L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left\{ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \right\} & \left\{ \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} \right\} \\ \left\{ \frac{\partial \delta_n}{\partial P_i} \right\} & \left\{ \frac{\partial |V_n|}{\partial P_i} \right\} \\ \left\{ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} \right\} & \left\{ \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} \right\} \\ \left\{ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \right\} & \left\{ \frac{\partial Q_i}{\partial |V_n|} \right\} \end{bmatrix} \quad (17)$$

(۴) تشکیل ماتریس GSF: به کمک آن می توان تغییر توان عبوری از خطوط را با تغییر توان تزریقی به باس ها مرتبط کرد.

$$X''_{i,j} = (B''_{i,j})^{-1} \quad (18)$$

$$X'_{i,j} = \begin{cases} 0 & i \text{ or } j = 1 \\ X''_{i,j} & i \text{ or } j = 2, \dots, N_{bus} \end{cases} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & X'' \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$S_{i-j,k} = \frac{X'_{i,k} - X'_{j,k}}{x_{i,j}} \quad (20)$$

$$S_{FI} = \begin{bmatrix} S_{1,2} & \dots & S_{1,j} \\ \vdots & & \vdots \\ S_{k,2} & \dots & S_{k,j} \\ \vdots & & \vdots \\ S_{i,2} & \dots & S_{i,j} \end{bmatrix}, \quad (21)$$

$$j = 2, \dots, N_{bus}, \quad i = 1, \dots, N_{bus}$$

(۵) محاسبات تکراری مراحل زیر تا رسیدن به همگرایی:

(الف) تشکیل فرم گسترده مسئله به کمک ماتریس ژاکوبین:

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_i \\ \Delta|V_i| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (22)$$

(ب) محاسبه تغییرات توان:

$$P_i = \sum_{j=1}^{N_s} |V_i| |Y_{in}| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \theta_{in}) + PD_i, \quad \Delta P_i = P_i^{old} - P_i \quad (23)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^{N_s} |V_i| |Y_{in}| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \theta_{in}) + QD_i, \quad \Delta Q_i = Q_i^{old} - Q_i \quad (24)$$

(ج) محاسبه توان عبوری از خطوط: توجه داشته باشد که تلفات خطوط لحاظ شده است.

$$P_{i,j} = \begin{bmatrix} P_{1,2} \\ \vdots \\ P_{i,j} \end{bmatrix} = S_{FI} \times \begin{bmatrix} PI_2 \\ \vdots \\ PI_N \end{bmatrix}, \quad (25)$$

$$PI_i = P_i - PD_i - P_{Loss}$$

$$N = 2, \dots, N_{bus}$$

در نهایت این محاسبات تا زمانی تکرار می شود که محدوده توان تولیدی ژنراتورها و محدوده توان عبوری از خطوط رعایت شود.

۳-۲- محاسبه قیمت بازار برق

پس از محاسبات پخش بار بهینه و بدست آوردن توان عبوری از خطوط، می توان قیمت بازار برق را به دو حالت محاسبه نمود. در حالت اول (یعنی UMP)، نتایج پخش بار بگونه ای بدست آمده که گرفتگی خطوط ایجاد نشده و در نتیجه قیمت برق از روی هزینه نهایی ژنراتورهای روشن بدست می آید ضمناً در این حالت قیمت برق برای کلیه باس ها یکسان خواهد بود. حالت دوم (یعنی LMP) برای زمانی است که یکی یا برخی از خطوط انتقال به حداکثر ظرفیت خود رسیده و در نتیجه قیمت برق برای کل باس ها یکسان نخواهد بود و باید قیمت برق در هر باس بسته به تولید ژنراتورها محاسبه شود.

• قیمت UMP:

در این حالت هزینه نهایی واحدها، با مشتق گیری از تابع هزینه ژنراتورها و قرار دادن حداقل توان تولیدی طبق رابطه (۲۶) بدست آمده است. با توجه به اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه ۱۴ شینه IEEE که در مرجع [۱] داده شده، هزینه نهایی ژنراتورها

به ازای کمترین توان تولیدی در جدول ۱ نشان داده شده است.

$$MC_i(P_i^{min}) = \frac{dF_i(P_i^{min})}{dP_i^{min}} \left(\frac{\$}{MWh} \right), \quad (26)$$

$$i = 1, 2, 3, 6, 8$$

جدول ۱. نتایج پخش بار بهینه در شبکه ۱۴ باسه

ژنراتورها	P1	P2	P3	P6	P8
هزینه					
نهایی	18.52	19.6	23	27.334	28
(MC _i)					

در نهایت قیمت برق (π) در این حالت براساس هزینه نهایی ژنراتور گرانتر تعیین می شود، چرا که اگر بر اساس هزینه نهایی کمتر انتخاب شود ژنراتورهای گرانتر ضرر می کنند بنابراین روشن بودن آنها منطقی نخواهد بود. ضمناً به منظور پایین نگه داشتن قیمت بازار، قیمت برق بر اساس کمترین توان تولیدی ژنراتورها تعیین شده است.

$$\pi = \max (MC_i(P_i^{min})), \quad (\$/MWh) \quad (27)$$

• قیمت LMP:

در صورت پر شدن ظرفیت خطوط انتقال، امکان استفاده از تمام ظرفیت تولیدی ژنراتورهای شبکه وجود ندارد و در نتیجه قیمت برق در مکان‌های مختلف شبکه یکسان نخواهد بود که در اصطلاح به آن قیمت نهایی محلی یا LMP می گویند. در واقع LMP به معنی تامین یک مگاوات بار اضافی در محل از طریق ارزانه‌ترین ژنراتورهایی است که امکان تولید را بدون نقض محدودیت‌های خطوط انتقال دارا هستند. بنابراین یک راه محاسبه LMP، توجه به ژنراتورهایی است که به حد بالا یا پایین تولید خود نرسیده‌اند. به این نوع ژنراتورها که بخشی از ظرفیت آنها باقی مانده، ژنراتورهای نهایی می گویند. بنابراین LMP در شین‌های دارای ژنراتور نهایی، برابر با هزینه نهایی این نوع ژنراتورها خواهد بود. ضمناً LMP سایر باس‌ها که فاقد ژنراتور هستند و یا ژنراتورهای آنها به حد تولید خود رسیده‌اند تابعی از LMP باس‌های دارای ژنراتور نهایی خواهد بود. بنابراین به دو صورت باید LMP باس‌ها را محاسبه نمود:

حالت اول) برای باس‌های دارای ژنراتور نهایی (با توجه به شبکه ۱۴ شینه IEEE):

$$\begin{aligned} \pi_i &= LMP_i = MC_i(P_i), \\ \forall P_i^{min} &< P_i < P_i^{max}, \\ P_i &\neq P_i^{min}, \\ P_i &\neq P_i^{max}, \\ i &\in \{1,2,3,6,8\} \end{aligned} \quad (28)$$

در اینجا π معرف باس‌های دارای ژنراتور نهایی است.

حالت دوم) برای باس‌های فاقد ژنراتور یا دارای ژنراتورهای به حد تولید رسیده (با توجه به شبکه ۱۴ شینه IEEE):

$$\pi_j = LMP_j = \sum_i K_i \cdot LMP_i, \quad (29)$$

$$j \in \{1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14\} - i\}$$

در اینجا j معرف کلیه باس‌ها به جز باس‌های دارای ژنراتور نهایی است. ضمناً K_i هزینه یک مگاوات مصرف بیشتر در باس i است که با حل معادلات زیر بدست می‌آید:
 ژنراتورهای به حد تولید رسیده در باس j :

$$\Delta PI_j = -1 \quad (30)$$

ژنراتورهای خاموش یا بدون ژنراتور در باس j :

$$\Delta PI_j = 0 \quad (31)$$

در صورت پر بودن ظرفیت هر خط:

$$\Delta P_{Line} = 0 \rightarrow S_{FI} \times \begin{bmatrix} \Delta PI_2 \\ \vdots \\ \Delta PI_{14} \end{bmatrix} = 0 \quad (32)$$

حفظ توازن توان توسط شین مرجع:

$$\Delta PI_1 + \Delta PI_2 + \Delta PI_3 + \Delta PI_6 + \Delta PI_8 = 0 \quad (33)$$

در نهایت با محاسبه تغییرات توان در باس‌های دارای ژنراتور نهایی (یعنی ΔPI_i):

$$K_i = \Delta PI_i \quad (34)$$

بنابراین قیمت LMP بصورت:

$$\pi = \{\pi_i, \pi_j\} \quad (35)$$

در ادامه می‌توان سود ژنراتورها (Ω) را از رابطه (۳۶) محاسبه نمود:

$$\Omega_i = P_i \times \pi - F_i(P_i) \quad (36)$$

نهایتاً در شکل ۱ فلوجارت کلیه مراحل تعریف شده در بخش ۳ نشان داده شده است. که در آن بلوک‌های سبز رنگ خروجی الگوریتم پیشنهادی است.

۴- الگوریتم WPSO-GSF

در این بخش قبل از معرفی الگوریتم WPSO-GSF ساختار روش‌های ED-GSF، Lagrangian-GSF، تعریف شده و در ادامه به منظور بررسی عملکرد آنها، با در نظر گرفتن منحنی تقاضای بار در ۲۴ ساعت، مسئله پخش بار بصورت مجزا توسط این الگوریتم‌ها پیاده‌سازی شده و در نهایت هزینه بهره برداری و سود حاصله در ۲۴ ساعت شبانه روز محاسبه می‌شود. ضمناً باید اشاره کرد که در کنار این روش‌ها از ضریب حساسیت توان GSF به منظور ایجاد ارتباط بین تغییر توان تزریقی به باس‌ها با تغییر توان عبوری از خطوط شبکه استفاده شده تا بتوان عبور توان از شاخه‌ها را بصورت مناسب مدیریت و پخش بار واقعی بدست آورد. ضمناً این ماتریس به کمک اطلاعات خطوط (یعنی راکتانس خط) قابل محاسبه است.

۴-۱- ED-GSF

در روش پخش بار اقتصادی (ED) تامین بار بر اساس تکمیل ظرفیت ژنراتورهای ارزاتر به گرانتر انجام می‌شود. یعنی با محاسبه هزینه نهایی ژنراتورها می‌توان از وضعیت عملکردی ژنراتورها آگاهی پیدا کرده و تامین بار را به کمک ژنراتورهای ارزاتر انجام داده و از این طریق هزینه بهره‌برداری را کاهش داد اما گاهی بدلیل ظرفیت خطوط انتقال امکان استفاده از کل ظرفیت ژنراتور ارزاتر وجود ندارد بنابراین باید مکانیزمی طراحی کرد که بتوان به ازای میزان توان تزریقی، توان عبوری از هر خط را محاسبه نمود که این امکان با استفاده از ماتریس GSF امکان پذیر است.

پس در ابتدا ماتریس GSF را طبق مرحله ۴ تشکیل داده و در ادامه تامین بار را به کمک ژنراتورهای ارزاتر انجام می‌دهیم و سپس توسط مرحله ۵ ج ظرفیت خطوط را محاسبه می‌کنیم حال اگر ظرفیت خطوط نقض شده باشد مجدداً باید از ژنراتورهای دیگر نیز استفاده نموده و این کار تا زمانی تکرار میشود که ظرفیت خطوط در محدوده خود قرار داشته باشد. ضمناً در این روش تلفات شبکه لحاظ نشده است. در نهایت خروجی روش ED-GSF توان تولیدی ژنراتورها، توان عبوری از خطوط و کل هزینه تولید خواهد بود.

۴-۲- Lagrangian-GSF

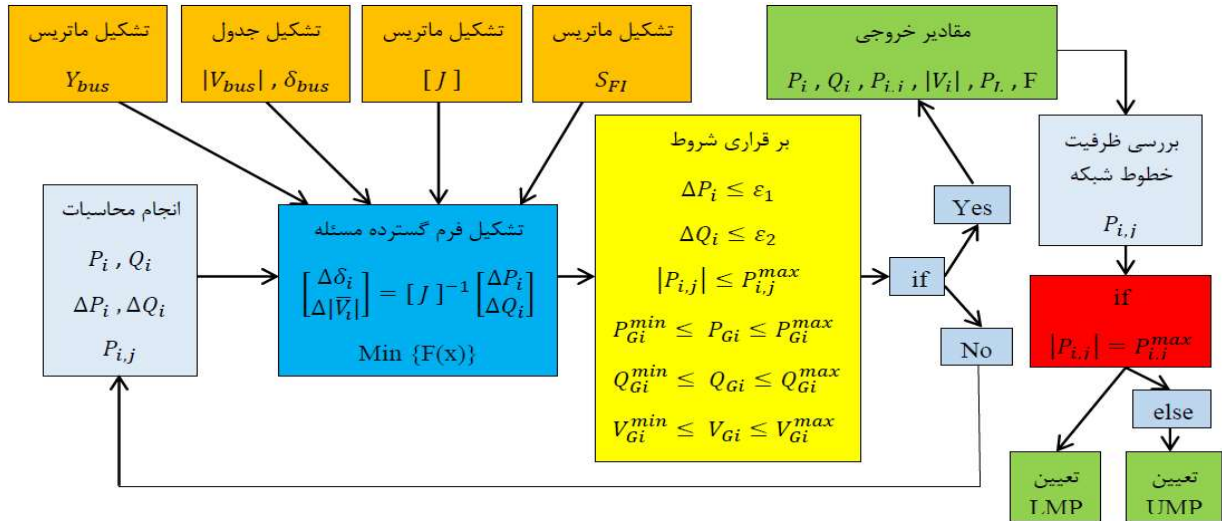
در این روش یک تابع لاگرانژ (Lagrangian)، بصورت ترکیبی از تابع هدف و توابع قیود تساوی و نامساوی همراه با ضرائب لاگرانژ مناسب ساخته می‌شود و نقطه بهینه تابع لاگرانژ همان پاسخ مساله OPF است. ضمناً برای یافتن نقطه بهینه تابع لاگرانژ از این موضوع استفاده می‌شود که در نقطه بهینه، گرادیان تابع لاگرانژ نسبت به تمام متغیرها و ضرائب لاگرانژ صفر است. بنابراین حل مساله OPF منوط به یافتن جواب دستگاه معادلاتی است که از صفر قرار دادن گرادیان بدست می‌آید. پس برای حل این دستگاه در ابتدا یک مقدار پیش فرض برای متغیرها و ضرائب لاگرانژ، به عنوان نقطه بهینه پیش فرض در نظر می‌گیریم و سپس میزان تغییر متغیرها برای صفر شدن گرادیان محاسبه شده و مقادیر متغیرهای پیش فرض نیز تصحیح می‌شوند و این کار تا همگرا شدن جوابها ادامه می‌یابد. حال با توجه به روابط زیر:

$$\min(x) \max(i) F_i(x) \begin{cases} c(x) \leq 0 & (1) \\ ceq(x) = 0 & (2) \\ A \cdot x \leq b & (3) \\ Aeq \cdot x = beq & (4) \\ lb \leq x \leq ub & (5) \end{cases} \quad (37)$$

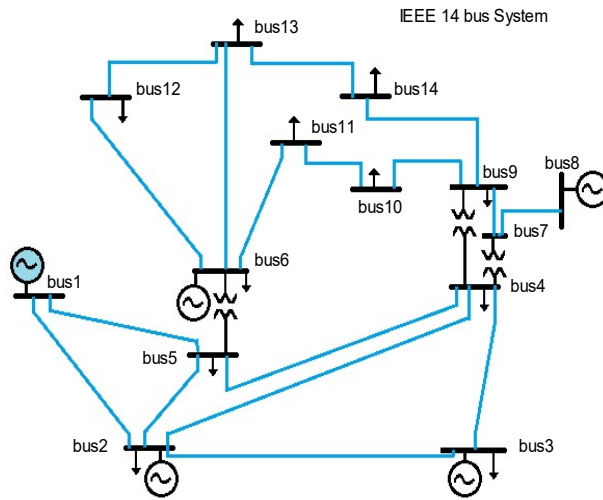
که در آن x, b, beq, lb, ub بردار A ، Aeq ماتریس، $c(x)$ ، $ceq(x)$ و $F(x)$ توابع هستند که بردارها را بر می‌گرداند. $F(x)$ ، $c(x)$ و $ceq(x)$ میتوانند توابع غیرخطی باشند. که در این روش قید ۱ و ۲ لحاظ نشده، قید ۳ معرف حداکثر ظرفیت توان عبوری از هر خط، قید ۴ معرف مجموع تولید برابر با تقاضای بار، قید ۵ معرف حد پایین و بالای توان تولیدی ژنراتورها است. ضمناً در روش Lagrangian-GSF تلفات شبکه لحاظ نشده و خروجی این روش توان تولیدی ژنراتورها، توان عبوری خطوط، کل هزینه تولید است.

• روش NR-Lagrangian-GSF:

برای اینکه بتوان تلفات را در روش Lagrangian-GSF در نظر گرفت، به کمک روش نیوتن رافسون (NR) ولتاژ باسها را بدست آورده و در نهایت با محاسبه تلفات و اعمال آن به روش Lagrangian-GSF محاسبات را تکرار می‌کنیم.



شکل ۱. بلوک دیاگرام مراحل پخش بار بهینه و تعیین قیمت بازار برق



شکل ۲. شبکه ۱۴ شینه IEEE

۳-۴ WPSO-GSF

در یک فضای جستجو، عملکرد الگوریتم PSO الهام گرفته از رفتار اجتماعی پرندگان است که برای یافتن غذا در یک محل همدیگر را تا رسیدن به محل غذا هدایت می کنند. مهمترین مزیت الگوریتم PSO نسبت به سایر الگوریتم های جستجو، سادگی پیاده سازی آن است و این سادگی باعث بالا رفتن سرعت انجام محاسبات و رسیدن سریع به جواب دلخواه می شود. اما هنگامی که متغیرهای مسئله بهینه سازی زیاد می شود امکان همگرایی زودرس الگوریتم PSO افزایش می یابد. بنابراین الگوریتم ضمانت نمی کند که به مینیمم محلی همگرا شود بلکه بیان می دارد، همه ذرات به بهترین نقطه ای که تاکنون توسط گروه پیدا شده است همگرا می شوند. برای فائق آمدن بر این مشکل در مسئله پخش بار بهینه، از ضریب حساسیت توان (GSF) در ساختار الگوریتم PSO استفاده شده است. تا بتوان همزمان به ازای متغیرهای بدست آمده شرط برقراری توان جاری در شبکه را بررسی نمود و در صورتی که نقطه مینیمم بدست آمده این شرط را نقض نموده مجدداً فرایند تکرار شود. ضمناً در کنار این روش از تئوری آشوب نیز استفاده شده است یعنی ضریب لختی در یک مولد آشوب جدید ضربه می شود تا با تغییر وزن ذرات از گیر

کردن در نقاط مینیمم محلی جلوگیری شود. در ادامه از روی مقایسه نتایج، می توان نشان داد که الگوریتم پیشنهادی نسبت به دیگر روش ها بهبود قابل توجهی داشته است.

پارامترهای لازم برای شبیه سازی الگوریتم WPSO عبارتند از :

توده ذرات : در ابتدا تعداد n ذره بصورت اتفاقی جایابی می شوند و سپس ذرات بصورت تصادفی در توده حرکت کرده و در نهایت تابع را به سمت جواب بهینه هدایت می کنند.

Pbest : معرف بهترین موقعیت هر ذره در طول الگوریتم است.

Gbest : این پارامتر معرف بهترین موقعیت بین کل ذرات در طول الگوریتم است.

CP : موجب حرکت ذره به سمت Pbest خود می شود.

CG : موجب حرکت ذره به سمت Gbest کل می شود.

ضریب لختی (ω) : موجب تعادل بین جستجوی محلی و کلی در الگوریتم می شود.

ضریب آشوب (K) : موجب تغییر ضریب وزنی، به صورت پراکنده شده و از گیر کردن در محیط کوچک محلی جلوگیری به عمل می آورد. و ضریب وزنی جدید را بصورت تصادفی بین مقدار 0 تا 0.9 قرار می دهد.

غزش (V) : معرف تغییر موقعیت ذره در محیط جستجو است.

در اینجا Pbest هزینه تولید در هر حالت کاری و Gbest حداقل هزینه تولید خواهد بود.

بنابراین موقعیت ذره را می توان از رابطه (۳۸) بدست آورد :

$$V_i(t+1) = K \cdot \omega(t) + C_p \cdot rand(1) \cdot (P_{best_i}(t) - x_i(t)) + C_g \cdot rand(1) \cdot (G_{best_i}(t) - x_i(t)) \quad (38)$$

$$K \cdot \omega = \omega_{min} + (\omega_{max} - \omega_{min}) \cdot rand(1)$$

$$x_i(t+1) = x_i(t) + V_i(t+1)$$

$$F_T = F(x) = \sum_{i=1}^{N_g} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \quad (39)$$

$$f(x) = F_T + \sum_{i=1}^{N_{eq}} \mu_i |g_i(x)| + \sum_{j=1}^{N_{ineq}} \lambda_j h_j(x) + Penalty,$$

$$Penalty = 100 * abs \left(\sum_{i=1}^n P_i - PD - P_{Loss} \right)$$

معمولا مقدار متغیرهای کنترلی بصورت $C_p + C_g \geq 4$ و ω نیز بین 0 برای جا به جایی کند تا 1 برای جا به جایی با دامنه بزرگ قرار می گیرد.

در اینجا به منظور لحاظ کردن کلیه قیود تساوی و نامساوی و جلوگیری از نقض حدود تعیین شده برای متغیرها، تابع هدف مسئله $f(x)$ بصورت رابطه (۳۹) طراحی شده که به ترتیب قیود تساوی و نامساوی با ضرایب λ_j ، μ_i و نقض حدود متغیرها از طریق تابع جریمه Penalty در تابع هدف گنجانده شده است.

• **مراحل اجرا:** کلیه مراحل تعریف شده در شکل ۱ به قرار زیر توسط الگوریتم PSO پیاده سازی می شود.

الف) مقدار دهی اولیه داده‌ها (n) و متغیرهای کنترلی (CG, CP)

ب) تولید موقعیت و سرعت

ج) محاسبه تابع برازندگی $f(x)$ با استفاده از OPF (یعنی همان تابع هدف طراحی شده با پنج مرحله)

د) بروز رسانی موقعیت و سرعت

ه) تکرار بخش ج و بررسی برقراری شروط و در صورت نقض، تکرار برنامه تا رسیدن به پاسخ بهینه تر

ضمناً در این روش تعداد ذرات ۲۰، مقدار CP و CG برابر ۲ در نظر گرفته شده است. نهایتاً خروجی روش پیشنهادی توان تولیدی ژنراتورها، توان عبوری از خطوط، کل هزینه تولید، ولتاژ هر باس و تلفات کل شبکه خواهد بود.

جدول ۱. مقایسه نتایج پخش بار بهینه در شبکه ۱۴ شینه IEEE

Power	Min	Max	PSO [1]	IPSO [1]	SQP [2]	IHS [2]	GA [2]	ED-GSF	LA-GSF	NR-LA	WPSO-GSF
P1 (MW)	50	200	161.4592	154.7555	133.6103	138.7025	162.7528	135.75	131.7265	139.0018	131.8494
P2 (MW)	20	80	20	20	56.8206	59.5883	60.1288	20	23.3831	24.8658	25.8162
P3 (MW)	15	50	50	50	36.4725	33.2682	40.5898	50	50	50	50
P6 (MW)	10	30	10	30	24.9509	23.9271	21.6584	30	30	30	30
P8 (MW)	10	35	23.5941	10	28.8968	23.901	27.0935	23.25	23.8904	24.1745	24.3563
P1,2(MW)		120	105.5066	101.8434	71.8454	75.8468	69.2586	93.1343	89.8782	88.4489	87.533
P1,5(MW)		65	49.8993	47.1566	40.0138	42.4686	40.2709	42.6157	41.8483	41.5107	41.2945
P2,3(MW)		36	38.3397	37.8898	44.0003	46.6160	42.5510	35.9989	36	36	36
P2,4(MW)		65	37.3628	36.4213	36.0876	38.4536	37.0483	32.4641	32.4664	32.4664	32.4665
P2,5(MW)		50	28.1040	25.8323	26.8782	28.6654	28.0882	22.9713	23.0949	23.1483	23.1827
P3,4(MW)		63	-5.8603	-6.3102	-13.7272	-14.3158	-11.0592	-8.2011	-8.2	-8.2	-8.2
P4,5(MW)		45	-40.3963	-45.8344	-40.1182	-42.6453	-39.1445	-41.0784	-40.5778	-40.3572	-40.2159
P4,7(MW)		55	12.3473	16.6271	5.6951	9.0582	7.6087	8.2239	7.8275	7.6516	7.539
P4,9(MW)		32	11.7515	11.5184	8.9834	9.9250	9.7248	9.3175	9.2167	9.172	9.1434
P5,6(MW)		45	30.0071	19.5545	19.1738	20.8887	21.6146	16.9086	16.7654	16.7019	16.6613
P6,11(MW)		18	5.0543	10.8036	7.5338	7.9500	7.0210	9.2103	9.124	9.0858	9.0613
P6,12(MW)		32	7.3615	8.2059	7.7257	7.7868	7.6503	7.9719	7.9592	7.9536	7.95
P6,13(MW)		32	16.3913	19.3450	17.6652	17.8790	17.4017	18.5265	18.4821	18.4625	18.4499
P7,8(MW)		32	-23.5941	-10.0000	-28.8968	-23.9010	-27.0935	-23.25	-23.8904	-24.1745	-24.3563
P7,9(MW)		32	35.9414	26.6271	34.5919	32.9592	34.7022	31.4739	31.7179	31.8261	31.8953
P9,10(MW)		32	7.4457	1.6964	4.9662	4.5500	5.4790	3.2897	3.376	3.4142	3.4387
P9,14(MW)		18	10.7473	6.9491	9.1092	8.8342	9.4480	8.0017	8.0587	8.0839	8.1001
P10,11(MW)		12	-1.5543	-7.3036	-4.0338	-4.4500	-3.5210	-5.7103	-5.624	-5.5858	-5.5613
P12,13(MW)		12	1.2615	2.1059	1.6257	1.6868	1.5503	1.8719	1.8592	1.8536	1.85
P13,14(MW)		12	4.1527	7.9509	5.7908	6.0658	5.4520	6.8983	6.8413	6.8161	6.7999
V1 (pu)			1.1000	1.1000	0.9558	0.9819	0.9965	-	-	1.0600	1.0600
V2 (pu)			1.0804	1.0979	0.9565	0.9788	0.9860	-	-	1.0350	1.0450
V3 (pu)			1.0544	1.0734	0.9592	0.9894	0.9810	-	-	1.0000	1.0100
V4 (pu)			-	-	-	-	-	-	-	1.0061	1.0231
V5 (pu)			-	-	-	-	-	-	-	1.0098	1.0263
V6 (pu)			1.1000	1.0686	0.9512	0.9833	0.9945	-	-	1.0600	1.0700
V7 (pu)			-	-	-	-	-	-	-	1.0409	1.0539
V8 (pu)			1.0756	1.0354	0.9922	0.9774	0.9904	-	-	1.0800	1.0900
V9 (pu)			-	-	-	-	-	-	-	1.0241	1.0365
V10 (pu)			-	-	-	-	-	-	-	1.0228	1.0347
V11 (pu)			-	-	-	-	-	-	-	1.0376	1.0484
V12 (pu)			-	-	-	-	-	-	-	1.0434	1.0538
V13 (pu)			-	-	-	-	-	-	-	1.0370	1.0474
V14 (pu)			-	-	-	-	-	-	-	1.0113	1.0230
تلفات توان (MW)			6.0533	5.7555	21.7511	20.3871	53.2233	-	-	9.0422	3.0219
هزینه تولید (\$)			6170.6	6165.6	6342.8	6203.1	7159.5	6128.5	6126.4	6332.7	6195.6
سرعت پردازش			8.814 sec	8.9 sec	9.2 sec	28.5 sec	100.1 sec	5.6 sec	3.42 sec	10.9 sec	9.36 sec

جدول ۲. مقایسه نتایج پخش بار بهینه در شبکه ۳۰ باسه

Bus Power	min	max	PSO[1]	IPSO[1]	WPSO-GSF
P1	50	200	175.1820	177.0906	191.1712
P2	20	80	49.2678	48.6662	48.1082
P5	15	50	21.7230	21.3156	19.4701
P8	10	35	22.0514	21.1555	11.0181
P11	10	30	11.8301	11.8729	10.0000
P13	12	40	12.0000	12.0000	12.0000
P _{Loss}			8.6543	8.7008	8.3677
F			799.6711	799.3417	796.1674
سرعت پردازش (CPU)			10.856 sec	10.894 sec	11.32 sec

جدول ۳. مقایسه نتایج پخش بار بهینه در شبکه ۵۷ باسه

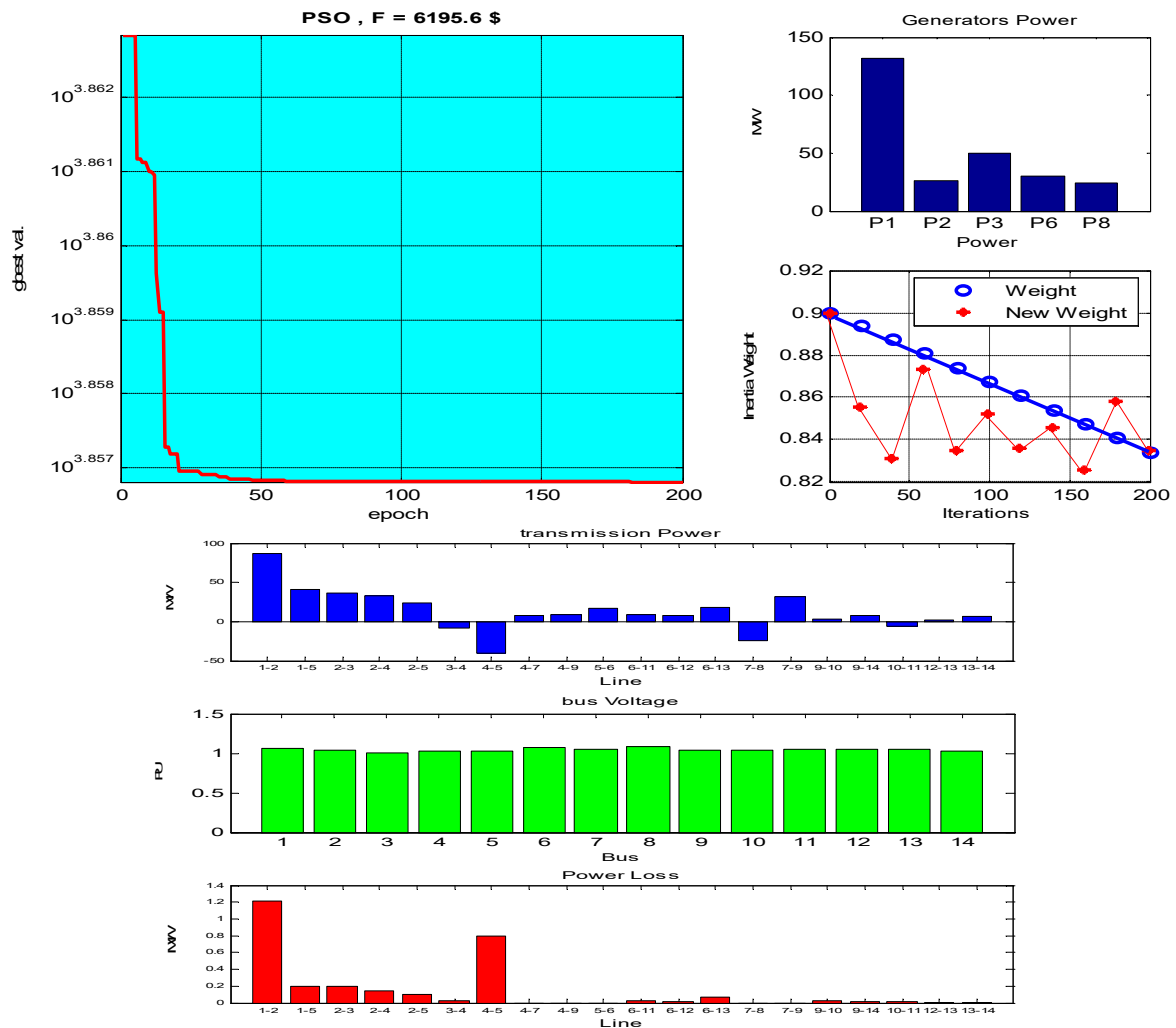
Bus Power	min	max	PSO[1]	IPSO[1]	SQP[2]	IHS[2]	GA[2]	WPSO-GSF
P1	0	575.88	139.1571	145.3988	229.8185	272.4235	274.93	142.1928
P2	0	100	100	79.0190	143.1449	125.4842	138.26	100
P3	0	140	75.8451	42.6999	96.1701	77.8435	93.2667	43.9563
P6	0	100	38.4932	75.4517	243.6877	266.3847	284.3433	72.8127
P8	0	550	455.56	459.2791	182.2301	170.8372	181.3667	472.6505
P9	0	100	100	99.5688	183.6253	167.9762	187.8567	88.6546
P12	0	410	360.254	364.5374	223.4802	238.4512	237.7633	343.3762
P8,9		200	176.2036	187.9362	81.8501	83.6866	91.9319	200
P9,11		50	46.3299	50.4899	36.5837	33.2160	41.7931	50
P6,7		40	-21.4157	-15.3374	67.0019	73.9498	75.0824	-15.5028
P3,15		100	59.8149	49.5377	111.4366	105.3258	113.3175	55.0081
P _{Loss}			73.5094	70.1547	106.3568	123.6005	201.9867	67.8432
F			42109.7231	41688.5004	47346.9008	48489.299	52110.706	41553.297
سرعت پردازش			18.814 sec	18.90 sec	460.8 sec	295.4 sec	1436.2 sec	19.68 sec

به منظور پیاده سازی الگوریتم WPSO-GSF در نرم افزار MATLAB، به اطلاعات دقیق شبکه های IEEE شامل توان تولیدی ژنراتورها، اطلاعات خطوط، بارهای متصل به باسها، ظرفیت خطوط و ... نیاز است که در مرجع [۱] آورده شده است.

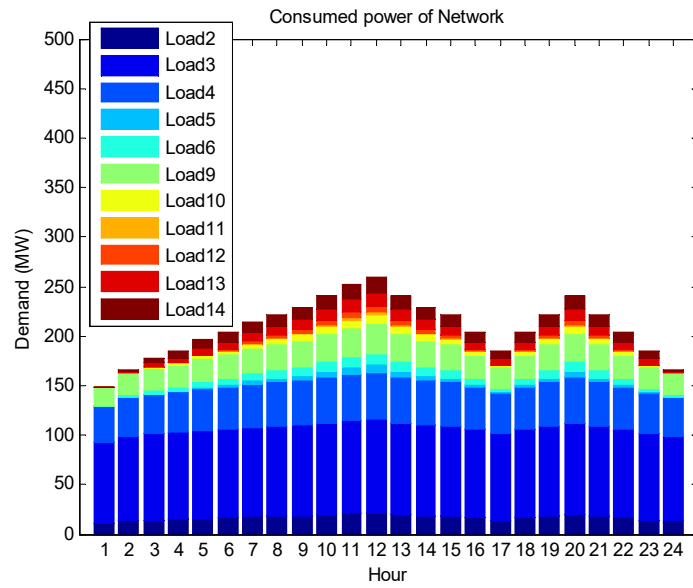
۵- پیاده‌سازی روش پیشنهادی روی شبکه

در این بخش، الگوریتم WPSO-GSF روی شبکه ۱۴ شینه IEEE (شکل ۲) پیاده‌سازی شده است. ضمناً اطلاعات شبکه از [۱] گرفته شده و نتایج حاصل از روش پیشنهادی در شکل ۳ شامل منحنی همگرایی به جواب بهینه، بهترین موقعیت متغیرها، تغییرات ضریب وزنی در حالت آشوب و بدون آشوب، میزان تغییرات توان عبوری از هر خط، ولتاژ باس‌ها، تلفات توان در هر خط قابل مشاهده است. همانطور که از نتایج دیده می‌شود ژنراتور P2 با آنکه ارزانتر از ژنراتورهای P3, P6, P8 است اما بدلیل محدودیت خطوط انتقال امکان تولید بیشتر را ندارد. بنابراین به ناچار مجبور به استفاده از ژنراتورهای گرانتر شده‌ایم که این خود موجب افزایش هزینه تولید شده است. در جدول ۱ نتایج حاصل از روش پیشنهادی با دیگر روش‌ها مقایسه شده است.

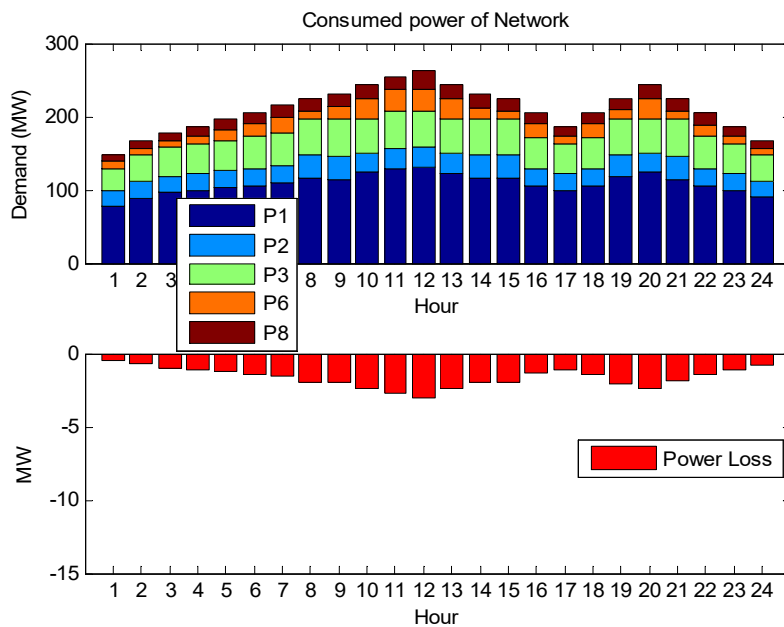
در این قسمت نتایج حاصل از الگوریتم پیشنهادی با روش‌های ارائه شده در مرجع [۱] و [۲] مقایسه شده که اطلاعات آن در جداول ۱ و ۲ و ۳ قابل مشاهده است. در شبکه ۱۴ شینه IEEE هرچند که ژنراتور P2 از ژنراتورهای باس ۳، ۶، ۸ ارزان‌تر است اما به دلیل ظرفیت ۳۶ مگاواتی خط ۲-۳ امکان افزایش توان تولیدی ژنراتور P2 وجود ندارد چراکه موجب گرفتگی خط ۲-۳ شده و به ناچار مجبور به استفاده از ژنراتورهای گران‌تر شبکه هستیم. ضمناً در جدول ۱ خطی که در پخش بار بهینه خیلی تأثیرگذار است با خط تیره زیر آن مشخص شده و خطی که از ظرفیت خود تجاوز کرده‌اند پررنگ شده است.



شکل ۳. نتایج حاصل از الگوریتم پیشنهادی



شکل ۴. اطلاعات تقاضای بار شبکه ۱۴ شینه



شکل ۵. توان تولیدی و تلفات شبکه

جدول ۴. نتایج حاصل از پخش بار بهینه ۲۴ ساعته در شبکه ۱۴ شینه IEEE

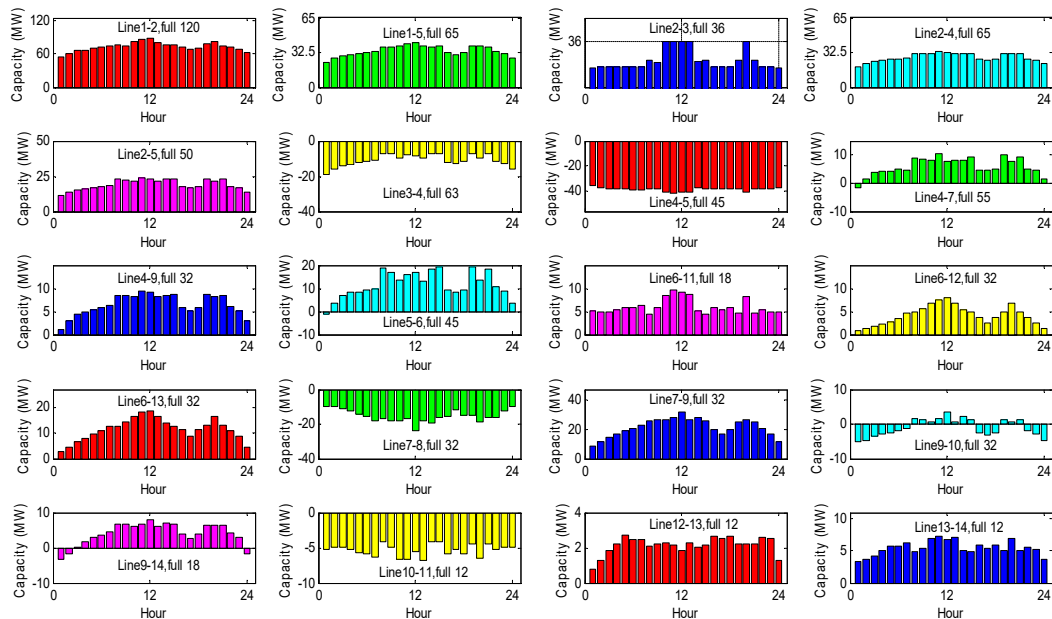
Hour	WPSO-GSF								قیمت بازار
	P1	P2	P3	P6	P8	PD	Loss	هزینه تولید	
1	77.9626	20.1518	30.3617	10.0000	10.0000	148	0.4761	2970	UMP =28
2	89.1423	21.8689	36.2316	10.0000	10.0000	166.5	0.7428	3472.5	UMP =28
3	97.1803	21.4751	39.1151	10.0000	10.8173	177.6	0.9879	3785.7	UMP =28
4	98.4476	23.1492	40.5637	11.6194	12.2967	185	1.0767	4002.2	UMP =28
5	103.6167	22.0193	42.2482	14.9389	14.5486	196.1	1.2718	4329.8	UMP =28
6	106.1863	22.7166	43.6760	16.9826	15.3295	203.5	1.3910	4552.3	UMP =28
7	109.1087	23.0083	45.2611	20.9218	17.8512	214.6	1.5511	4893.7	UMP =28
8	116.1473	30.6717	49.2801	10.9004	16.9288	222	1.9283	5122.9	UMP =28
9	114.6173	31.6564	50.0000	17.1305	17.9215	229.4	1.9258	5357.7	UMP =28
10	123.4701	26.4606	46.9401	27.8510	18.1823	240.5	2.4041	5583.7	LMP
11	129.0268	28.3207	50.0000	30.0000	17.0124	251.6	2.7600	5948.9	LMP
12	131.8494	25.8162	50.0000	30.0000	24.3563	259	3.0219	6195.6	LMP
13	121.8692	27.4579	46.8485	28.4159	18.2648	240.5	2.3563	5584.1	LMP
14	116.0305	31.4409	50.0000	14.2457	19.6444	229.4	1.9614	5356.9	UMP =28
15	116.6729	30.7981	49.4247	10.7717	16.2877	222	1.9552	5122.3	UMP =28
16	105.4939	22.6334	43.4242	17.9873	15.3411	203.5	1.3799	4551.7	UMP =28
17	99.8988	22.1694	40.7734	11.5765	11.7277	185	1.1458	4005.4	UMP =28
18	105.4602	23.1219	43.5995	17.7502	14.9528	203.5	1.3846	4551.5	UMP =28
19	118.5098	29.5880	49.6704	11.2279	15.0260	222	2.0222	5123.9	UMP =28
20	123.8715	25.8821	46.8126	27.3978	18.9403	240.5	2.4043	5583.7	LMP
21	114.2974	32.3380	49.3466	11.8831	16.0236	222	1.8888	5123.7	UMP =28
22	106.3352	23.2863	43.8178	15.4568	15.9987	203.5	1.3948	4551.7	UMP =28
23	99.9536	22.3950	40.8195	10.4408	12.5285	185	1.1375	4005.2	UMP =28
24	90.4752	20.6262	36.1701	10.0000	10.0000	166.5	0.7716	3472.4	UMP =28

جدول ۵. مقادیر LMP باس های شبکه ۱۴ شینه IEEE

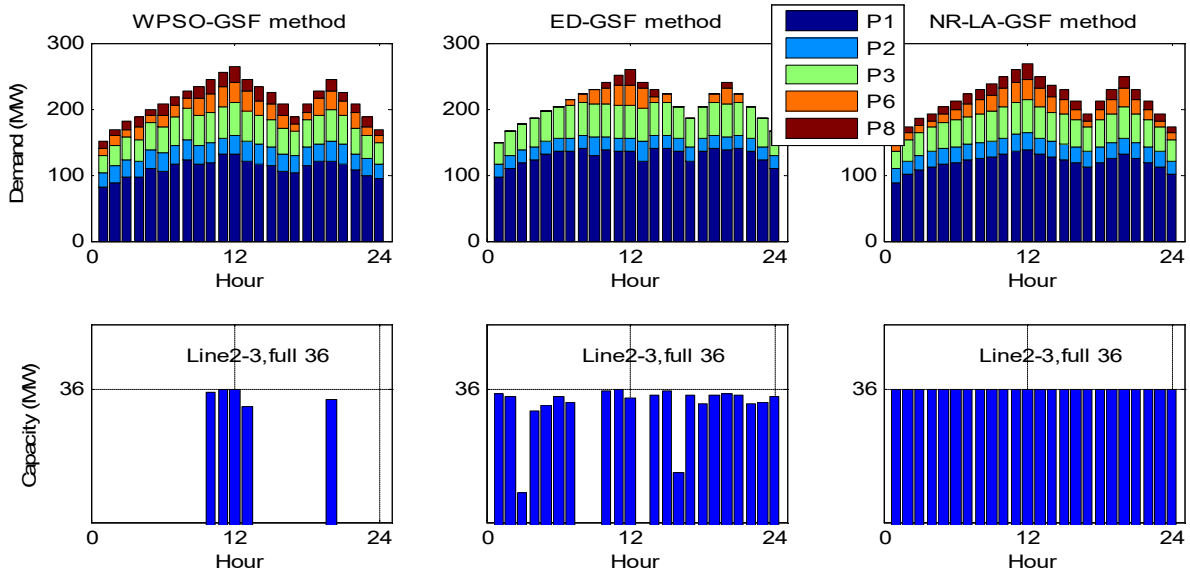
Hour	WPSO-GSF						
	LMP						
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7
10	22.22	21.41	54.94	31.54	28.59	29.71	31.27
11	22.50	21.93	57.09	32.32	29.19	30.35	30.80
12	22.64	21.23	63.15	34.15	30.48	31.83	33.74
13	22.14	21.69	54.85	31.36	28.51	29.79	31.30
20	22.24	21.25	54.81	31.64	28.69	29.65	31.57
Hour	Bus 8	Bus 9	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13	Bus 14
10	31.27	30.73	30.53	30.07	29.68	29.75	30.31
11	30.80	31.46	31.25	30.76	30.35	30.42	31.01
12	33.74	33.14	32.89	32.32	31.84	31.83	32.61
13	31.30	30.65	30.45	30.01	29.57	29.66	30.20
20	31.57	30.83	30.63	30.17	29.78	29.85	30.41

همان طور که از نتایج مشاهده می کنید در روش های مرجع [۱] محدوده ظرفیت خطوط رعایت نشده و از حدود خود تجاوز

کرده و در روش‌های مرجع [۲] نیز علاوه بر افزایش هزینه تولید و تلفات شبکه، محدودیت ظرفیت خطوط انتقالی نیز نقض شده و عملاً پخش بار شبکه غیرواقعی شده است. که در روش پیشنهادی به دلیل لحاظ کردن ضریب حساسیت توان در محاسبات عملاً پخش بار واقعی به دست آمده است. ضمناً علت کم شدن هزینه تولید در روش‌های ED-GSF و LA-GSF به خاطر لحاظ نکردن تلفات شبکه بوده است. در روش WPSO-GSF هزینه تولید و تلفات شبکه نیز نسبت به دیگر روش‌ها کاهش یافته و دارای سرعت پردازش پایینی نیز هست. ضمناً به منظور بررسی بهتر روش پیشنهادی، الگوریتم WPSO-GSF روی شبکه ۳۰ و ۵۷ شینه نیز پیاده‌سازی شده است. که در جدول ۲ نتایج پخش بار انجام شده توسط روش پیشنهادی و مرجع [۱]، نشان می‌دهد که هیچ گرفتگی خطوطی در شبکه ۳۰ شینه رخ نداده و ضمناً الگوریتم پیشنهادی هزینه تولید کمتری به دست آورده است. در جدول ۳ روش پیشنهادی با روش‌های مراجع [۱] و [۲] مقایسه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌کنید در روش‌های مراجع [۱] و [۲] گاهی ظرفیت برخی از خطوط شبکه ۵۷ شینه نقض شده است در حالی که در روش پیشنهادی علاوه بر رعایت این محدودیت‌ها، هزینه تولید کمتری به دست آمده است؛ توضیح آنکه، خطوطی که خیلی در مسئله پخش بار تأثیرگذار هستند بارنگ زرد و نقض ظرفیت خطوط بارنگ قرمز مشخص شده است. از روی نتایج جداول ۱، ۲ و ۳ می‌توان نتیجه گرفت که الگوریتم پیشنهادی علاوه بر واقعی کردن پخش بار، توانسته با بزرگ‌تر شدن شبکه هزینه تولید کمتری را به دست آورد. لازم بذکر است روش‌های مراجع [۱] و [۲] قادر به محاسبه توان عبوری از کلیه خطوط نیستند و تنها هدف مینیمم کردن هزینه تولید ژنراتورها است که در این طرح ما توانسته‌ایم با الگوریتم پیشنهادی این کار را انجام دهیم. در ادامه این مقاله می‌توان با در نظر گرفتن منحنی تقاضای بار در ۲۴ ساعت، مسئله پخش بار بهینه را توسط الگوریتم پیشنهادی روی شبکه ۱۴ شینه IEEE پیاده‌سازی نموده و در نهایت سود حاصله از تولید هر ژنراتور را محاسبه نمود.



شکل ۶. توان عبوری از خطوط شبکه با روش WPSO-GSF

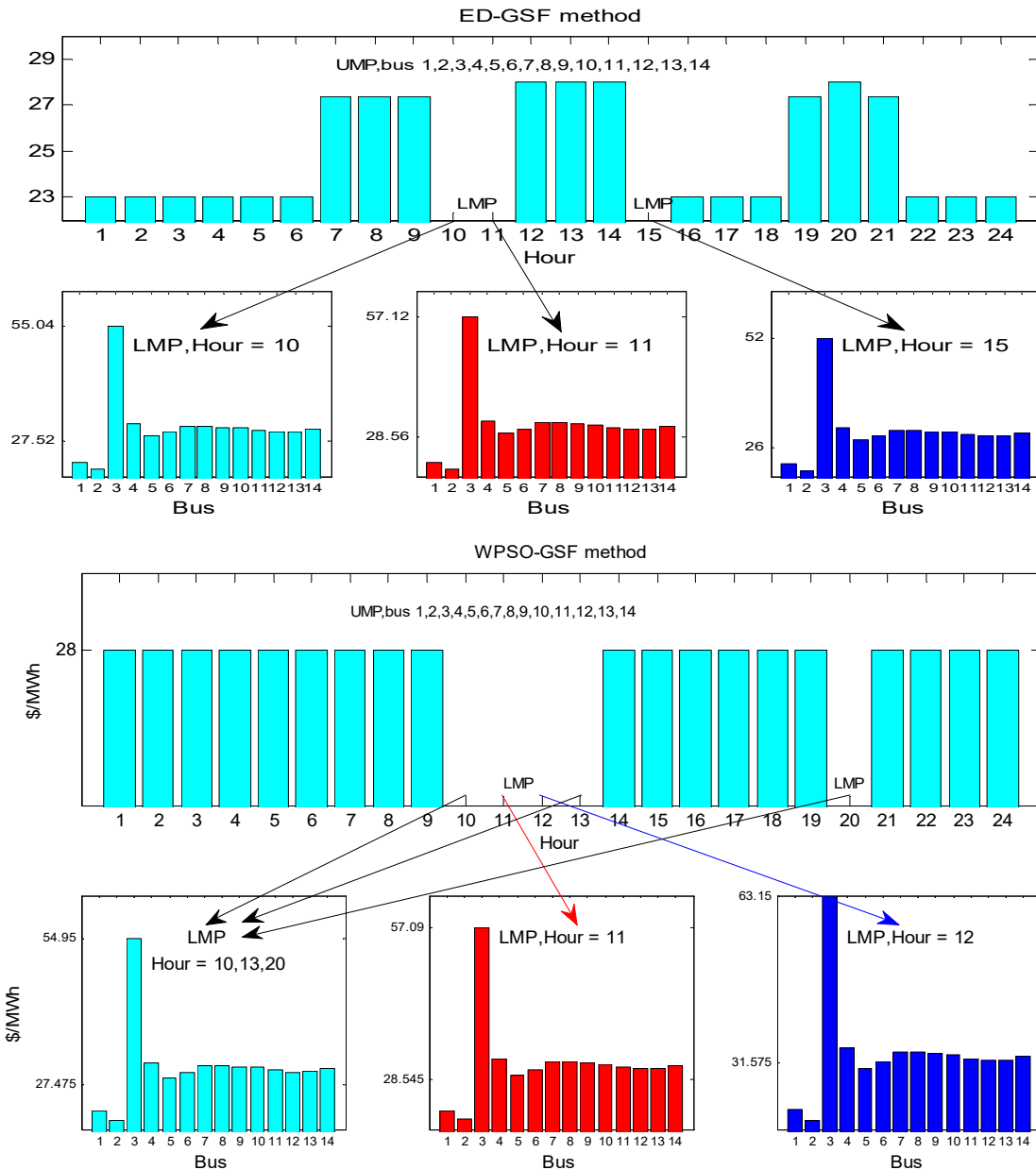


شکل ۷. نتایج پخش بار به روش های WPSO-GSF، ED-GSF، NR-LA-GSF

۶- نتایج شبیه سازی

فرض کنید شکل ۴ منحنی پیش‌بینی تقاضای بار برای شبکه ۱۴ شینه، در ۲۴ ساعت شبانه‌روز باشد که در آن اوج بار در ساعت ۱۲ ظهر و ۸ شب رخ می‌دهد. حال به منظور بررسی عملکرد الگوریتم WPSO-GSF، مسئله پخش بار بهینه برای هر ساعت مطابق مراحل پیشنهادی پیاده‌سازی شده و در نهایت پس از بررسی توان عبوری از خطوط، قیمت بازار برق بسته به ظرفیت خطوط به صورت UMP یا LMP تعیین و سود ژنراتورها محاسبه می‌شود. در ادامه یک مقایسه بین سود به دست آمده توسط الگوریتم WPSO-GSF با روش‌های ED-GSF و NR-LA-GSF انجام خواهیم داد. ضمناً در این مقاله کلیه شبیه‌سازی‌ها با نرم‌افزار MATLAB انجام شده است. در اینجا شبکه نمونه مورد مطالعه دارای ۶ ژنراتور، ۱۱ بار، ۳ ترانسفورماتور، ۲۰ خط انتقال است. همان‌طور که از اطلاعات بار شبکه مشاهده می‌کنید باس‌های ۱، ۷، ۸ فاقد بار بوده، ضمناً در هر ساعت شبانه‌روز اطلاعات بار شبکه یکسان نیست هر چند که مجموع توان مصرفی در برخی ساعات یکسان است که این خود موجب تفاوت در جواب پخش بار بهینه برای هر ساعت خواهد شد.

در جدول ۴ نتایج حاصل از پیاده‌سازی الگوریتم پیشنهادی شامل میزان توان تزریقی، تلفات شبکه، کل هزینه تولید و قیمت برق برای ۲۴ ساعت شبانه‌روز نشان داده شده است. از روی نتایج دیده می‌شود که یکی از محدودیت‌های این شبکه ظرفیت ۳۶ مگاواتی خط ۲-۳ است که در ساعات ۱۰، ۱۱، ۱۲، ۱۳، ۲۰ به حداکثر ظرفیت خود رسیده است بنابراین در این ساعات قیمت برق بر اساس قیمت نهایی محلی (LMP) محاسبه خواهد شد که در جدول ۵ مقادیر LMP برای باس‌های مختلف نشان داده شده است.



شکل ۸. قیمت برق در روش‌های ED-GSF, WPSO-GSF

با توجه به اطلاعات جدول ۴، توان تولیدی ژنراتورها و توان عبوری از خطوط به ترتیب در شکل‌های ۵ و ۶ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌کنید به کمک الگوریتم WPSO-GSF، به‌خوبی می‌توان میزان تغییرات توان تزریقی به باس‌ها را با توان عبوری از خطوط مرتبط کرد و به‌گونه‌ای پخش بار را انجام داد که برخلاف روش‌های ارائه‌شده در [۱] و [۲] محدوده ظرفیت خطوط نقض نشده و بتوان یک پخش بار واقعی را به دست آورد. حال اولین سؤالی که پیش می‌آید این است که چرا ژنراتور باس ۲ نسبت به ژنراتورهای باس ۳، ۶، ۸ که گران‌تر هستند توان کمتری تولید می‌کند که برای پاسخ به این سؤال می‌توان از نتایج شکل (۶) کمک گرفت که در آن حداکثر ظرفیت توان هر خط و همچنین میزان تغییرات ۲۴ ساعته توان مشخص شده است که به‌خوبی دیده می‌شود علت این مشکل ظرفیت ۳۶ مگاواتی خط ۲-۳ است که امکان تولید بیشتر را به ژنراتور باس ۲ نمی‌دهد به‌گونه‌ای که این خط در ساعات ۱۰، ۱۱، ۱۲، ۱۳، ۲۰ به حداکثر ظرفیت خود رسیده است. ضمناً ستون‌های منفی توان

معرف برعکس بودن جهت عبور توان از آن خط است. پس با توجه به نتایج خط ۳-۴، توان از باس ۴ به باس ۳ منتقل می شود و این نیز دلیل دیگری بر کاهش توان تولیدی ژنراتور باس ۲ است؛ بنابراین تأمین بار باس ۳ به صورت زیر انجام می شود:

$$\text{Load}_3 = P_{2,3} + P_3 + P_{3,4}$$

در شکل ۷ یک مقایسه بین نتایج حاصل از پخش بار به کمک روش های WPSO-GSF، ED-GSF، NR-LA-GSF ارائه شده است. همان طور که قبلاً اشاره شد در شبکه ۱۴ شینه مورد مطالعه، ظرفیت خط ۳-۲ یکی از موانع اصلی در افزایش تولید ژنراتورهای ۱ و ۲ است؛ که در شکل ۷ وضعیت توان عبوری از خط ۳-۲ به ازای روش های ED-GSF، NR-LA-GSF، WPSO-GSF قابل مشاهده است. همان طور که می بینید کمترین پرشدگی ظرفیت خط ۳-۲ در روش WPSO-GSF به دست آمده و در روش NR-LA-GSF، خط ۳-۲ در تمام ساعات در ظرفیت کامل خود قرار دارد؛ بنابراین برای زمان هایی که ظرفیت خط ۳-۲ تکمیل شده باید قیمت برق به صورت LMP محاسبه شود که در شکل های ۸ و ۹ قیمت بازار برق به ازای روش های ED-GSF، NR-LA-GSF، WPSO-GSF نشان داده شده است. ضمناً از نتایج شکل ۷ دیده می شود که در روش NR-LA-GSF ژنراتورهای ۶ و ۸ تنها در ساعات اوج بار وارد مدار شده و در بیشتر ساعات خاموش بوده و در روش NR-LA-GSF با توجه به اینکه از حل معادلات درجه ۲ در MATLAB برای حل مسئله استفاده شده جواب ها به ازای حداکثر ظرفیت خطوط به دست آمده است.

جدول ۶. ریز محاسبات سود ژنراتورها

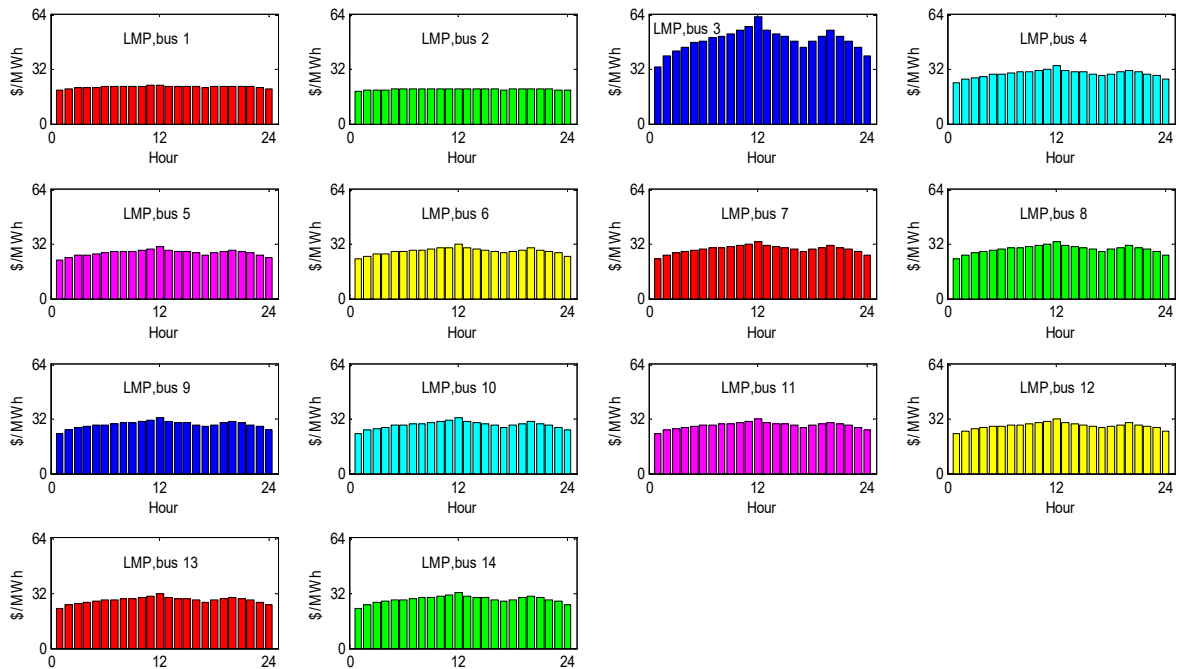
Hour	PSO-GSF						کل سود ژنراتورها
	سود ژنراتور ۱	سود ژنراتور ۲	سود ژنراتور ۳	سود ژنراتور ۶	سود ژنراتور ۸	Loss cost	
1	782.4	225.2719	146.3	13.33	20	-4.943	1182.4
2	869.5	239.2098	68.3	13.33	20	-7.7046	1202.6
3	928.2	236.0862	17.3	13.33	19.8664	-10.2378	1204.5
4	937.1	249.0648	-11.4	14.2336	18.945	-11.1545	1196.8
5	972.8	240.3913	-47.5	14.9923	15.862	-13.1664	1183.4
6	990.1	245.7863	-80.3	14.7283	14.3193	-14.3943	1170.3
7	1009.3	248.0027	-119.1	12.6476	7.6717	-16.0418	1142.5
8	1053.8	297.6984	-228.7	13.8756	10.3983	-19.9157	1127.2
9	1044.4	302.8917	-250	14.6876	7.45	-19.8901	1099.5
10	403.6	79.2632	1102.2	51.0325	63.1569	-33.841	1665.3
11	433.3	81.4249	1204.5	70.47	75.8331	-40.978	1824.6
12	451.9	79.1456	1507.5	114.87	114.931	-50.4275	2217.9
13	402	78.4169	1102.1	50.9969	63.1421	-33.1677	1663.6
14	1053.1	301.7784	-250.0	14.9553	1.3971	-20.2552	1101
15	1057	298.3802	-232.9	13.8042	12.093	-20.1916	1128.2
16	985.5	245.1497	-74.3	14.3943	14.2945	-14.28	1170.7
17	947.3	241.5641	-15.8	14.2142	19.403	-11.8674	1194.8
18	985.3	248.8595	-78.5	14.4853	15.094	-14.3284	1170.9
19	1068.2	291.6690	-240.2	14.0472	14.9479	-20.8784	1127.8
20	403.6	79.6264	1102.1	51.0302	62.9185	-33.8438	1665.5
21	1042.4	306.3275	-230.6	14.3476	12.7432	-19.5105	1125.7
22	991.1	250.0930	-83.6	14.9781	12.8031	-14.4334	1170.9
23	947.7	243.3150	-16.7	13.6106	18.7213	-11.7818	1194.8
24	879.4	229.2052	69.3	13.33	20	-8.0024	1203.2
total	20638.9186	5338.6214	4360.0347	605.7214	655.9917	-465.2352	31134.05

تعیین قیمت برق: با توجه به بررسی ظرفیت خطوط شبکه و در نتیجه تکمیل بودن ظرفیت خط ۲-۳ در ساعات ۱۰، ۱۱، ۱۲، ۱۳، ۲۰ باید قیمت LMP برای باس‌ها در این ساعات محاسبه شده و برای بقیه ساعات که پرشدگی خطوط وجود ندارد در نظر گرفته شود؛ که مقادیر آن در شکل ۸ نشان داده شده است. همان‌طور که از نتایج شکل ۸ مشاهده می‌کنید به دلیل تکمیل بودن ظرفیت خط ۲-۳، امکان تولید بیشتر توسط ژنراتورهای باس‌های ۱ و ۲ وجود نداشته و برای جبران تولید مجبور به استفاده از اقتصادی‌ترین ژنراتور یعنی ژنراتور باس ۳ شده‌ایم که این خود موجب کاهش قیمت در باس‌های ۱ و ۲ و افزایش زیاد قیمت در باس ۳ شده است.

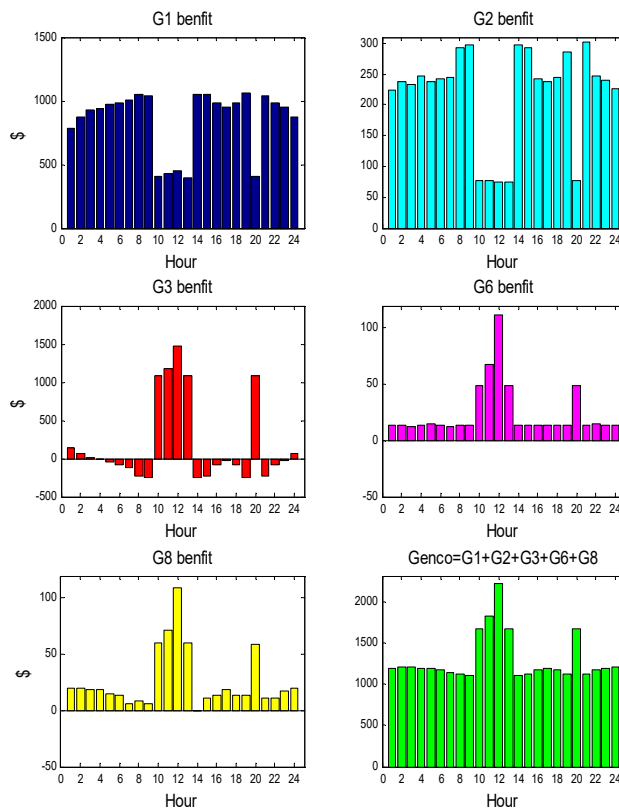
در روش NR-LA-GSF، به دلیل تکمیل بودن ظرفیت خط ۲-۳ در تمام ساعات، قیمت UMP وجود نداشته و باید برای تمام باس‌ها در ۲۴ ساعت قیمت LMP محاسبه شود که نتایج آن در شکل (۹) قابل مشاهده است. همان‌طور که در شکل ۹ می‌بینید قیمت برق در باس‌های ۱ و ۲ از بقیه باس‌ها کمتر شده است. حال که قیمت بازار برق تعیین شد در ادامه می‌توان، سود حاصله از تولید هر ژنراتور را محاسبه نمود. که در جدول ۶ ریز محاسبات و کل سود ژنراتورها در ۲۴ ساعت شبانه‌روز مشخص شده است.

در روش WPSO-GSF کل سود ژنراتورها برابر ۳۱۱۳۴،۰۵ دلار به دست آمده است. ضمناً بیشترین سود نصیب ژنراتور باس ۱ شده و کمترین سود نیز نصیب ژنراتورهای باس ۶ و ۸ شده که علت آن پایین نگه داشتن قیمت برق به ازای حداقل تولید ژنراتورهای گران قیمت بوده است. که در شکل ۱۰ سود ساعتی هر ژنراتور به همراه کل سود Genco نمایش داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌کنید در ساعاتی که گرفتگی خط ۲-۳ وجود داشته سود ژنراتورهای باس ۱ و ۲ به علت کاهش LMP کم شده و در همین ساعات به علت افزایش LMP در باس‌های ۳، ۶ و ۸ سود این ژنراتورها افزایش یافته است که این تغییرات به خوبی در شکل ۱۰ قابل مشاهده است.

در شکل ۱۱ نیز کل سود به دست آمده به کمک روش‌های WPSO-GSF، ED-GSF، NR-LA-GSF نمایش داده شده است. که از مقایسه نتایج دیده می‌شود که عامل تلفات، نحوه پخش بار و تعیین قیمت برق تأثیر بسزای بر سود ژنراتورها گذاشته است به گونه‌ای که سود حاصله از روش WPSO-GSF، ۳۸۳/۲۵ دلار از روش NR-LA-GSF که در تمام ساعات دارای قیمت LMP بوده و ۱۲۰۸۱ دلار از روش ED-GSF که بدون تلفات لحاظ شده بیشتر به دست آمده است ضمناً این سود به گونه‌ای حاصل شده که تلفات شبکه کاهش یافته و پرشدگی خطوط تنها در ساعات ۱۰، ۱۱، ۱۲، ۱۳، ۲۰ رخ داده است. بنابراین جدا از کاهش هزینه تولید می‌توان با کاهش تلفات و همچنین افزایش قیمت برق، سود ژنراتورها را افزایش داد.

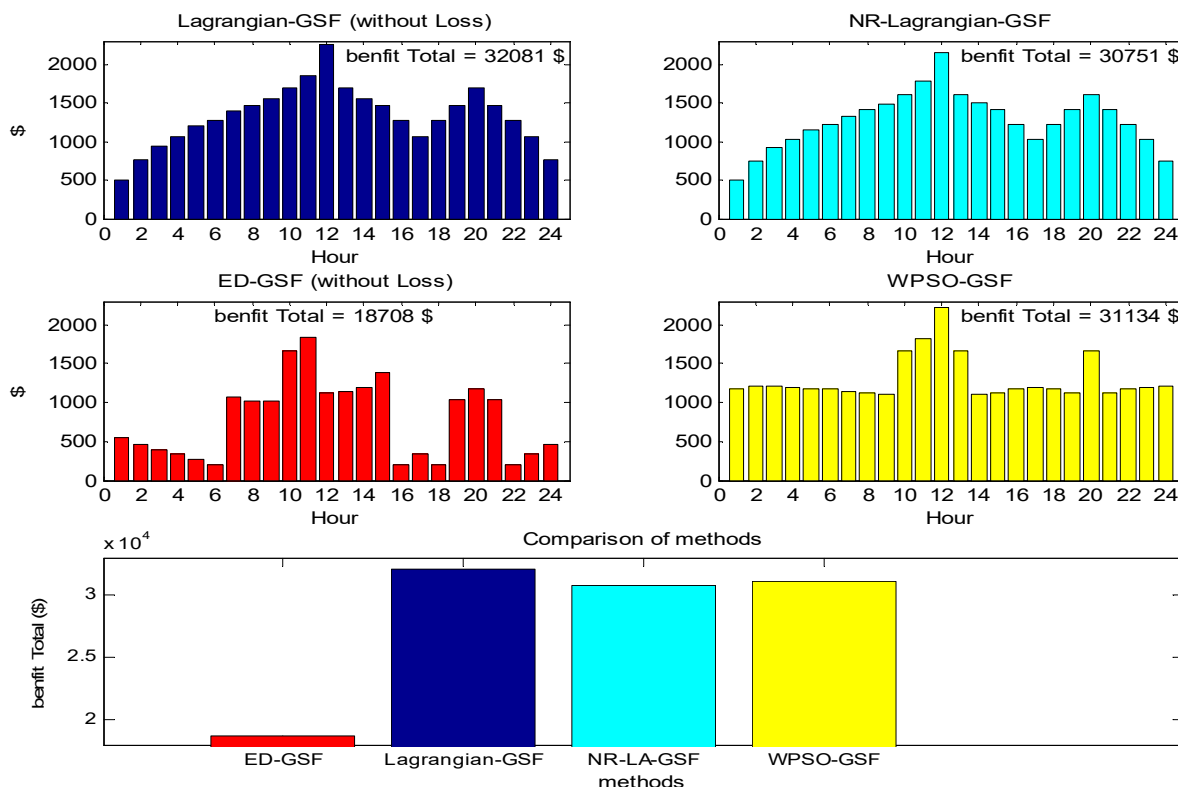


شکل ۹. قیمت برق در روش NR-LA-GSF



شکل ۱۰. سود ژنراتورها در هر ساعت

در نهایت، با توجه به نتایج، مزیت روش پیشنهادی در مقایسه با سایر روش‌ها را می‌توان به شرح زیر توصیف نمود:
 (۱) ارائه پخش بار بهینه مبتنی بر واقعیت: استفاده از ضریب حساسیت توان در ساختار الگوریتم برای مدیریت گرفتگی خطوط. به گونه‌ای که برخلاف روش‌های برنامه‌نویسی فرا ابتکاری و درجه ۲، هیچ گرفتگی ظرفیت خطوط رخ نداده و پخش بار واقعی ارائه



شکل ۱۱. مقایسه سود کل ژنراتورها

شده است. ضمناً تاکنون الگوریتم فراابتکاری که بتواند عبوری از خطوط را محاسبه نماید ارائه نشده است.

(۲) ارائه نقاط ضعف الگوریتم‌های فرا ابتکاری بکار رفته برای حل مسئله.

(۳) محاسبه قیمت بازار برق: در این مقاله هدف کاهش قیمت برق بر اساس حذف گرفتگی خطوط است.

(۴) افزایش سرعت محاسبات با در نظر گرفتن ضریب حساسیت توان در ساختار الگوریتم: به گونه‌ای که به ازای توان تولیدی، می‌توان به سرعت وضعیت توان عبوری از خطوط را بررسی نمود تا در صورت نقض ظرفیت خطوط، الگوریتم در این مرحله گیر نکرده و بتواند نقطه بهینه مناسب را محاسبه نماید. بنابراین از این طریق الگوریتم دیگر وارد فضای جستجوی غیر مجاز نمی‌شود.

(۵) لحاظ کردن تلفات در محاسبات پخش بار و مانیتورینگ تمام خطوط شبکه: این امر باعث می‌شود تا محاسبات به واقعیت نزدیک‌تر شده و با نظارت بر شبکه بتواند نقاط ضعف شبکه را شناسایی نمود.

(۶) علاوه بر کاهش هزینه‌های تولید، می‌توان با کاهش تلفات و بهینه‌سازی قیمت برق نسبت به سایر روش‌ها، سود تولیدکنندگان را نیز افزایش داد.

(۷) افزایش دقت الگوریتم برای شبکه‌های بزرگ‌تر: درحالی‌که دقت الگوریتم برای همین شبکه ۱۴ شینه IEEE نیز در مقایسه با روش‌های دیگر بهتر عمل کرده است.

۷- نتیجه گیری

در این مقاله از الگوریتم فرا ابتکاری WPSO-GSF برای حل مسئله پخش بار بهینه (OPF) و محاسبه قیمت نهایی محلی (LMP) استفاده شده است. که به منظور بهبود ساختار الگوریتم PSO از مولد آشوب و ضریب حساسیت توان در ساختار الگوریتم

کمک گرفته شده است. همان طور که می‌دانید به دلیل وجود متغیرهای زیاد مسئله OPF امکان همگرایی زودرس الگوریتم PSO وجود دارد که این فرایند نمی‌تواند ضامن رسیدن به نقطه مینیمم مسئله باشد، چراکه ممکن است تمام ذرات به بهترین نقطه‌ای که تاکنون توسط گروه پیدا شده همگرا شوند نه نقطه مینیمم اصلی مسئله. برای فائق آمدن بر این مشکل، در این مقاله از ضریب حساسیت توان (GSF) در ساختار الگوریتم PSO کمک گرفته شده تا بتوان تغییرات توان عبوری از خطوط شبکه را با تغییرات توان ژنراتورها مرتبط ساخت و بتوان به‌طور هم‌زمان به ازای متغیرهای به‌دست آمده شرط برقراری توان جاری در شبکه را ارزیابی نموده و در صورتی که نقطه مینیمم به‌دست آمده این شرط را نقض کرد مجدداً فرایند تکرار شود. ضمناً در کنار این روش از توری آشوب نیز کمک گرفته شده تا بتوان با تغییر وزن ذرات به‌صورت آشوبی از گیر کردن ذرات در نقاط مینیمم محلی جلوگیری به عمل آورد. در نهایت، توان واحدهای تولیدی، تلفات شبکه، ولتاژ باس‌ها، هزینه تولید و توان عبوری از خطوط به عنوان خروجیهای الگوریتم پیشنهادی ارائه شده و با بررسی ظرفیت خطوط قیمت بازار برق و سود ژنراتورها نیز محاسبه شده است. نتایج الگوریتم پیشنهادی در مقایسه با روش‌های مراجع [۱] و [۲]، کاهش تلفات، پایین بودن زمان پردازش، کاهش هزینه تولید و انجام پخش بار بهینه مبتنی بر واقعیت را نشان می‌دهد.

سپاسگزاری

با تشکر از اساتید گرامی جناب آقای دکتر نجفی و اسمعیل بیگ که در این راه بنده را راهنمایی، هدایت، آموزش و انگیزه دادند تا بتوانم مشتاقانه به کار خود ادامه داده و از شکست‌ها ناامید نشوم.

مراجع

- [1] Pandian M. Vasant, "Meta-Heuristics Optimization Algorithms in Engineering, Business, Economics, and Finance," Pages: 734, September, 2013, doi: 10.4018/978-1-4666-2086-5.
- [2] Sinsuphan, Nampetch, Uthen Leeton, and Thanatchai Kulworawanichpong. "Optimal power flow solution using improved harmony search method." *Applied Soft Computing* 13, no. 5 (2013): 2364-2374.
- [3] Farhadi, Payam, and Bahman Taheri. "Smart meter tariff pricing using load demand response model." In *2017 5th International Istanbul Smart Grid and Cities Congress and Fair (ICSG)*, pp. 135-139. IEEE, 2017.
- [4] De, Meenakshi, Gourab Das, S. Mandal, and K. K. Mandal. "Investigating economic emission dispatch problem using improved particle swarm optimization technique." In *Industry Interactive Innovations in Science, Engineering and Technology*, pp. 37-45. Springer, Singapore, 2018.
- [5] Chiang, Chao-Lung. "Quantum-behaved particle swarm optimization for economic/emission dispatch problem of power system." *DEStech Transactions on Computer Science and Engineering mso* (2018).
- [6] Beagam, K. Sarmila Har, R. Jayashree, and M. Abdullah Khan. "A Market Center Based Clearing and Settlement of Pure Reactive Power Market in Deregulated Power System." *Engineering science and technology, an international journal* 21, no. 5 (2018): 909-921.
- [7] Biswas, Partha P., Ponnuthurai N. Suganthan, Rammohan Mallipeddi, and Gehan AJ Amaratunga. "Optimal power flow solutions using differential evolution algorithm integrated with effective constraint handling techniques." *Engineering Applications of Artificial Intelligence* 68 (2018): 81-100.
- [8] Guguloth, Ramesh, and TK Sunil Kumar. "LMP calculation and OPF based congestion management in deregulated power systems." In *2016 ELEKTRO*, pp. 299-304. IEEE, 2016.
- [9] Ji, Yuting, Robert J. Thomas, and Lang Tong. "Probabilistic forecasting of real-time lmp and network congestion." *IEEE Transactions on Power Systems* 32, no. 2 (2016): 831-841.

- [10] Ara, A. Lashkar, A. Kazemi, S. Gahramani, and M. Behshad. "Optimal reactive power flow using multi-objective mathematical programming." *Scientia Iranica* 19, no. 6 (2012): 1829-1836.
- [11] Dashtdar, Masoud, Mojtaba Najafi, and Mostafa Esmailbeig. "Probabilistic planning for participation of virtual power plants in the presence of the thermal power plants in energy and reserve markets." *Sadhana* 45, no. 1 (2020).
- [12] Dashtdar, Majid, and Masoud Dashtdar. "Voltage Control in Distribution Networks in Presence of Distributed Generators Based on Local and Coordinated Control Structures." *The Scientific Bulletin of Electrical Engineering Faculty* 19, no. 2 (2019): 21-27.
- [13] Dashtdar, Masoud, Mojtaba Najafi, and Mostafa Esmailbeig. "Calculating the locational marginal price and solving optimal power flow problem based on congestion management using GA-GSF algorithm." *Electrical Engineering* (2020): 1-18.
- [14] Wang, Yi, Zhifang Yang, and Juan Yu. "Revisit the electricity price formulation: A formal definition, proofs, and examples." *Energy* (2020): 117542.
- [15] Narimani, Mahmood, and Hossein Hosseinian. "Investigation of Harmonic Effects in Locational Marginal Pricing and Developing a Framework for LMP Calculation." *Scientia Iranica* (2020).
- [16] Yu, Yanghao, Qingchun Hou, Yi Ge, Guojing Liu, and Ning Zhang. "A Linear LMP Model for Active and Reactive Power with Power Loss." *arXiv preprint arXiv:1910.02400* (2019).
- [17] Yuan, Haoyu, Fangxing Li, Yanli Wei, and Jinxiang Zhu. "Novel linearized power flow and linearized OPF models for active distribution networks with application in distribution LMP." *IEEE Transactions on Smart Grid* 9, no. 1 (2016): 438-448.
- [18] Yang, Zhifang, Anjan Bose, Haiwang Zhong, Ning Zhang, Jeremy Lin, Qing Xia, and Chongqing Kang. "LMP revisited: A linear model for the loss-embedded LMP." *IEEE Transactions on Power Systems* 32, no. 5 (2017): 4080-4090.
- [19] Dashtdar, Masoud, Mojtaba Najafi, and Mostafa Esmailbeig. "Reducing LMP and resolving the congestion of the lines based on placement and optimal size of DG in the power network using the GA-GSF algorithm." *Electrical Engineering*: 1-28.
- [20] Ebrahimian, Homayoun, Bahman Taheri, and Nasser Yousefi. "Optimal operation of energy at hydrothermal power plants by simultaneous minimization of pollution and costs using improved ABC algorithm." *Frontiers in Energy* 9, no. 4 (2015): 426-432.
- [21] Siadatan, A., P. Farhadi, B. Taheri, and M. Sedaghat. "Optimal Placement of Various Distributed Generations in Distribution Systems using Firefly Algorithm." In *2018 4th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, pp. 309-314. IEEE, 2018.
- [22] Reddy, S. Surender, and P. R. Bijwe. "Efficiency improvements in meta-heuristic algorithms to solve the optimal power flow problem." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 82 (2016): 288-302.
- [23] Bagheri, Amir, Hassan Monsef, and Hamid Lesani. "Evaluating the effects of renewable and non-renewable DGs on DNEP from the reliability, uncertainty, and operational points of view by employing hybrid GA and OPF." *International Transactions on Electrical Energy Systems* 25, no. 12 (2015): 3304-3328.
- [24] Moradi, Alireza, Yousef Alinejad-Beromi, and Kouros Kiani. "Application of grey wolf algorithm for multi-year transmission expansion planning from the viewpoint of private investor considering fixed series compensation and uncertainties." *International Transactions on Electrical Energy Systems* 29, no. 1 (2019): e2702.
- [25] Santra, Dipankar, Arindam Mondal, Anirban Mukherjee, and Krishna Sarker. "Hybrid PSO—ACO technique to solve economic load dispatch problem." In *2015 IEEE International Conference on Research in Computational Intelligence and Communication Networks (ICRCICN)*, pp. 187-191. IEEE, 2015.
- [26] Vu, PhanTu, DinhLuong Le, NgocDieu Vo, and Josef Tlustý. "A novel weight-improved particle swarm optimization algorithm for optimal power flow and economic load dispatch problems." In *IEEE PES T&D 2010*, pp. 1-7. IEEE, 2010.
- [27] Kumar, Sanjeev, and D. K. Chaturvedi. "Optimal power flow solution using fuzzy evolutionary and swarm optimization." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 47 (2013): 416-423.

- [28] Goswami, S. K., and Parimal Acharjee. "Multiple low voltage power flow solutions using hybrid PSO and optimal multiplier method." *Expert Systems with Applications* 37, no. 3 (2010): 2473-2476.
- [29] Hosseinimoghadam, Seyed Mohammad Sadegh, Hamzeh Roghanian, Masoud Dashtdar, and Seyed Mohammad Razavi. "Size optimization of distributed generation resources in microgrid based on scenario tree." In *2020 8th International conference on smart grid (icSmartGrid)*, pp. 67-72. IEEE, 2020.
- [30] Faqiry, M. Nazif, Lawryn Edmonds, Hongyu Wu, and Anil Pahwa. "Distribution locational marginal price-based transactive day-ahead market with variable renewable generation." *Applied Energy* 259 (2020): 114103.
- [31] Najafi, Mojtaba, Samaneh Ahmadi, and Masoud Dashtdar. "Simultaneous energy and reserve market clearing with consideration of interruptible loads as one of demand response resources and different reliability requirements of consumers." *International Journal of Emerging Electric Power Systems* 20, no. 5 (2019).
- [32] Singh, Rahul, Amit Kumar Singh, and Tushar Tyagi. "Locational marginal pricing calculation using PTDF through load flow and conventional GSF: A comparative study." In *2018 IEEMA Engineer Infinite Conference (eTechNxT)*, pp. 1-6. IEEE, 2018.
- [33] Man-Im, Anongpun, and Weerakorn Ongsakul. "Heuristic Optimization Algorithms for Power System Scheduling Applications: Multi-Objective Generation Scheduling With PSO." In *Deep Learning Techniques and Optimization Strategies in Big Data Analytics*, pp. 178-205. IGI Global, 2020.
- [34] Farzana, D. Fathema, and K. Mahadevan. "Performance comparison using firefly and PSO algorithms on congestion management of deregulated power market involving renewable energy sources." *Soft Computing* 24, no. 2 (2020): 1473-1482.
- [35] Monal, Patil, Leena Heistrene, and Vivek Pandya. "Optimal Power Flow in Power Networks with TCSC Using Particle Swarm Optimization Technique." In *Advances in Electric Power and Energy Infrastructure*, pp. 91-101. Springer, Singapore, 2020.
- [36] Kumar, B. Sravan, R. Uma Maheswari, B. Sateesh, B. Venkateswara Rao, and GV Nagesh Kumar. "Contingency Management of a Power System Using Rapid Contingency Management Technique and Harmony Search Algorithm." In *Innovative Product Design and Intelligent Manufacturing Systems*, pp. 821-829. Springer, Singapore, 2020.
- [37] Hasan, Fouad, and Amin Kargarian. "Combined Learning and Analytical Model Based Early Warning Algorithm for Real-Time Congestion Management." In *2020 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, pp. 1-6. IEEE, 2020.
- [38] Davoodi, Elnaz, Ebrahim Babaei, Behnam Mohammadi-Ivatloo, Miadreza Shafie-Khah, and João PS Catalão. "Multiobjective Optimal Power Flow Using a Semidefinite Programming-Based Model." *IEEE Systems Journal* (2020).
- [39] Wei, Wei, Ziqi Shen, Lei Wu, Fangxing Li, and Tao Ding. "Estimating DLMP confidence intervals in distribution networks with AC power flow model and uncertain renewable generation." *IET Generation, Transmission & Distribution* 14, no. 8 (2020): 1467-1475.
- [40] Haydlaar, Aliy, Ali Musyafa, A. Soeprijanto, M. Syaiin, G. Suhardjito, B. Herijono, R. Y. Adhitya et al. "Optimization of power coefficient (Cp) in variable low rated speed wind turbine using incremental Particle Swarm Optimization (IPSO)." In *2017 International Symposium on Electronics and Smart Devices (ISESD)*, pp. 56-61. IEEE, 2017.
- [41] Pereira, Jorge, Jorge Alves, and Manuel Matos. "Optimization of electrical distribution network operation based on EPSO." In *2015 18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*, pp. 1-6. IEEE, 2015.
- [42] Mahdi, Fahad Parvez, Pandian Vasant, Md Mushfiquir Rahman, M. Abdullah-Al-Wadud, Junzo Watada, and Vish Kallimani. "Quantum particle swarm optimization for multiobjective combined economic emission dispatch problem using cubic criterion function." In *2017 IEEE International Conference on Imaging, Vision & Pattern Recognition (icIVPR)*, pp. 1-5. IEEE, 2017.