

Melhoria do Perfil de Tensão e Redução de Perdas em Sistemas de Distribuição Considerando a Inserção de Sistemas Fotovoltaicos

Rosana Guimarães Almeida
Universidade Federal do Ceará
rosana.g.a26@gmail.com

Bartolomeu Ferreira dos Santos Junior
Universidade Federal do Piauí
bartolomeuf@ufpi.edu.br

Jyvago Castello Branco Soares Terceiro
Universidade Federal de Santa Catarina
jyvagoterceiro@hotmail.com

Resumo — Neste trabalho, é proposto um método para o planejamento da operação de sistemas de distribuição, quando se dispõe de unidades de geração distribuída. O método é baseado na aplicação de um algoritmo genético (AG) para determinar a localização e a potência ativa gerada pelas unidades de geração distribuída, com o objetivo de minimizar as perdas do sistema para cada hora do período de operação considerado. Foram realizadas simulações para um sistema de distribuição de 24 barras. O software utilizado foi o Matlab® e os fluxos de potência foram resolvidos através do pacote Matpower.

Palavras-chaves — Algoritmo genético, geração distribuída, perdas.

I. INTRODUÇÃO

A alocação estratégica de unidades de geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição de energia elétrica pode ser utilizada para corrigir eventuais deficiências da geração centralizada, evitando falhas de energia frequentes ou contribuindo no atendimento da demanda nos horários de ponta, além de possibilitar o suprimento de necessidades específicas de alguns consumidores e viabilizar o suprimento de energia em localidades não atendidas pelo sistema de distribuição [1].

Outros benefícios da geração distribuída incluem a redução dos gastos com linha de transmissão e distribuição, por localizarem-se próximo às cargas; o atendimento da demanda crescente de forma rápida; a capacidade de reduzir as perdas de potência e de energia; o aumento da confiabilidade do sistema; o melhoramento do perfil da tensão e, por fim, o adiamento de investimentos na rede. Ademais, as unidades de GD representam um avanço no que diz respeito à diversificação do parque produtor energético mundial e à eficiência energética ou uso racional de energia[1].

No entanto, o ponto de conexão das unidades de GD influencia diretamente no desempenho das redes de

distribuição, de forma que a instalação de GD em locais inadequados pode ocasionar a degradação da qualidade da energia [2].

Isso ocorre por que, com a presença de fluxos de potência reversos, a utilização de GD acarreta algumas questões na configuração da rede de distribuição como a perda da seletividade do sistema de proteção, o aumento do nível das correntes de curto-circuito e maior flutuação da tensão, além do carregamento dos condutores, podendo superar a capacidade térmica dos mesmos.

Dessa forma, considerando-se as particularidades surgidas no sistema devido a utilização de fontes de geração distribuída, torna-se necessário um estudo criterioso sobre a alocação dessas fontes, visando a minimização das perdas de potência ativa do sistema e o melhoramento do perfil da tensão.

A metodologia proposta em [3] aplica o algoritmo genético com o objetivo de reduzir as perdas de potência e aumentar a confiabilidade do sistema. Em [4] é utilizado um método híbrido baseado em métodos de combinação analítica para dimensionamento da GD e algoritmo genético para alocação otimizada das unidades de GD com quantidade pré-especificada. Em [5] utiliza-se o método de aproximações quadráticas na alocação de geração fotovoltaica em um sistema de distribuição radial. O trabalho apresentado em [6] consiste no estudo da operação de uma usina fotovoltaica interligada a um sistema de distribuição trifásica de média tensão, através *das Quase-Static Time-Series Analysis*.

A aplicação dessas ferramentas computacionais de otimização objetiva encontrar os melhores pontos para alocação da GD, visando reduzir os prejuízos advindos das perdas de potências ativa do sistema e melhorar o perfil da tensão, garantindo o nível da mesma entre os limites especificado do sistema[1].

Este trabalho propõe uma abordagem do planejamento da operação de sistemas de distribuição, considerando a alocação e dimensionamento de unidades de geração fotovoltaica, com

o objetivo de reduzir as perdas de potência ativa do sistema e melhorar o nível de tensão nas barras. Para isso utilizou-se um método baseado em um algoritmo genético (AG) para a alocação ótima da geração fotovoltaica e dimensionamento da potência ativa injetada na rede por essas unidades de geração. A aplicação do algoritmo tem como objetivo a minimização das perdas totais do sistema. A formulação apresentada considera a interação entre a variação da irradiância solar e a variação da carga do sistema ao longo do período de operação das unidades fotovoltaicas. As ferramentas utilizadas para as simulações foram o software Matlab® e o pacote Matpower.

II. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A. Demanda

No contexto de alocação e dimensionamento das unidades de geração distribuída no sistema de distribuição, deve-se prever o comportamento do sistema de acordo com os valores aproximados de potência absorvida pelo mesmo. Estes valores podem ser antecipados pela curva de demanda de cada uma das cargas atendidas e do sistema em si.

A demanda ou carga de um sistema é definida como a potência ou corrente média recebida durante um determinado intervalo de tempo, denominado intervalo de demanda. Por sua vez, a relação carga versus tempo é denominada curva de carga ou de demanda e pode ser diária, semanal, mensal ou anual, conforme o período a que se refiram.

Geralmente, dispõe-se apenas da curva de carga de subestações ou das barras mais importantes do alimentador. Entretanto, neste trabalho considera-se para todas as barras do sistema três tipos de carga típicas, cujo comportamento é determinado pelo tipo de consumidor. Foram utilizadas aproximações das curvas de demanda diária típicas dos consumidores residenciais, comerciais e industriais, baseados em [7]. Estas curvas são mostradas por meio das figuras Fig. 1, Fig. 2 e Fig. 3.



Fig. 1. Curva de carga do consumidor comercial (modificada a partir de Francisquini, 2006).

CURVA DE DEMANDA-CONSUMIDORES RESIDENCIAIS



Fig. 2. Curva de carga do consumidor residencial (modificada a partir de Francisquini, 2006).

CURVA DE DEMANDA-CONSUMIDORES INDUSTRIAIS

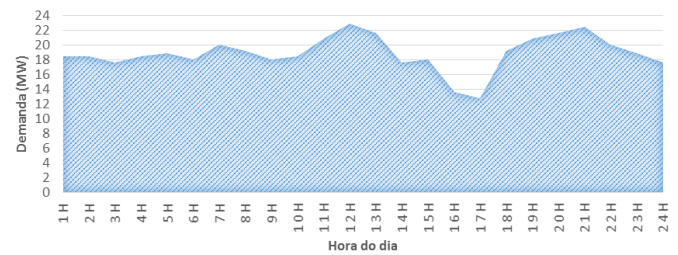


Fig. 3. Curva de carga do consumidor industrial (modificada a partir de Francisquini, 2006).

B. Unidades de geração distribuída

Neste trabalho as unidades de geração distribuída são pequenas usinas fotovoltaicas, com capacidade máxima de geração da ordem de pouco mais que 800 kW para o sistema de 24 barras. Estas unidades foram modeladas como uma injeção de potência ativa constante para cada hora do intervalo de operação analisado. Considerou-se que se dispõe de unidades iguais a serem conectadas em todas as barras dos sistemas em estudo.

Quando se trata de geração fotovoltaica é necessário considerar a variação da capacidade máxima de geração do sistema ao longo do dia, de acordo com a irradiância solar. Para isso, utilizou-se uma curva diária típica da geração fotovoltaica a partir de [8]. A capacidade máxima de geração destas unidades de GD, foi determinada de acordo com o sistema abordado. Para o sistema de 24 barras, definiu-se a capacidade de geração individual da GD de maneira que, ao se alocar as unidades de geração distribuída em todas as barras, fornecendo a máxima potência, é possível atender até 50% (cinquenta por cento) da carga máxima do sistema.

A curva de geração individual da GD é mostrada na Fig.4, e os correspondentes valores de capacidade de geração para cada hora de operação são fornecidos na Tabela I.

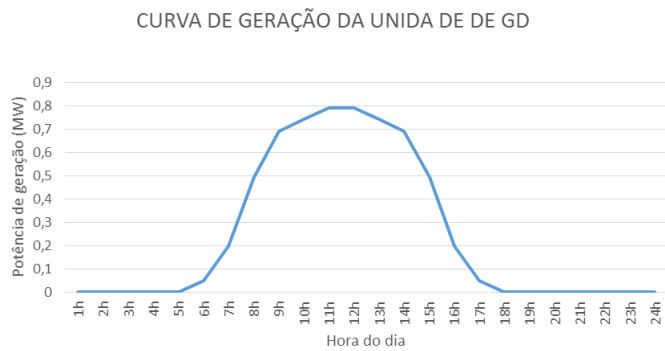


Fig. 4. Curva de geração da unidade de GD para o sistema de 24 barras (modificada a partir de Pinho & Galdino, 2014).

HORA	CAPACIDADE DE GERAÇÃO (MW)
6h	0,0496
7h	0,1984
8h	0,4960
9h	0,6920
10h	0,7440
11h	0,7920
12h	0,7920
13h	0,7440
14h	0,6920
15h	0,4960
16h	0,1984
17h	0,0496

C. Algoritmo genético proposto

Os elementos dos cromossomos representam as barras do alimentador de possível alocação de GD, e também os valores de potência ativa a ser gerada por cada unidade. Assim, o AG desenvolvido soluciona o problema em dois estágios que interagem entre si. No primeiro, são definidas as barras onde serão alocadas unidades de GD, utilizando-se da representação binária. No segundo por sua vez, são definidas as potências injetadas pelas GDs alocadas no estágio anterior.

A forma de cruzamento adotada foi o operador crossover clássico, cuja ideia é efetuar o cruzamento entre dois indivíduos pais e formar indivíduos filhos a partir da união de segmentos de genes de cada pai. Inicialmente são feitos cortes aleatórios nos pais. Após isso, a partir dos cortes são gerados quatro filhos, cada qual formado a partir do cruzamento de partes de cada um dos pais, como pode ser visto a partir da Fig. 5.

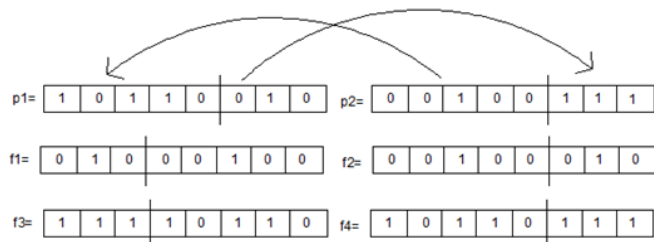


Fig. 5. Operação do crossover clássico.

Por sua vez, a mutação realizada baseou-se no operador mutação clássico, alterando-se um gene de um indivíduo

selecionado, como pode ser visto na Fig. 6. Entretanto, esse operador foi utilizado apenas no processo de localização da GD.

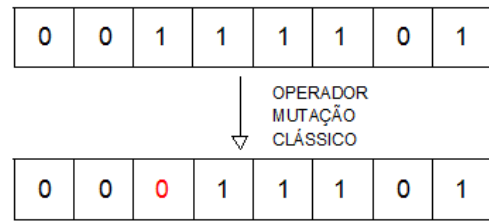


Fig. 6. Operador de mutação clássico.

III. PROPOSTA

De posse dos dados expostos, é possível alocar e dimensionar de forma otimizada as unidades de geração distribuída em um sistema de distribuição de energia elétrica, considerando-se a interação entre a variação da carga e da potência de geração fotovoltaica ao longo do dia.

A alocação de unidades de GD exige que sejam feitos vários testes a fim de se achar a melhor configuração para o sistema de distribuição de energia elétrica. Dessa forma, é proposta uma metodologia baseada em algoritmo genético cujo principal objetivo é a minimização das perdas totais, e o consequente melhoramento dos perfis de tensão nas barras do sistema.

Inicialmente, para cada hora do dia, associa-se valores de demanda do sistema e de geração máxima da usina fotovoltaica. Posteriormente, executa-se o AG para a alocação e dimensionamento das unidades de geração e o fluxo de potência para cada população. O algoritmo permite a alocação das unidades de geração distribuída a todas as barras e tem apenas a restrição de que os valores de geração de potência ativa das mesmas devem ser iguais ou inferiores à capacidade máxima da GD, para o horário do dia considerado. Finalmente, com base nos resultados obtidos seleciona-se a população que proporciona menores perdas ao sistema. O critério de parada utilizado para o algoritmo foi o número de iterações, fixado em 100 iterações. Os procedimentos descritos são ilustrados através do fluxograma mostrado na Fig. 7.

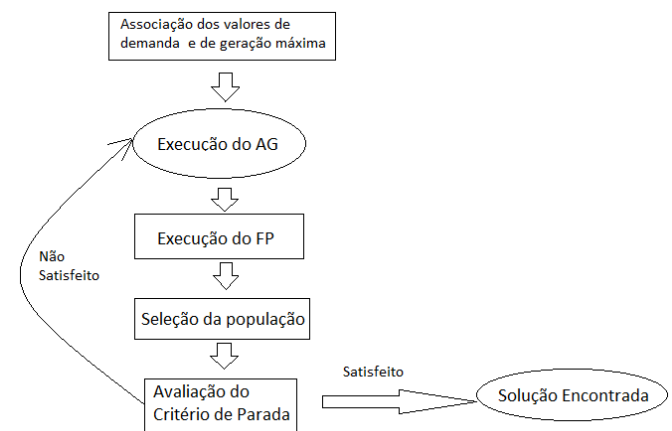


Fig. 7. Fluxograma do algoritmo proposto.

O algoritmo foi executado para cada hora do horizonte de operação considerado (das 6 às 17 horas) para o sistema de

distribuição. Assim, para cada horário de possível geração de energia elétrica pelas unidades de geração distribuída foi realizada uma associação entre a demanda do sistema (que muda no decorrer do dia) e a capacidade máxima de geração da GD e foram obtidos a alocação e dimensionamento ótimo dessas usinas.

Desta forma, realizou-se o processo de alocação para o sistema de distribuição de 24 barras, com o objetivo de ser verificado a eficácia da técnica proposta. O algoritmo foi desenvolvido no software Matlab® e o problema de fluxo de potência resolvido a partir do pacote Matpower.

IV. RESULTADOS

Nesta seção, apresentam-se os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta ao sistema de distribuição de 24 barras encontrado em [9], e mostrado na Fig. 8.

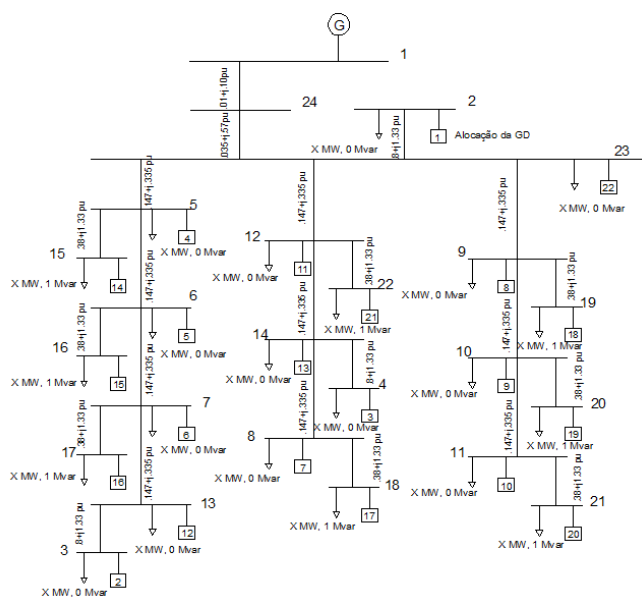


Fig. 8. Sistema de distribuição de 24 barras, Robson,2009

A aplicação do método proposto resultou em alocações distintas das unidades de geração distribuída para os diferentes períodos do dia, como pode ser observado por meio dos resultados mostrados na Tabela II.

TABELA II. RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DA APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO AO SISTEMA DE 24 BARRAS

[illegible]

Onde, PSGD são as perdas ativas do sistema sem a presença de geração distribuída; PCGD são as perdas ativas no sistema com a inserção de unidades de geração distribuída alocadas por meio da metodologia proposta e; PCGDPMax são

as perdas ativas do sistema com a inserção das unidades de geração distribuída em todas as barras fornecendo seus valores de potência máxima.

Observa-se, também, a alocação das unidades de geração fotovoltaica proposta pelo algoritmo de otimização, ilustrada de forma binária, onde “1” significa a inserção de GD na determinada barra e “0” significa a não inserção de GD.

O algoritmo apresenta como resultado sete diferentes propostas de alocações das unidades de geração distribuída, ao longo do período de operação. Percebe-se ainda que, em alguns períodos obtêm-se o mesmo resultado de alocação, diferindo-se entre si pelo valor máximo de geração por GD. E em alguns outros períodos, situações para as quais a alocação das unidades é feita de forma distinta, porém, tem-se o mesmo valor de geração por GD. Todos esses resultados podem ser explicados pela ação do AG, no sentido de obter sempre o mínimo valor de perda, o que reflete não só no valor de potência gerada por unidade, como também na disposição destas.

Na Fig. 9, é ilustrada a evolução da perda total do sistema para as situações sem GD (PSGD); com GD, cujo resultado é obtido a partir da aplicação do método proposto (PCGD) e para a situação em que se considera a presença de GD em todas as barras, fornecendo potência máxima (PCGDPMax).

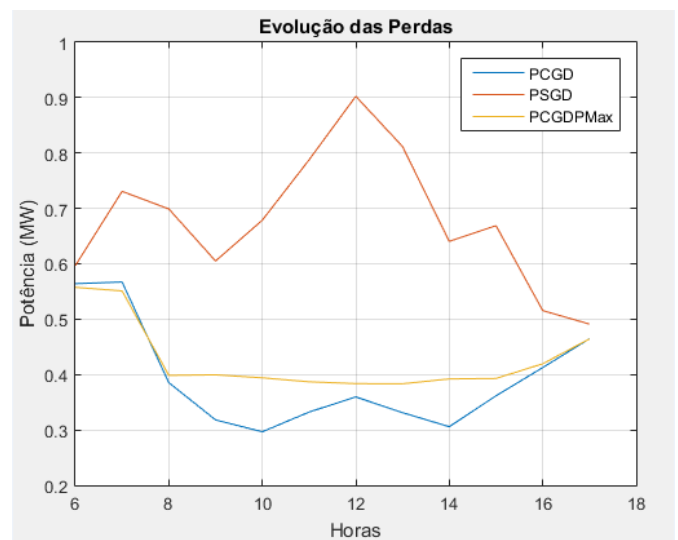


Fig. 9. Evolução das perdas para o sistema de 24 barras.

Observando-se o gráfico da Fig. 9, percebe-se que os valores da perda total para o caso em que não se considera a presença de geração distribuída são consideravelmente maiores que as outras situações de operação em todas as horas dentro do intervalo de operação considerado.

Além disso, constata-se uma considerável diferença entre os valores da perda total para o caso em que se considera a presença de GD em todas as barras, fornecendo potência máxima (PCGDPmax) e no caso da inserção de geração distribuída a partir da aplicação do método proposto (PCGD). Observa-se que inicialmente as perdas obtidas para o primeiro caso são menores até um ponto de cruzamento. A partir desse ponto, as perdas obtidas para o primeiro caso mostram-se consideravelmente maiores. Isso ocorre, por que um aumento excessivo da geração pode provocar um respectivo aumento nas perdas do sistema.

A utilização do AG evita esta alocação indiscriminada e mostra que é possível obter resultados melhores sem a necessidade de inserção de GD em todas as barras na máxima potência. Isso pode ser visto com o auxílio da Fig. 10, por meio da qual mostra-se a comparação entre o somatório das potências das unidades de GD na situação em que se aloca GD a todas as barras com potência máxima (SPmax) e na situação na qual se aplica o algoritmo genético para encontrar os valores ótimos de potência de geração (SPAG).

Este resultado refletirá diretamente na redução do custo de geração necessária para se obter a minimização das perdas no sistema.

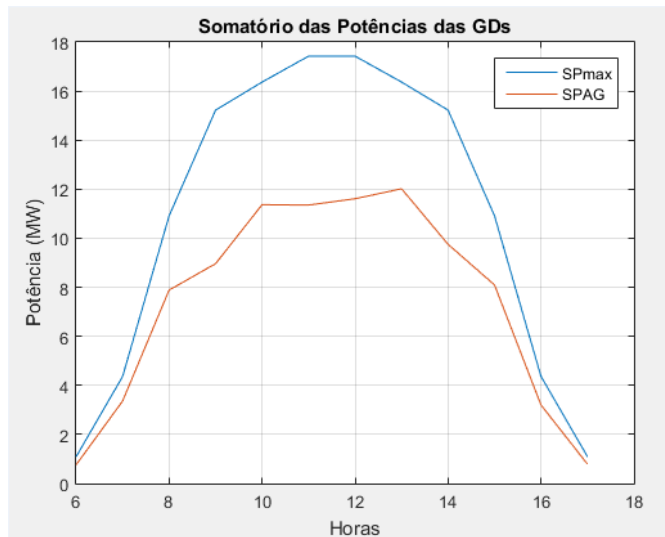


Fig. 10. Somatório das potências das unidades de GD para o sistema de 24 barras.

A análise do perfil da tensão nas barras do sistema de 24 barras, considerando a situação de maior carregamento, que ocorre às 12h evidencia uma considerável melhora no perfil de tensão em todas as barras, na condição de inserção de GD a partir do método proposto. Por meio da Fig. 11, é possível comparar a tensão nas barras do sistema entre a condição de operação na qual não se considera a presença de GD e a condição de operação na qual se considera a inserção de GD a partir do método.

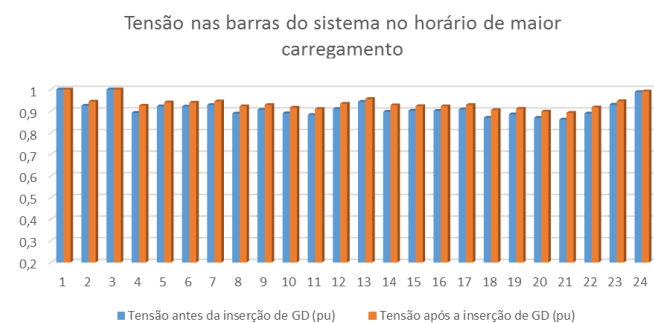


Fig. 11. Tensão em todas as barras na condição de carregamento máximo do sistema.

V. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para alocação e dimensionamento de unidades de GD, baseando-se no AG e com a finalidade de reduzir as perdas no sistema de distribuição, proporcionando uma consequente melhora no

perfil de tensão. Os resultados apresentados, mostram a eficiência da metodologia proposta.

Os resultados obtidos a partir do algoritmo proposto são diferentes dos obtidos pela aplicação direta do fluxo de potência, de forma que os valores de potência de geração das unidades de GD são melhor distribuídos a partir da aplicação do AG. Dessa forma, além da minimização das perdas, a aplicação do algoritmo proporciona uma redução do custo de produção de energia das unidades de geração distribuída.

O estudo apresentou ainda, a proposta de se considerar não apenas a variação de carga ao longo do dia, mas também a variação da geração, quando se trata de sistemas fotovoltaicos. Esta coordenação, permitiu a obtenção de resultados de alocação distintos que garantem a minimização das perdas a cada hora do período considerado.

Portanto, o método proposto apresenta-se como uma eficiente ferramenta no auxílio do planejamento da operação de sistemas de distribuição quando se considera a presença de geração distribuída disponível, uma vez que permite encontrar um ponto de operação otimizado no decorrer do dia, e coordenar adequadamente o despacho destas unidades de forma a garantir o atendimento da demanda e a operação mais eficiente do sistema.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] C. A. S. Castelo Branco, A. P. Azevedo, H. N. A. Alves, "Alocação Ótima de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição: Comparação entre Metodologia," *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Foz do Iguaçu-PR, 2014.
- [2] H. J. B. Silva, C. M. Afonso, A. M. Souza, R. C. L. Oliveira, "Alocação e Dimensionamento de Uma ou Múltiplas Fontes de Geração Distribuída Considerando Estabilidade de Tensão e Perdas," *Congresso Brasileiro de Automática*, Campina Grande - PB, 2012.
- [3] C. L. T. Borges, D. M. Falcão, "Optimal Distributed Generation Allocation for Reability, Losses, and Voltage Improvement," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, volume 28, no. 6, pg. 413-420, 2006.
- [4] M. Vatani, D. S. Alkaran, M. J. Sanjari, G. B. Gharehpetian, "Multiple Distributed Generation Units Allocation in Distribution Network for Loss Reduction Based on a Combination of Analytical and Genetic Algorithm Mehtods," *IET Generation, Transmission & Distribution*, volume 10, no. 1, pg. 66-72, 2016.
- [5] L. M. Guedes, "Alocação de Unidades de Geração Distribuída considerando Perdas e Aspectos Econômicos," *Dissertação de Mestrado*, Universidade de Brasília, Brasília-DF, 2013.
- [6] F. B. Prioste, C. B. Bastos, "Alocação Ótima de Geração Fotovoltaica e seus Impactos na Rede Elétrica através de Análises QSTS," *Congresso Brasileiro de Automática*, Belo Horizonte - MG, 2014.
- [7] A. A. Francisquini, "Etimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição," *Dissertação de Mestrado*, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2006.
- [8] J. T. Pinho, M. A. Galdino, "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos," *CEPEL-CRESESB*, Rio de Janeiro, 2014.
- [9] P. Robinson, "Analysis of Distributed Resources Potential Impacts on Electric System Efficacy," *Dissertação de Mestrado*, Worcester Polytechnic Institute, 2009.