

Um Algoritmo de Enxame de Partículas Aplicado à Geração Distribuída Fotovoltaica

Renata Guedes A. Ribeiro, Jeane Silva de Souza

UFCG/COPELE

renata.ribeiro@ee.ufcg.edu.br, jeane.souza@cear.ufpb.br

Melyna Candice Silva Simões

UFCG/CGEE

melyna.simoess@ee.ufcg.edu.br

Núbia Silva Dantas Brito, Benemar A. de Souza

UFCG/DEE

nubia@dee.ufcg.edu.br, benemar@dee.ufcg.edu.br

Resumo — Um algoritmo de enxame de partículas foi aplicado para determinar os ótimos locais de instalação de fontes fotovoltaicas, visando redução das perdas de potência no sistema de distribuição, os quais foram calculados pelo método da soma das correntes. O índice de radiação solar e a temperatura local foram considerados, o que diferencia este trabalho de outros encontrados na literatura especializada no tema. O algoritmo foi validado tomando como referência a técnica de busca exaustiva e seu desempenho foi avaliado em um sistema-teste de 36 barras, no qual três fontes fotovoltaicas foram inseridas. Análise minuciosa dos resultados mostrou que o algoritmo proposto conseguiu seu intento, ou seja, estimar os locais ótimos para instalação das fontes fotovoltaicas.

Palavras-chaves — Geração Distribuída, Energia Fotovoltaica, Método por Enxame de Partículas.

I. INTRODUÇÃO

O consumo crescente de energia elétrica no mundo tem motivado o uso de novas fontes de energia, em especial as fontes de energias renováveis, visando diversificação da matriz energética. Nesse contexto, novos termos e conceitos vêm surgindo, dentre os quais um dos mais importantes é o termo “geração distribuída”, que segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética [INEE], designa a geração de energia elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia [1].

A geração distribuída vem sendo incentivada por várias razões, como por exemplo, postergar investimentos em infraestrutura, suprir o crescimento da carga, reduzir perdas e melhorar o perfil de tensão do sistema. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética Brasileira (EPE), cerca de 5,7% da demanda do país será suprida por este tipo de geração até o ano de 2050, com tendência de crescimento contínuo [2].

Dentre as energias renováveis, a energia solar do tipo fotovoltaica, ou seja, a energia obtida por meio da conversão direta da luz em eletricidade, foi sem dúvida, a que mais cresceu [3]. O Brasil vem seguindo essa tendência mundial e a estimativa é que até 2023, o mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos para consumidores residenciais com consumo superior a 400 kWh/mês e comerciais (sem restrição à nível de consumo) aumente em cerca de 80% [2]. Portanto, esse é um mercado promissor, pois além do país possuir por conta da sua localização geográfica, uma fonte inesgotável do principal insumo (alto índice de incidência solar), também dispõe da matéria prima essencial para a produção do silício utilizado na fabricação das células fotovoltaicas.

Assim, a grande disponibilidade de recurso energético solar e a posição geográfica favorável do Brasil têm favorecido a exploração da energia fotovoltaica, visando sobretudo, redução dos impactos ambientais, além de se constituir em uma alternativa importante para a micro e minigeração distribuída conectada ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), apresentar baixo impacto ambiental e produzir energia elétrica por meio de uma fonte renovável e silenciosa [4].

Apesar das suas muitas vantagens, a conexão de geradores distribuídos nos SDEE provoca vários impactos no sistema, como por exemplo, variações no perfil de tensão, no fluxo de carga e nas perdas elétricas, os quais estão intimamente relacionados com a localização e a capacidade da geração distribuída [5]. Segundo [6], o posicionamento dos geradores distribuídos constitui um ponto crucial, pois se instalados em locais e com capacidade inadequados, pode provocar aumento das perdas de energia e consequentemente, nos custos das concessionárias.

Análise do estado arte mostrou que esse é um tema importante, atualíssimo e que vem sendo tratado como um problema de otimização. Um fato que se observou foi que até o momento, não se encontrou na literatura especializada, trabalhos que considerassem o insumo (irradiação) e a temperatura locais com valores distintos para cada barra do SDEE. Esta constituiu então, a motivação principal do estudo

Os autores agradecem à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro e a UFCG pelo suporte técnico.

relatado neste trabalho: desenvolver um algoritmo que aloque fontes fotovoltaicas (ou fontes PV) em locais ótimos em um SDEE, considerando valores de irradiação e de temperatura distintos em cada barra do sistema. Para resolver esse problema, selecionou-se o método de otimização heurística *Particle Swarm Optimization* (PSO), também denominado de “método de otimização por enxame de partículas”. Este trabalho apresenta um resumo da pesquisa realizada.

II. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Resumidamente, o problema estudado pode ser enunciado do seguinte modo: deseja-se estimar a localização ótima de três fontes PV em um SDEE, considerando potências distintas para as fontes PV e valores de irradiação e de temperatura distintos em cada barra do sistema, de modo que as perdas de potência totais no alimentador sejam mínimas. Para resolvê-lo, selecionou-se o método de otimização PSO e o método de fluxo de carga soma de correntes para o cálculo das perdas. Para avaliar o algoritmo desenvolvido, utilizou-se o sistema-teste proposto por [7], que consiste em um alimentador de distribuição radial composto por 36 barras com tensão nominal de 4,8 kV, potência ativa total de 3,55 MW e reativa de 1,21 MVar (Fig. 1).

III. MÉTODO DA SOMA DE CORRENTES

O método da soma de correntes (MSI) é um método de fluxo de carga do tipo varredura aplicado aos SDEE com configuração radial. Esse método foi desenvolvido por [8] e aprimorado por [9]. Resumidamente, as etapas do processo de varredura são apresentadas na Fig. 2.

IV. MÉTODO PSO

O método PSO foi proposto por James Kennedy e Russel Eberhart em 1995, que se inspiraram no comportamento social dos animais como as aves, os insetos e os peixes [10]. Alguns autores consideram o método PSO como uma técnica de computação evolutiva, ou seja, inicia-se com uma população de soluções aleatórias, as quais vão evoluindo a cada expedição, na expectativa de se alcançar uma boa aproximação da solução ótima global ao final do processo.

No método PSO, as soluções são chamadas de “partículas”, que se deslocam pelo espaço de busca do problema fazendo uso de duas informações: a localização encontrada pelo próprio indivíduo e a localização dos vizinhos do enxame. A posição e a velocidade de cada partícula são atualizadas a cada iteração, sendo que as partículas com a melhor posição (soluções que correspondem aos melhores valores da função objetivo) continuam na próxima iteração, até o enxame convergir por completo [11].

A versão do método PSO utilizada neste trabalho baseia-se no movimento coletivo dos pássaros em busca de comida, cujos movimentos dependem de variáveis preestabelecidas no espaço de busca. Cada pássaro tem um vetor velocidade (V) que atualiza o vetor posição (X), em comunicação uns com os outros, por meio de um processo chamado de topologia global. Na topologia global, o enxame está organizado em forma de estrela e todas as partículas estão conectadas entre si. Esta topologia utiliza o mecanismo de vizinhança global para a troca de informação.

O método PSO requer posições de movimentação referente às variáveis preestabelecidas, que neste caso, são pontos predefinidos em que os pássaros podem estar presentes ou para os quais podem se deslocar. O processo é o mesmo para diferentes indivíduos: pássaros, abelhas, gafanhotos, insetos voadores e outros. Por isso, é usual o termo “partícula” em substituição a qualquer tipo de indivíduo.

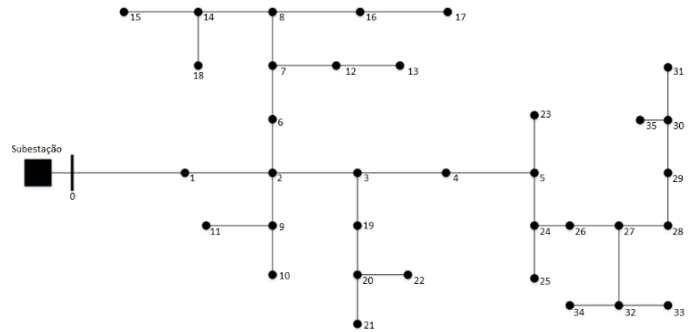


Fig. 1. Sistema-teste.

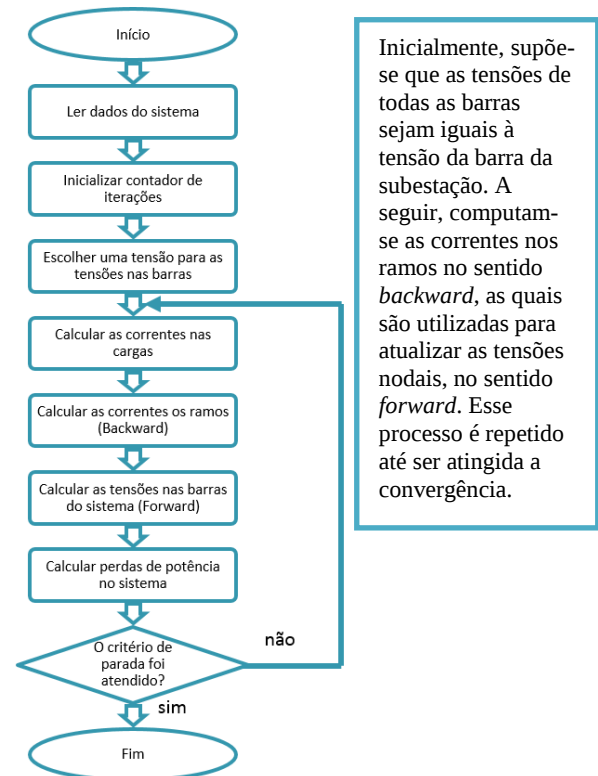


Fig. 2. Método de fluxo de carga soma de correntes.

No método PSO, cada partícula é representada por dois vetores: um que indica a posição da partícula e o outro que indica sua velocidade. A partícula mantém o controle de suas coordenadas no espaço de busca que são associadas com a melhor função objetivo até o momento da análise, cujo valor é chamado de melhor posição da “partícula”, ou **Pbest**. Outro valor monitorado pelo PSO é a melhor posição obtida pela “população”, denominada de **Gbest**. Com isso, a cada iteração as partículas têm seus parâmetros atualizados, por meio da função objetivo que está relacionada com a minimização das perdas de potência do sistema, indicando uma solução possível para o problema de otimização.

A principal adaptação do método ao problema foi realizada na posição da partícula. Depois de calcular a velocidade, o método atualiza a posição atual $X_i^{(k)}$ para $X_{iF}^{(k+x)}$, que são os pontos relacionados aos valores obtidos no PSO. Desta forma, a posição $X_{iF}^{(k+x)}$ será realocada para o ponto mais próximo $X_{iF}^{(k+1)}$, o qual está relacionado com os valores dos pontos do espaço de busca.

Matematicamente, os cálculos da velocidade e da posição das partículas implementados neste trabalho foram computados conforme a seguir.

$$V_i^{(k+1)} = \underbrace{V_i^{(k)}}_{\text{velocidade atual}} + \underbrace{\Phi_1 \text{rand}() (Pbest_i^{(k)} - X_i^{(k)})}_{\text{atualização de velocidade}} \quad (1)$$

$$+ \underbrace{\Phi_2 \text{rand}() (Gbest_i^{(k)} - X_i^{(k)})}_{\text{atualização de velocidade}} \quad (2)$$

$$X_{iF}^{(k+x)} = X_i^{(k)} + V_i^{(k+1)} \quad (2)$$

$$X_{iF}^{(k+x)} \rightarrow X_{iF}^{(k+1)} \quad (3)$$

Sendo: V_i^k : velocidade da partícula p na iteração k ; V_i^{k+1} : velocidade da partícula p na iteração $k+1$; X_i^k : posição da partícula p na iteração k ; X_i^{k+1} : posição da partícula p na iteração $k+1$; $X_{iF}^{(k+x)}$: posição da partícula p na posição intermediária; Φ_1 : parâmetro cognitivo; Φ_2 : parâmetro social; rand : números aleatórios no intervalo $[0,1]$; $Pbest$: melhor posição encontrada para a n -ésima partícula; $Gbest$: melhor posição encontrada para o grupo.

O fluxograma da versão do método PSO utilizada neste trabalho é apresentado na Fig. 3.

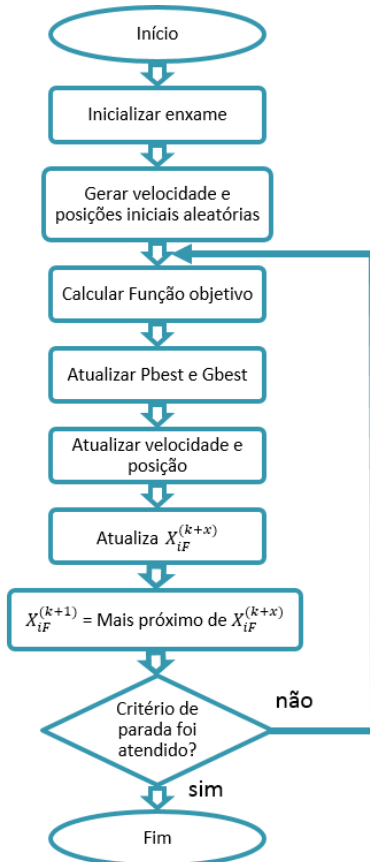


Fig. 3. Fluxograma da versão do método PSO utilizado.

V. METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida para resolver o problema é apresentada no fluxograma da Fig. 4 e detalhada a seguir. A modelagem computacional foi realizada nos *softwares*: i) Excel®: para construção de uma base de dados de carga, irradiação e temperatura, como também, na construção do arquivo dos dados de entrada da rotina de otimização; ii) Matlab®: para programação computacional dos métodos MSI e PSO.

O estudo realizado incluiu análises: i) das perdas ativas no sistema-teste com e sem a presença das fontes PV; ii) das três barras ótimas para alocação em cada cenário simulado.

Para cada iteração do algoritmo, a combinação das fontes PV foi avaliada de forma a minimizar as perdas totais do alimentador. As barras cujo gerador distribuído fotovoltaico produziram a menor perda total, foram consideradas como sendo as barras ótimas locais. Ao final, os resultados foram apresentados na forma de gráficos e tabelas.

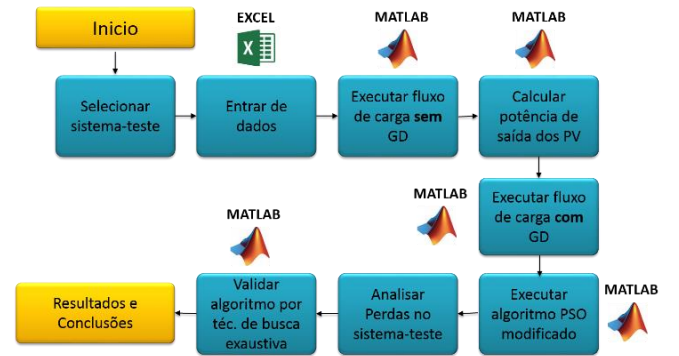


Fig. 4. Metodologia.

O processo de construção da base de dados foi executado em duas etapas:

Geração dos valores de carga para cada barra do alimentador: Para isso, foram utilizados dados de cargas comerciais de um alimentador da Universidade Federal da Paraíba (UFPB), coletados a cada 15 minutos por medidores eletrônicos, o que resultou em relatórios de curvas de carga diários, mensais ou anuais. Para análise dos dados, as barras de carga do alimentador foram modeladas considerando somente um valor, que foi o da carga média. Como a curva de carga diária não é a mesma para todos os dias da semana, o procedimento adotado consistiu em selecionar um dia que representasse um dia útil típico e calcular a média do valor de carga por barramento. A curva de carga característica da subestação é apresentada na Fig. 5.

Extração dos dados de irradiação e temperatura ambiente do painel fotovoltaico: as medições foram realizadas em um sistema fotovoltaico instalado no Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Maquinas (LEIAM) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Os dados foram referentes ao período de outubro de 2015 a outubro de 2016. Ao final, a medição gerou um relatório que intercala um intervalo de 5 min entre os dados, porém para a esta pesquisa foram extraídos os valores a cada 15 min.

A partir de uma rotina desenvolvida no *software* Excel®, os dados foram tratados de forma estocástica visando modelagem do valor médio de irradiação e temperatura local por dia distintos em cada barramento (Figs. 6 e 7). Esta etapa

foi considerada muito importante, visto que o problema consistiu em alocar as fontes PV considerando a diferença do insumo e da temperatura locais. Os dados constituintes do arquivo de entrada do algoritmo estão disponíveis em [12].

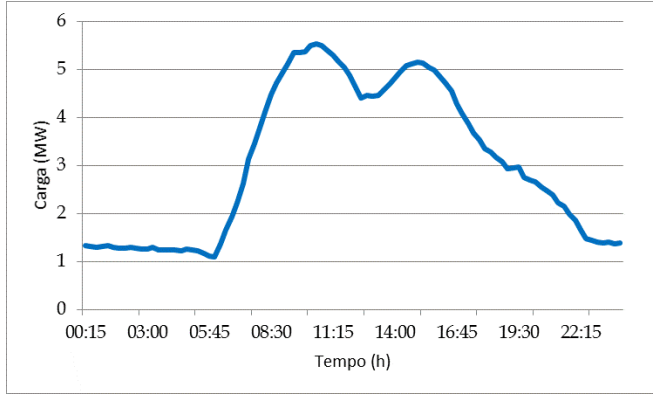


Fig. 5. Curva de carga da subestação.

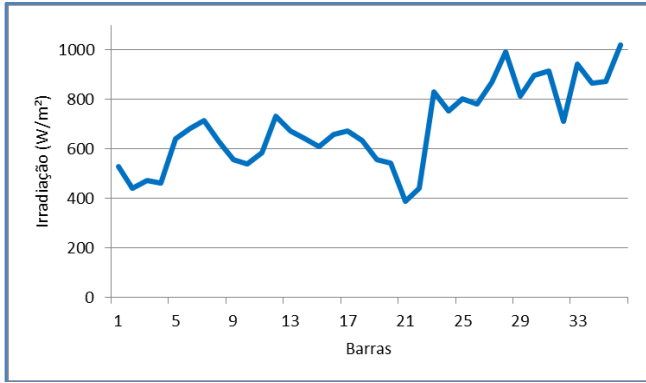


Fig. 6. Valor médio de irradiação por barra.

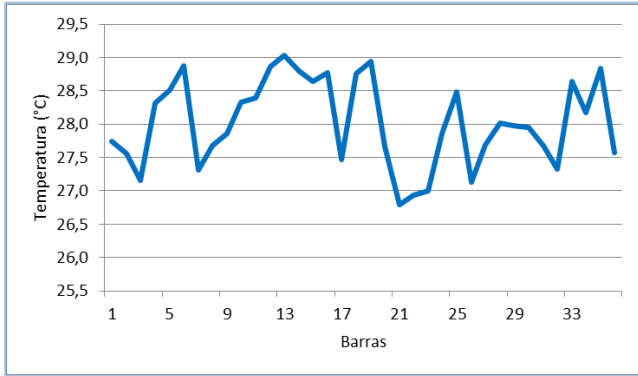


Fig. 7. Valor médio de temperatura por barra.

Para o cálculo da potência de saída do painel fotovoltaico, aplicou-se (4), adotando-se os seguintes valores de potência nominal para cada fonte PV: 80 kW, 100 kW e 120 kW e a irradiação nominal de 1000 W/m² [13]:

$$P = P_{nom} (1 + k_p \Delta T) \frac{S_m}{S_{nom}} \quad (4)$$

Sendo: P : potência gerada (W); P_{nom} : potência nominal do painel já dimensionada (W); k_p : coeficiente de temperatura (%/°C); ΔT : diferença entre a temperatura do painel e a nominal; S_m : irradiação no módulo PV (W/m²); S_{nom} : irradiação nominal (W/m²).

O cálculo da diferença entre as temperaturas do ambiente e do painel fotovoltaico foi calculado por:

$$\Delta T = T_{pv} - T_{amb} \quad (5)$$

Sendo: T_{pv} : Temperatura do PV (°C); T_{amb} : Temperatura ambiente (°C).

A complexidade do problema exigiu a introdução das restrições enumeradas abaixo, as quais basearam-se em [14] e [15]:

- Valores preestabelecidos de capacidade das fontes PV para o sistema de 36 barras (80 kW, 100 kW, 120 kW);
- Irradiação e temperatura distintas para cada barra do sistema;
- Uma fonte PV pode ser alocada em qualquer posição do sistema, exceto na subestação;
- O número máximo de fontes PV que podem ser instaladas é fornecido;
- A capacidade total de instalação das fontes PV é fornecida.

A função objetivo, F_{obj} , foi definida visando minimização das perdas de potência total no alimentador e requer antecipadamente, o cálculo do fluxo de carga (MSI), conforme (6):

$$\text{Minimizar} \sum_{k=1}^{nb} PC_k \quad (6)$$

Sendo: nb : número de barras; PC_k : perdas ativas da barra k .

Inicialmente, foram geradas 35 partículas para a população inicial, o que corresponde ao número de barras do sistema-teste, com posições e velocidades aleatórias. O espaço de busca foi dimensionado a partir da análise combinatória de três fontes PV de potências distintas a serem instalados em 35 possíveis barras do sistema-teste, o que resulta em 39.270 soluções. Em seguida, foram adotados valores iguais a 0,0005 para os parâmetros cognitivo.

Devido ao fato dos valores entre as cargas do sistema serem aproximados, o passo de deslocamento (Φ_1 e Φ_2) adotado foi relativamente pequeno, de modo que não houvesse perda de informação entre as partículas. Em relação aos critérios de paradas do método adotou-se tolerância de 0,000005 e diferentes números de iterações.

VI. RESULTADOS E ANÁLISES

Um resumo dos resultados obtidos e das análises realizadas é apresentado a seguir. Foram realizadas simulações em três cenários diferentes, conforme as seguintes considerações:

- Potências nominais dos três painéis fotovoltaicos: 80 kW, 100 kW e 120 kW;
- Irradiação e temperaturas locais (ambiente e painel) distintas, ou seja, os valores são próprios de cada barra do alimentador;
- Execução da rotina do método PSO considerando 200, 1000 e 5000 iterações;
- Análise das perdas de potência com e sem a presença das fontes PV.

A. Método da Busca Exaustiva

A validação do algoritmo foi feita considerando como referência, o método da busca exaustiva (ou enumeração completa) que fornece todas as combinações possíveis para o problema de alocação das três fontes PV no sistema-teste.

Portanto, a solução encontrada corresponde ao valor ótimo, visto que o método avalia todas as soluções.

A escolha desse método como referência se deve ao fato de não ter se encontrado no estado da arte, nenhum trabalho tratando do problema de alocação ótima de fontes PV, considerando irradiação e temperatura distintas em cada barra. O método da busca exaustiva foi simulado no *software* Matlab® e ao final, forneceu os seguintes resultados:

- Número de soluções avaliadas: **39.270**. Isso mostra a complexidade de problemas dessa natureza.
- Valor da função objetivo para a solução ótima: **0,04116 MW**;
- As fontes PV de potências 80 kW, 100 kW e 120 kW devem ser instaladas nas barras **30, 15, 27**, respectivamente;
- Redução das perdas de potência do sistema: **≈64%**.

B. Algoritmo Proposto

Essa etapa iniciou com a execução do método MSI *sem* a inserção das fontes PV no sistema-teste. Ao final, o estudo de fluxo de carga forneceu os seguintes valores: potência ativa igual a **3,55 MW**; potência reativa igual a **1,21 MVar**; perdas totais iguais a **0,1142 MW**. Esse valor de perdas foi considerado como referência (Fig. 8).

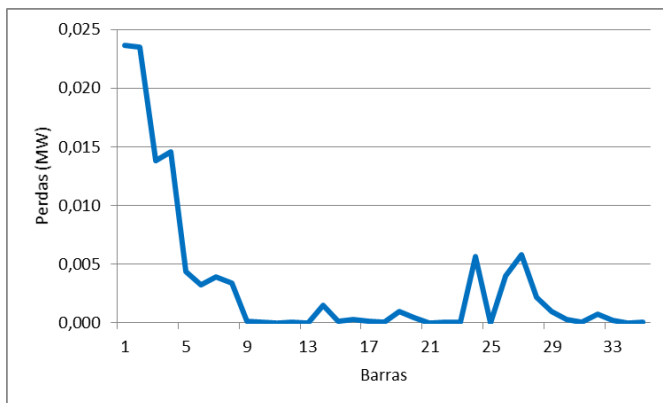


Fig. 8. Perdas de potência sem a inserção das fontes PV.

Em seguida, foram avaliados três cenários considerando a presença das três fontes PV. Cada cenário foi simulado 10 vezes e ao final, selecionou-se aleatoriamente, uma simulação para cada um.

Cenário 1: 200 iterações

Neste caso, o algoritmo convergiu na iteração de número 117, alcançando um ótimo local. O percentual de redução das perdas de potências foi de 63,47% em relação às perdas totais. As barras cuja inserção das três fontes PV resultou no valor mínimo das perdas foram: i) barra 17 para a fonte de 100 kW; ii) barra 27 para a fonte de 120 kW; iii) barra 30 para a fonte de 80 kW. Análise detalhada mostrou que os resultados das simulações apresentaram valores diferentes dos ótimos locais: i) para a fonte de 80 kW, as barras foram 30 e 31; ii) para a fonte de 100 kW, as barras foram 15 e 16; iii) para a fonte de 120 kW, a barra foi a 27.

Cenário 2: 1000 iterações

Neste caso, o algoritmo convergiu na iteração de número 137, alcançando um ótimo local. O percentual de redução das perdas de potências foi de 63,58%. As barras cuja inserção das três fontes PV resultou no valor mínimo das perdas

foram: i) barra 16 para a fonte de 100 kW; ii) barra 27 para a fonte de 120 kW; iii) barra 30 para a fonte de 80 kW. Também neste caso, os resultados das simulações apresentaram valores ótimos locais diferentes: i) para a fonte de 80 kW, as barras foram 29 e 35; ii) para a fonte de 100 kW, as barras foram 15, 16 e 18; iii) para a fonte de 120 kW, a barra foi a 27.

Cenário 3: 5000 iterações

Neste caso, o algoritmo convergiu na iteração de número 3627, alcançando um ótimo local. O percentual de redução das perdas de potências foi de 63,75%. As barras cuja inserção das três fontes fotovoltaicas resultou no valor mínimo das perdas foram: i) barra 15 para a fonte de 100 kW; ii) barra 27 para a fonte de 120 kW; iii) barra 31 para a fonte de 80 kW. Também neste caso, os resultados das simulações apresentaram valores ótimos locais diferentes: i) para a fonte de 80 kW, as barras foram 29 e 30; ii) para a fonte de 100 kW, as barras foram 17 e 18; iii) para a fonte de 120 kW, a barra foi a 27.

Para ilustrar o desempenho do método, selecionou-se o cenário 2, cujos resultados estão apresentados nas Figs. 9, 10 e 11. Análise comparativa resumida de todos os cenários é apresentada na Tabela I.

TABELA I. ANÁLISE COMPARATIVA.

Cenários	Barras em que se instalam os Geradores Fotovoltaicos			Redução das perdas (%)	Última iteração da função objetiva
	80 kW	100 kW	120 kW		
PSO com 200 iterações	30	17	27	63,47%	117
PSO com 1000 iterações	30	16	27	63,58%	137
PSO com 5000 iterações	31	15	27	63,75%	3627
Enumeração completa	30	15	27	≈64%	-

Da análise dos resultados pode-se afirmar que o algoritmo proposto: i) forneceu ótimos locais para a instalação das três fontes PV, haja vista a redução dos valores das perdas de potência obtida; ii) é eficaz, ou seja, foi capaz de resolver o problema; iii) optou por alocar as fontes PV nas extremidades dos trechos, como esperado; iv) os números de iterações máximos alcançados comprovam que as soluções encontradas nas populações iniciais já resultaram em valores de ótimos locais para o sistema.

Os ótimos locais para instalação das três fontes fotovoltaicas, a partir das 10 simulações realizadas por cenários, são ilustrados na Fig. 11, os quais são identificados da seguinte forma: a fonte de potência 80 kW por “círculos vermelhos”, a fonte de potência 100 kW por “círculos azuis” e a fonte de potência de 120 kW, pelo “círculo verde”.

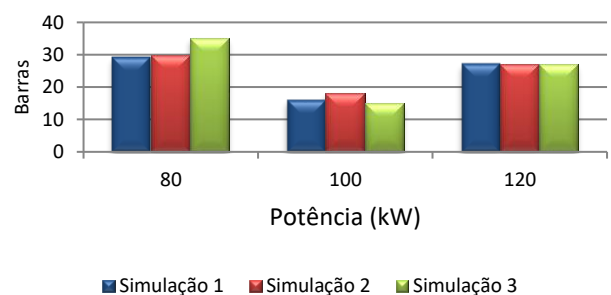


Fig. 9. Cenário 2 – Alocação das barras.

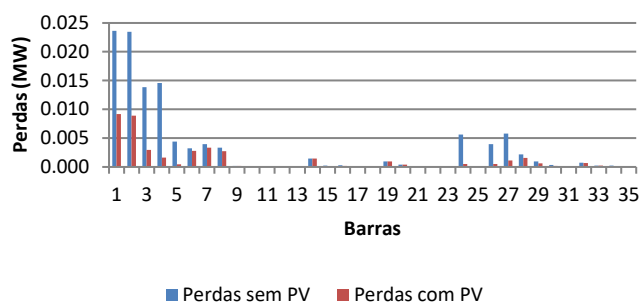


Fig. 10. Cenário 2 – Perdas no alimentador.

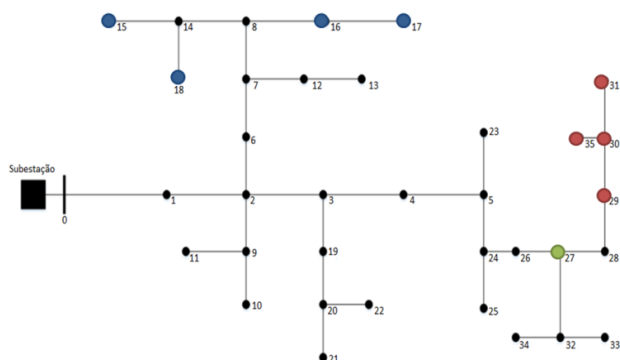


Fig. 11. Alocação ótima das fontes PV no sistema-teste.

VII. CONCLUSÕES

Um algoritmo capaz de estimar os locais ótimos de instalação de fontes fotovoltaicas em um sistema de distribuição de energia elétrica foi proposto neste trabalho. O algoritmo considerou a influência do insumo (irradiação) e a temperatura própria de cada barra em um alimentador radial.

Para resolver o problema, o algoritmo fez uso do método de otimização de enxame de partículas e do método da soma de corrente. A função objetivo foi definida visando minimização das perdas de potência do sistema, considerando o modelo de carga média.

A validação do algoritmo foi feita tomando-se como referência o método de busca exaustiva, que confirmou a eficiência do algoritmo. As fontes PV foram alocadas em barras ótimas, resultando em uma redução das perdas em relação às perdas totais sem a instalação das fontes de $\approx 64\%$.

Ao final, constatou-se que o método foi eficaz, com a função objetivo contemplando todas as restrições preestabelecidas.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. Disponível em: <www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 12 dez. 2016.
- [2] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 04 set. 2016.
- [3] REN. Renewable Energy. Disponível em: <www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report>. Acesso em: 12 dez. 2016.
- [4] B. X. Sousa & J. W. Nerys. “Estudo de caso de geração distribuída fotovoltaica de pequeno porte conectada à rede de distribuição”. In: SBSE, Brasil, 2012.
- [5] W. Fang-Zong & Y. Jingfast. “Solution algorithm for optimal placement of distributed generations”, Proc. IEEE, 2011.
- [6] M. Sedighzadeh & A. Rezazadeh. “Using genetic algorithm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile”, World Academy of Science, Engineering and Technology, n. 37, 2008.
- [7] B. A. Souza; H. D. M. Braz.; J. M. C. A. Albuquerque & J. G. G. Gutterres. “Fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais com geração distribuída: método da soma de potência modificado”, Revista IEEE Latin América, v. 4, p. 48-56, 2006.
- [8] D. Shirmohammadi; H. W. Hong. & A. Semlyen. “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.
- [9] W. H. Kersting. “Distribution system modeling and analysis”, New York: CRC, 2002.
- [10] J. Kennedy & R. C. Eberhart. “Particle swarm optimization”. In: IEEE International Conference on Neural Networks, 1995.
- [11] M. P. Caraciolo. “Multi-Ring: Uma nova topologia para otimização por enxame de partículas (PSO)”. Recife, 2008.
- [12] R. G. d. A. Ribeiro, Um Algoritmo de Enxame de Partículas Aplicado à Geração Distribuída Fotovoltaica. Dissertação Mestrado, UFCG, Campina Grande, 2017.
- [13] YAO, T.; TANG, Y. & AYYANAR, R. High resolution output power estimation of large-scale distributed PV systems. Energy Conversion Congress and Exposition, 2014.
- [14] G. Gueriche. & T. Bouktir. “Optimal allocation and sizing of distributed generation with particle swarm optimization algorithm for loss reduction”, Revue des Sciences et de la Technologie - RST, v. 6, p. 59-69, 2015.
- [15] Nara, K, Hayashi, Y, Ikeda, K and Ashizawa, T. “Application of tabu search to optimal placement of distributed generators”, In: IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, v. 2, p.918-923, 2001.