

# Localização e Dimensionamento Ótimos de Turbinas Eólicas para Minimizar as Perdas de Energia em Sistemas Radiais de Distribuição

Felipe Barros Dantas\* Matheus Dantas de Lucena\*  
 Damásio Fernandes Júnior\*\*  
 Washington Luiz Araújo Neves\*\*

\* Pós-Graduando, Laboratório de Sistemas de Potência - LSP,  
 Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, PB, (e-mail:  
 felipe.dantas@ee.ufcg.edu.br - matheus.lucena@ee.ufcg.edu.br)  
 \*\* Professor, Laboratório de Sistemas de Potência - LSP, Universidade  
 Federal de Campina Grande - UFCG, PB, (e-mail:  
 damasio@dee.ufcg.edu.br - waneves@dee.ufcg.edu.br)

**Abstract:** The distribution system has been changing over the years, especially regarding to the increased insertion of the distributed generation. Therefore, it is necessary to study the optimal location and its sizing. Wind energy is one of the fastest growing in Brazil and was chosen for the present study. To solve part of the problem of the insertion of the generating units in the distribution system, a search algorithm was elaborated through the optimization technique called Genetic Algorithm and the Power Sum Method. The objective is to locate and size wind turbines in the system bus so that they can reduce system energy losses and improve voltage profile, not exceeding the voltage limits imposed by ANEEL, nor exceeding 30 % penetration of wind generation annual energy demand. The results showed the effectiveness and feasibility of the method for use in small and large systems.

**Resumo:** O sistema de distribuição vem sofrendo mudanças ao longo dos anos, principalmente no que diz respeito ao aumento da inserção da geração distribuída. Portanto, se faz necessário um estudo de localização ótima e de seu dimensionamento. A energia eólica é uma das que mais cresce no Brasil e foi escolhida para o presente estudo. Para resolver parte do problema da inserção das unidades geradoras no sistema de distribuição, foi elaborado um algoritmo de busca por meio da técnica de otimização chamada Algoritmo Genético e do Método da Soma de Potências. O objetivo é localizar e dimensionar turbinas eólicas nas barras dos sistemas para que possam reduzir as perdas de energia do sistema e melhorar o perfil de tensão, não ultrapassando os limites de tensão impostos pela ANEEL, nem ultrapassando 30% de penetração de geração eólica referente à demanda anual de energia. Os resultados obtidos demonstraram a eficácia e a viabilidade do método para o uso em sistemas de pequeno e grande porte.

*Keywords:* genetic algorithm; distributed generation; power sum method; radial distribution systems; wind turbine.

*Palavras-chaves:* algoritmo genético; geração distribuída; método da soma de potências; sistemas de distribuição radial; turbina eólica.

## 1. INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) vem tomando destaque com o passar dos anos à medida que novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas. Um dos principais benefícios da GD é a redução das perdas no processo de distribuição de energia, uma vez que a geração e a carga estão próximas, como observado por Kazemi and Sadeghi (2009).

Segundo Kazemi and Sadeghi (2009), algumas vantagens trazidas com a GD são: a redução de perdas nas linhas, a redução da emissão de poluentes e dos custos globais

devido à melhoria da eficiência e economia de pico. Além disso, ainda existe uma melhoria do perfil de tensão, na qualidade da energia elétrica, na confiabilidade e segurança do sistema. No entanto, existem algumas desvantagens como: fluxo de potência reversa, harmônicos injetados na rede e correntes de faltas aumentadas. Estas características dependem da localização das unidades geradoras.

Por ser um dos recursos mais ecológicos, limpos e seguros, a energia eólica tornou-se importante, sendo uma alternativa para reduzir ou substituir no sistema elétrico as fontes convencionais de geração, como pode ser percebido na dinâmica do mercado de energias renováveis nos últimos anos com o aumento no número de parques eólicos. Con-

\* Dantas e Lucena reconhecem o suporte financeiro dado pelo CNPq.

forme a ANEEL (2005), é importante selecionar o ponto de instalação das turbinas eólicas, já que este ponto influencia na estabilidade do sistema de potência, na estabilidade da tensão e na Qualidade da Energia Elétrica (QEE).

A energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento, ou seja, o vento. E, como afirmado pela ANEEL (2005), seu aproveitamento decorre da conversão da energia cinética em energia elétrica por meio das turbinas eólicas (aerogeradores). Da mesma forma que a energia hidráulica, a energia eólica é utilizada há milhares de anos. Alguns exemplos de sua utilização são: bombeamento de água, moagem de grãos e outras aplicações que envolvem energia mecânica. Já as primeiras aplicações de conversão em energia elétrica surgiram no final do século XIX.

Com base nos estudos de Moreno et al. (2015), é possível destacar que um dos problemas enfrentados na geração eólica são as flutuações nas tensões de barramento e na potência reativa, que afetam a estabilidade de tensão do sistema de potência. Desse modo, os parques eólicos devem ser conectados preferencialmente à uma barra de balanço, para não afetar a estabilidade do sistema de energia e aumentar a integração das turbinas ao sistema.

Portanto, este trabalho objetiva determinar a localização e o dimensionamento ótimo de turbinas eólicas em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica. O artigo foi dividido em 5 seções: na seção 1 tem-se a introdução, na seção 2 tem-se a fundamentação teórica, na seção 3 é abordada a metodologia, na seção 4 haverá uma análise dos resultados, e, por fim, na seção 5 são apresentadas as conclusões.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção são apresentados os conhecimentos fundamentais para o entendimento deste trabalho, são eles: a estrutura da turbina eólica; o método da soma de potências; e, o algoritmo genético. Esses conhecimentos serão discutidos a seguir.

### 2.1 A Turbina Eólica

Para iniciar o trabalho, foram estudados o funcionamento e as características de uma turbina eólica convencional observados na Figura 1.

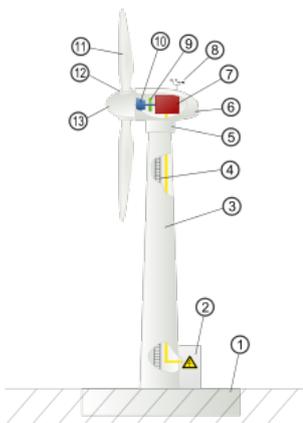


Figura 1. Diagrama de uma turbina eólica convencional.

Rodrigues and Filho (2016) separaram os componentes principais da turbina em: 1 – Fundação; 2 – Conexão com a rede elétrica; 3 – Turbina; 4 – Escada de acesso; 5 – Controle de orientação; 6 – Nacele; 7 – Gerador; 8 – Anemômetro; 9 – Freio (elétrico ou mecânico); 10 – Caixa de multiplicação de velocidade; 11 – pás; 12 – Controle de orientação; e, 13 – Rotor. Vale ressaltar que alguns modelos mais recentes de turbinas eólicas dispensam a utilização do item 10.

Segundo Safari et al. (2013), a potência ativa produzida pela turbina respeita as seguintes equações:

$$P_{wind}(v) = \begin{cases} 0, & v < v_c, v_f < v \\ p_r \frac{v - v_c}{v_r - v_c}, & v_c \leq v \leq v_r \\ p_r, & v_r \leq v \leq v_f \end{cases} \quad (1)$$

onde  $P_{wind}$  é a potência ativa gerada pela turbina em  $kW$ ;  $p_r$  é a potência nominal da turbina em  $kW$ ;  $v_c$  é a velocidade de entrada da turbina em  $m/s$ ;  $v_f$  é a velocidade de saída da turbina em  $m/s$ ;  $v_r$  é a velocidade nominal em  $m/s$ ; e,  $v$  é a velocidade do vento em  $m/s$ .

### 2.2 Método da Soma de Potências

O método criado por Cespedes (1990) consiste no cálculo do fluxo de carga iterativo nas variáveis perdas de potência ativa e reativa. O método é aplicado supondo, inicialmente, que as perdas de potência são nulas em todos os trechos e que a cada iteração as estimativas dessas perdas são melhoradas. O Método da Soma de Potências (MSP) foi concebido com base no sistema radial por trecho da Figura 2. Para a utilização desse método, é necessário saber a configuração do alimentador, a amplitude da tensão na barra da subestação e uma estimativa inicial das perdas de potência em cada trecho (que serão consideradas inicialmente nulas).

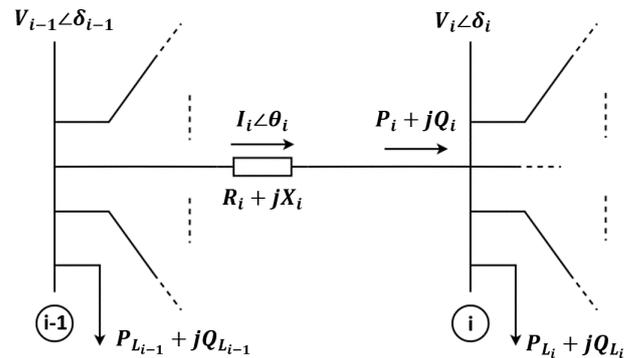


Figura 2. Trecho típico de um alimentador radial.

O MSP pertence à classe dos algoritmos de varredura direta/reversa, sendo um método iterativo de fluxo de carga, no qual as iterações consistem em: 1) atualizar os fluxos de potência via varredura reversa nos trechos do sistema; 2) atualizar as tensões nodais e as perdas via varredura direta. O algoritmo repete iterativamente as varreduras até atingir o critério de parada, conforme explicado por

Braz et al. (2008). Resumidamente, o algoritmo funciona da seguinte forma:

- 1 - Considerar inicialmente as perdas ativa e reativa nulas no alimentador.
- 2 - Calcular os fluxos em cada trecho considerando a topologia do alimentador, as cargas instaladas, a demanda e as perdas, e, utilizando as expressões em (1), são injetados os valores de geração eólica como sendo cargas negativas, seguindo a direção dos terminais até a subestação.

$$P_i = P_{L_j} + \sum_{k \in \Omega_j} (P_k + \Delta P_k) - P_{Wind}, \quad (2)$$

$$Q_i = Q_{L_j} + \sum_{k \in \Omega_j} (Q_k + \Delta Q_k), \quad (3)$$

- 3 - Calcular a tensão em cada trecho empregando as equações 4, 5 e 6, seguindo a direção da subestação para as barras terminais:

$$A = \frac{v_i^2}{2} - (R_i P_i + R_i Q_i), \quad (4)$$

$$B = (R_i^2 + X_i^2)(P_i^2 + Q_i^2), \quad (5)$$

$$V_i = \sqrt{A + \sqrt{A^2 - B}}, \quad (6)$$

- 4 - Calcular as perdas ativa e reativa em cada trecho utilizando as equações 7 e 8:

$$\Delta P_i = \frac{R_i(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2}, \quad (7)$$

$$\Delta Q_i = \frac{X_i}{R_i} \Delta P_i, \quad (8)$$

- 5 - Repetir os passos de 2 a 4 enquanto houver variação significativa nas perdas totais do alimentador entre as iterações.

Segundo Braz et al. (2008),  $P_i$  e  $Q_i$  são os fluxos de potência ativa e reativa no trecho  $i$ .  $P_{L_j}$  e  $Q_{L_j}$  são a carga ativa e reativa instaladas na barra  $j$  e,  $\Delta P_k$  e  $\Delta Q_k$  são as perdas de potência ativa e reativa no trecho  $k$ .  $R_i$  e  $X_i$  são a resistência e a reatância do trecho, respectivamente.  $v_i$  é a tensão no início do trecho e  $V_i$  é a tensão no fim do trecho. Uma vez encontrada a tensão na barra, são realizados os cálculos das perdas de potência ativa e reativa. A última iteração termina quando o procedimento acima é repetido para todas as barras, e converge quando a diferença entre as perdas totais de uma iteração e a anterior for menor que a tolerância especificada.

### 2.3 Algoritmo Genético

John Holland, na década de 1960, inventou o Algoritmo Genético (AG) que foi desenvolvido por seus colegas da Universidade de Michigan nos anos 1960 e 1970. Mitchell (1998) afirma que, diferente das outras estratégias de evolução e programação evolutiva, o objetivo original de Holland não era projetar algoritmos para resolver problemas específicos, mas sim estudar formalmente o fenômeno da adaptação como ocorre na natureza e desenvolver maneiras pelas quais os mecanismos de adaptação natural possam ser importados para sistemas de computação.

Em seu trabalho, Holland (1992) descreve o AG como um método de otimização do tipo programação evolucionária que, para ser aplicado, necessita que a função-objetivo, ou *fitness*, seja minimizada ou maximizada. As demais funções podem ser chamadas de restrições ou vínculos. O AG inicia com um conjunto de possíveis soluções (indivíduos) chamados de população. A sequência de valores que definem uma solução é denominada de cromossomo, onde cada posição recebe o nome de gene. Na Figura 3 é possível observar o fluxograma do funcionamento de um AG.

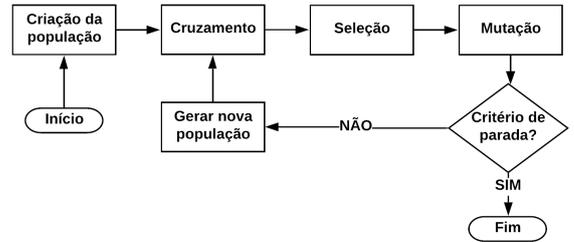


Figura 3. Fluxograma do Algoritmo Genético.

As três operações mais utilizadas no AG são: o cruzamento, a seleção e a mutação. A operação do cruzamento é processada entre dois cromossomos de uma população, gerando dois novos descendentes. E pode ser melhor exemplificada na Figura 4.

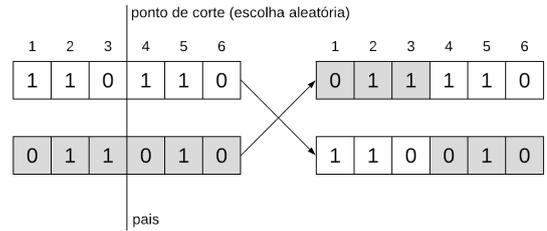


Figura 4. Cruzamento.

Holland (1992) destaca que após o cruzamento vem a seleção, que consiste em selecionar os indivíduos mais aptos para “sobreviver” e descartar-se os menos aptos. A técnica utilizada é a de combate na arena, na qual os indivíduos são selecionados aleatoriamente e combatem dois a dois, sendo que um continua para a próxima geração e o outro é eliminado. Após isso, é realizada a mutação, que ocorre com baixa frequência na população. Ela é processada em um único indivíduo causando mudanças em seus genes aleatoriamente. Alguns exemplos de mutação podem ser melhor observados na Figura 5.

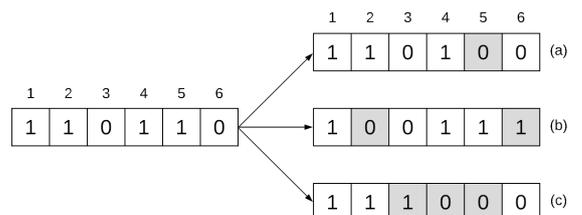


Figura 5. Mutação: (a) alteração de um gene; (b) troca de dois genes; (c) inversão de uma sequência de genes.

A mutação tem efeito contrário ao cruzamento, segundo Souza et al. (2006). O cruzamento tende a deixar a população homogênea, levando para uma solução ótima (podendo ser local ou global), enquanto a mutação se opõe a tendência de ficar no ótimo encontrado, e caso o ótimo seja local, é provável que a mutação consiga sair do mesmo. Além da mutação existem as penalidades, que são formas de diminuir a aptidão de indivíduos que não se enquadram nas restrições que foram impostas pelo problema. A seguir, apresenta-se a metodologia.

### 3. METODOLOGIA

O problema a ser resolvido consiste em determinar o local e a quantidade de turbinas eólicas, de modo que seja possível minimizar as perdas de energia no sistema, respeitando as seguintes restrições:

- Não ultrapassar os limites superiores e inferiores de tensão adotados pela ANEEL;
- Penetração máxima de 30% da GD;
- Número máximo de turbinas limitado pela penetração da GD;
- Localizar no máximo uma turbina por barra;
- Não localizar turbinas na barra da subestação.

O valor da penetração foi escolhido tomando como base a pesquisa realizada por Diuna (2017). A função objetivo do método foi elaborada conforme a expressão (9) e visa a minimização das perdas de energia do sistema.

$$\text{minimizar } \Delta E = \sum_{j=1}^m T_j \sum_{k=1}^n \Delta P_{jk}, \quad (9)$$

onde,  $n$  é o número de trechos do alimentador;  $\Delta P_{jk}$  são as perdas ativas no trecho  $k$ , que termina na barra  $k$  ao nível de carga  $j$ ;  $m$  é o número de níveis em que a curva de duração de carga é segmentada; e,  $T_j$  é a duração do nível de carga  $j$ .

Um dos conjuntos de curvas utilizados pode ser visto na Figura 6, logo abaixo:

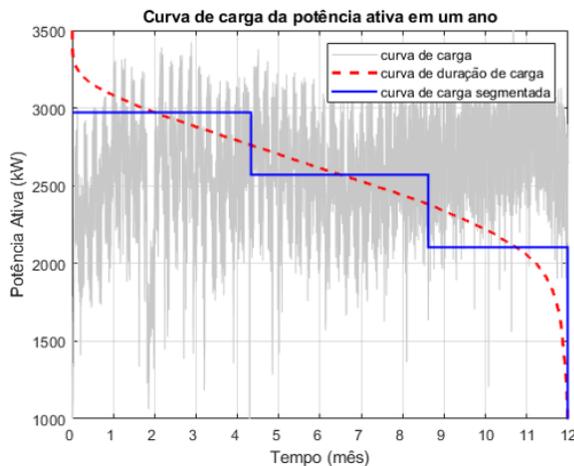


Figura 6. Curva de carga, curva de duração de carga e curva de carga segmentada.

Na figura acima são ilustradas as curvas de potência ativa com duração de um ano. Para a realização das

simulações, foram utilizadas curvas de potência ativa, potência reativa e velocidade do vento com base em suas respectivas séries históricas. Cada sistema possui suas próprias curvas, totalizando 3 conjuntos de curvas para cada sistema.

Para a realização deste trabalho foram selecionados: o sistema de 36 barras utilizado por Ribeiro (2017), que é uma variação do sistema de 37 barras do IEEE; o sistema de 69 barras utilizado por Alencar (2018); e, o sistema teste de 134 barras fornecido pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” - UNESP - Campus de Ilha Solteira.

Foram analisados 12 casos, 4 para cada sistema. Os dados dos sistemas podem ser observados na Tabela 1, que contém a potência instalada no sistema, a demanda anual, a tensão nominal, as tensões máxima e mínima do sistema, e as perdas de energia em um ano. E, na Tabela 2, são encontradas as configurações do MSP.

Tabela 1. Dados dos sistemas.

Sistema	36 barras	69 barras	134 barras
Pot. instalada (MW)	3,28	3,80	6,50
Demanda (GWh)	12,60	14,63	25,00
Tensão nominal (kV)	4,8	4,8	13,8
Tensão máx (pu)	0,999996	1,0	0,999998
Tensão mín (pu)	0,999968	0,999960	0,999957
Perdas de Energia (MWh)	162,92	289,36	569,64

Tabela 2. Dados do MSP.

Característica	Valor
Máximo de Iterações	100
Tolerância	$10^{-4}$

As características das turbinas eólicas utilizadas são apresentadas na Tabela 3. Foram escolhidas de forma a proporcionar diferentes resultados em cada simulação, uma vez que são diferentes entre si. Na Tabela 3 podem ser encontrados o modelo das turbinas, a potência nominal, o *cut-in* que é a velocidade mínima para que a turbina inicie o processo de geração de energia, a velocidade nominal da turbina e o *cut-off*, que é a velocidade na qual a geração da turbina é interrompida.

Tabela 3. Dados das turbinas.

Fabricante	Enercon	Nordex	Repower	Vestas
Modelo	E82/2300	N90/2500	MM82	V112/3000
Pot. Nom. (kW)	2300	2500	2000	3000
Cut-in (m/s)	2,0	3,0	3,5	3,5
Vel. Nom. (m/s)	14,0	13,5	15,0	15,5
Cut-off (m/s)	25,0	25,0	22,0	25,0

Em seguida, na Tabela 4, tem-se os dados utilizados no AG para cada um dos sistemas.

Por fim, foi programada uma rotina com o objetivo de localizar e dimensionar as turbinas eólicas em barras diferentes do sistema com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativa desse sistema. O próximo passo é realizar uma análise dos resultados obtidos pela rotina.

Tabela 4. Parâmetros do AG.

Sistema	36 barras	69 barras	134 barras
Cromossomo	35 genes	68 genes	133 genes
Pop. Ini.	40	40	160
Cruzamento	20	20	80
Mutação	2	2	6
Seleção	20	20	80
Era	10	10	10
Geração	200	200	200

#### 4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Após realizar a programação do método, foram realizadas 10 simulações para cada caso com o intuito de avaliar a precisão e o desempenho da rotina na resolução do problema. Com base nesses dados, foi possível observar que em todos os casos foram encontrados valores de perda de potência inferiores às perdas iniciais de cada sistema.

Além disso, a rotina possui uma duração média semelhante entre todas as execuções. Também foi possível observar que a rotina pode encontrar o ótimo nas primeiras iterações do método, mas às vezes apenas nas últimas iterações (uma vez que o método possui diversas características pseudoaleatórias). Vale ressaltar que, mesmo convergindo no começo ou apenas no fim da execução, todas as simulações convergiram para o mesmo valor de perda de energia em cada caso.

Nas Tabelas 5, 6 e 7, são apresentados os resultados das simulações, nas quais estão presentes a quantidade de turbinas, a potência total instalada de turbinas eólicas, a energia gerada pelas turbinas instaladas, as tensões máxima e mínima existentes no sistema, e a redução das perdas em relação ao sistema original.

Foram realizadas 10 simulações para cada modelo selecionado e todas elas apresentaram os mesmos resultados, que podem ser observados na Tabela 5 para o sistema de 36 barras.

Tabela 5. Resultados do sistema de 36 barras.

Modelo	E82/2300	N90/2500	MM82	V112/3000
Num. Turbinas	1	2	4	3
Pot. Inst. (kW)	2300	5000	8000	9000
Energia (GWh)	2,6012	3,3980	3,0533	3,2919
Ten. Max. (pu)	0,999996	0,999996	0,999996	0,999996
Ten. Min. (pu)	0,999979	0,999976	0,999973	0,999973
Perdas (MWh)	100,4004	98,1344	105,0493	104,8535
Redução (%)	38,38	39,77	35,52	35,64

Observando a Tabela 5, é possível perceber as diferentes características das turbinas, a começar pela quantidade que seria instalada e até mesmo a energia gerada pelas turbinas. O modelo N90/2500 instala apenas duas turbinas, mas injeta no sistema mais energia que o modelo V112/300, que possui mais turbinas instaladas no sistema.

O melhor resultado, do ponto de vista da redução de perdas de energia, foi obtido instalando 2 turbinas N90/2500, pois foi o caso que obteve a maior redução das perdas, além de prover um aumento no valor mínimo de tensão, melhorando o perfil de tensão.

Em seguida, os resultados das simulações para o sistema de 69 barras podem ser observados na Tabela 6.

Tabela 6. Resultados do sistema de 69 barras.

Modelo	E82/2300	N90/2500	MM82	V112/3000
Num. Turbinas	1	2	5	3
Pot. Inst. (kW)	2300	5000	10000	9000
Energia (GWh)	2,6012	3,3980	3,8166	3,2919
Ten. Max. (pu)	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Ten. Min. (pu)	0,999972	0,999971	0,999966	0,999966
Perdas (MWh)	174,9904	172,2128	190,1985	194,2374
Redução (%)	39,53	40,49	34,27	32,87

Na Tabela 6 é possível observar que novamente o modelo N90/2500 obteve a maior redução nas perdas de energia. São instaladas menos da metade de turbinas em relação à MM82, tem potência instalada menor, mas consegue atender de forma mais eficiente ao problema de minimização de perdas de energia. Vale ressaltar que o modelo E82/2300 foi o que apresentou um melhor resultado no quesito perfil de tensão.

Por fim, na Tabela 7 são inseridos os resultados das últimas simulações.

Tabela 7. Resultados do sistema de 134 barras.

Modelo	E82/2300	N90/2500	MM82	V112/3000
Num. Turbinas	2	4	9	6
Pot. Inst. (kW)	4600	10000	18000	18000
Energia (GWh)	5,2025	6,7959	6,8799	6,5837
Ten. Max. (pu)	1,0000	0,999998	0,999999	0,999998
Ten. Min. (pu)	0,999971	0,999967	0,999963	0,999963
Perdas (MWh)	340,2816	315,0227	347,6425	351,6907
Redução (%)	40,26	44,70	38,97	38,26

Um fato interessante de se observar é que, mesmo com quantidades diferentes de turbinas e mesma potência instalada, os modelos MM82 e V112/300 geram quantidades diferentes de energia, e isso é devido às características das turbinas que diferem entre si. Mesmo não possuindo a maior geração de energia nem a maior potência instalada, o modelo N90/2500 foi o modelo que conseguiu reduzir de forma satisfatória as perdas de energia do sistema.

Também é possível definir um número mínimo de geração de energia, ou um intervalo de geração, que vai de acordo com o objetivo do usuário. Como o principal objetivo do presente trabalho é reduzir as perdas de energia, sem se preocupar com os custos, o algoritmo reduziu ao máximo as perdas respeitando os critérios citados na Metodologia, mas desconsiderando os custos de instalação e operação das turbinas.

#### 5. CONCLUSÃO

Os Algoritmos Genéticos e o Método da Soma de Potências foram utilizados para determinar a localização e o dimensionamento ótimos para inserção de turbinas eólicas em sistemas de distribuição radial com o objetivo de reduzir as perdas de energia, desconsiderando os custos.

Com isso, foram realizadas simulações e a rotina foi eficaz em todos os casos. As reduções das perdas de energia encontradas possibilitaram uma redução de até 44,70% nos sistemas. Também foi constatado que, a depender da quantidade de turbinas, da potência instalada e da quantidade de energia gerada, os valores das perdas irão

variado, uma vez que as características das turbinas variam de acordo com os modelos.

A rotina apresenta uma maleabilidade que varia de acordo com a aplicação. Caso o objetivo seja apenas reduzir as perdas de energia, o número de turbinas é selecionado pelo próprio algoritmo. Caso seja necessário definir um número máximo de turbinas, existe flexibilidade também para habilitar essa função. O próximo passo deste trabalho é levar em consideração os custos de aquisição e operação das turbinas, bem como aumentar a quantidade de modelos de turbinas utilizadas nas simulações.

De modo geral, os resultados apresentados neste trabalho foram satisfatórios e enfatizam o poder das simulações computacionais, tornando estudos de otimização mais importantes à medida que o espaço de busca aumenta consideravelmente.

## AGRADECIMENTOS

Felipe Barros Dantas agradece o suporte financeiro concedido pelo CNPq por meio da bolsa de estudos e à Universidade Federal de Campina Grande pela disponibilização da estrutura para a realização das pesquisas.

## REFERÊNCIAS

- Alencar, M.R.B. (2018). *Um método de estimação de instalação ótima de painéis fotovoltaicos em redes de distribuição*. Dissertação, Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, Campina Grande - PB.
- ANEEL (2005). *Atlas brasileiro de energia elétrica do Brasil, 2 Ed.* Brasília.
- Braz, H.D.M., Souza, B.A., and Fontan, D.M.S. (2008). *Método da soma de potências recursivo com varredura direta e reversa concorrentes*. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, Belo Horizonte - MG.
- Cespedes, R.G. (1990). *New method for the analysis of distribution networks*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 5.
- Diuna, F.A. (2017). *Estudo do impacto da penetração eólica no subsistema sul do Brasil*. Dissertação, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro.
- Holland, J.H. (1992). *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. MIT Press, Cambridge.
- Kazemi, A. and Sadeghi, M. (2009). *Sitting and sizing of distributed generation for loss reduction*. Power and energy conference, APPEEC, Asia-Pacific, Wuhan.
- Mitchell, M. (1998). *An introduction to genetic algorithms*. MIT Press, Cambridge.
- Moreno, I., Medina, A., and Magaña, R. (2015). *Methodology for optimal bus placement to integrate wind farm optimizing power flows*. Morelia, México.
- Ribeiro, R.G.A. (2017). *Um algoritmo de enxame de partículas aplicado à geração distribuída fotovoltaica*. Dissertação, Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, Campina Grande - PB.
- Rodrigues, G.J.O. and Filho, V. (2016). *Uma ferramenta portátil para pré-dimensionamento de fundações para turbinas de aerogeradores eólicos*. Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia - CONTECO, Foz do Iguaçu - PR.
- Safari, S., Ardehali, M., and J., S.M. (2013). *Particle swarm optimization based fuzzy logic controller for autonomous green power energy system with hydrogen storage*. Energy Conversion and Management, Elsevier, v. 65, p. 41–49.
- Souza, B.A., Braz, H.D.M., Albuquerque, J.M.C., and Gutterres, J.G.G. (2006). *Fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais com geração distribuída: método da soma de potência modificado*. Revista IEEE Latin América, v. 4, Campina Grande - PB.