

Análise do impacto da velocidade do vento no fluxo de carga em um sistema elétrico de potência

Marcos F. Silva * Huilman S. Sanca * Francisco das C. Souza Jr. **

* Engenharia Elétrica, CETEC, Universidade Federal do Recôncavo da Bahia, Cruz das Almas, BA, (e-mail: marcosfelipe@aluno.ufrb.edu.br / huilman.sanca@ufrb.edu.br).

** Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, Caicó, RN (e-mail: francisco.souza@ifrn.edu.br)

Abstract: In this paper the impact of wind speed variability in a wind farm on the load flow is analyzed. For this analysis, a DFIG wind turbine is mathematically modeled in a polynomial that represents the power injections, as a function of wind speed, and the *Weibull* probability (FDPW) for generating random values for wind speed. The wind farm used consists of 125 wind turbines of 2 MW each. The computer simulations are performed in the *New England* 39 bus system. The load flow problem is solved by the *Newton-Raphson* method for each wind speed generated by the FDPW. The results show a significant impact of the variability of wind speed on the load flow, with a tendency to oscillate and change the power flow in the lines to supply the low wind generation and/or reactive demand of the farm.

Resumo: Neste trabalho analisa-se o impacto da variabilidade da velocidade do vento em um parque eólico no fluxo de carga. Para esta análise modela-se, matematicamente, um aerogerador DFIG em um polinômio que representa as injeções de potência em função da velocidade do vento, e utiliza-se da função de distribuição de probabilidade de *Weibull* (FDPW) para geração de valores aleatórios para velocidade de vento. O parque eólico utilizado consiste em 125 aerogeradores de 2 MW cada. As simulações computacionais são realizadas no sistema de 39 barras da *New England*. O problema do fluxo de carga é resolvido pelo método de *Newton-Raphson* para cada velocidade de vento gerado pela FDPW. Os resultados mostram um impacto significativo da variabilidade da velocidade do vento no fluxo de carga, com a tendência de oscilação e alteração do fluxo de potência nas linhas para suprir a baixa geração eólica e/ou demanda reativa do parque.

Keywords: DFIG; FDPW; Load Flow; Wind Farm; Wind speed.

Palavras-chaves: DFIG; FDPW; Fluxo de Carga; Parque Eólico; Velocidade do Vento.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o desenvolvimento de técnicas que utilizam energia renovável recebeu um grande impulso com o aumento das preocupações sobre a utilização sustentável dos recursos energéticos. A energia eólica está entre os recursos de energia renovável de mais rápido crescimento na matriz energética, apresentando como vantagem a não emissão de gases poluentes, regime do vento complementar ao regime hidrológico, e o fato de as turbinas eólicas não necessitarem de água para produção de eletricidade, podendo ser instaladas em regiões secas (Jacob, 2013).

O Brasil possui um alto potencial eólico, principalmente na região nordeste, pois possui ventos com velocidades constantes e médias altas. Em termos de representatividade e abastecimento, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica, ABEEólica (2021), a geração na região representou 85,6% da produção em 2020 no país, contri-

buindo perceptivelmente para geração eólica injetada no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Os recursos eólicos têm como enorme potencial mitigar a crise energética contando com sua abundante disponibilidade. No entanto, a geração eólica é considerada menos confiável que as fontes convencionais devido a intermitência e a variabilidade das velocidades do vento, limitando o seu uso a lugares com ventos mais regulares. Conseqüentemente, à medida que a penetração da energia eólica atinge um nível alto no sistema elétrico de potência (SEP), tornando-o mais complexo, é fundamental o estudo da incerteza da produção de energia e qual o impacto que esses parâmetros possuem na rede.

É possível estimar, com o auxílio de técnicas preditivas, o comportamento da potência de saída dos parques eólicos. Dentre essas, as de particular interesse para o setor eólico são as chamadas rampas, definidas como um evento em que há uma alteração na potência de saída que tenha uma amplitude suficientemente grande para um período de tempo relativamente curto, aplicando-se, nesse contexto, as técnicas de previsão de rampa (Ferreira et al., 2011).

* Os autores agradecem ao CETEC - UFRB e IFRN pelo suporte para a realização desta pesquisa.

Estudos em relação a análise da inserção de parques eólicos nas redes seguem sendo realizados. Bekri et al. (2014) apresentam o impacto da integração do gerador eólico em substituição ao gerador síncrono com relação ao fluxo de carga, os autores mantêm fixa a velocidade do vento e verifica-se que o comportamento do fluxo de potência é significativamente afetado quando a turbina eólica baseada em DFIG (*Double-Fed Induction Generator*) substitui um gerador síncrono equivalente.

A integração de turbinas DFIG e o fluxo de potência nas linhas também foram analisadas por Berdai et al. (2019). Mediante modelo matemático das equações do fluxo de carga do sistema elétrico e resolução pelo método de Newton-Raphson, os autores apresentam os resultados do impacto da participação das turbinas DFIG na estabilidade da rede, considerando a intermitências dos ventos.

A distribuição de *Weibull* é amplamente utilizada com a finalidade de representar séries de vento. Em Nayak and Mohanty (2017), utiliza-se de dados medidos da velocidade do vento e simulações usando a distribuição de *Weibull* para analisar o comportamento desta variável, e calcular a potência convertida pela turbina eólica. Dessa forma os autores conseguiram encontrar resultados promissores na comparação da velocidade do vento medida com a velocidade simulada, resultante da distribuição de *Weibull*.

Neste contexto, este trabalho aborda o impacto da variabilidade da velocidade do vento em um parque eólico no fluxo de carga, utilizando-se da função de distribuição de probabilidade de *Weibull* (FDW) para geração de valores aleatórios da velocidade do vento. Usa-se o método de Newton-Raphson como técnica para resolução do fluxo de carga. Foram realizadas simulações computacionais no *Matpower* 7.1, um pacote Matlab, usando o sistema elétrico *New England* de 39 barras, 46 linhas e 10 geradores (Silva, 2014). O parque eólico foi configurado com 125 turbinas do tipo DFIG de 2 MW cada. A modelagem matemática de uma turbina DFIG consistiu em representar em um melhor polinômio as características de sua curva de potência, em função da velocidade do vento, juntamente com a modelagem da velocidade do vento como uma FDPW. Desse modo, pode-se calcular a potência do aerogerador em diversos cenários de velocidade do vento. Destaca-se que a variabilidade da velocidade do vento possui um impacto relevante no fluxo de carga com oscilações e alterações do fluxo de potência em linhas próximas ao parque eólico.

2. ENERGIA EÓLICA

Uma turbina eólica é capaz de extrair apenas uma parcela da energia cinética dos ventos que passa através da área varrida pelas pás do rotor do aerogerador. Isso ocorre devido as limitações do sistema mecânico para extração de energia (Leite, 2005). Pode-se definir a potência efetiva extraível como:

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A v C_p(\lambda, \beta), \quad (1)$$

sendo ρ a massa específica do ar, em kg/m^3 , A a área varrida pelas pás do rotor, em m^2 , v velocidade do vento em m/s e C_p o coeficiente de potência do rotor.

O coeficiente de potência indica a eficiência com que a turbina eólica transforma a energia cinética contida nos ventos em energia mecânica girante, e depende da relação de duas variáveis, conforme mostra-se na Fig. 1. O coeficiente adimensional λ , conhecido por velocidade específica de ponta, que relaciona a velocidade da ponta da pá da turbina com a velocidade do vento.

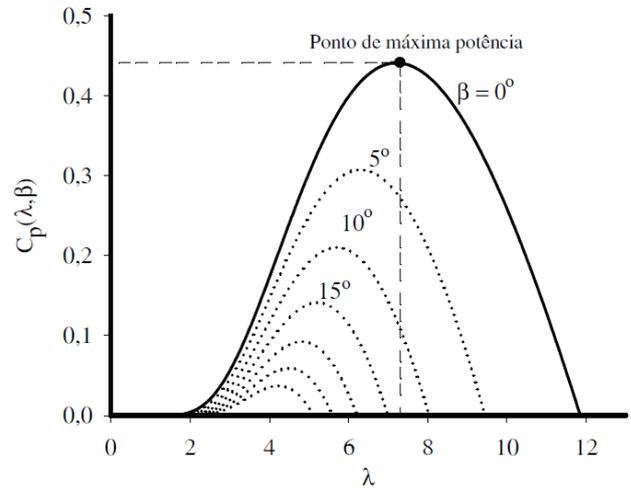


Fig. 1. Coeficiente de potência em função da velocidade específica de ponta e o ângulo de passo (Taveiros, 2014).

$$\lambda = \frac{\omega_r r_T}{v}, \quad (2)$$

sendo r_T o raio do rotor (comprimento das pás) em metros e ω_r a velocidade angular de rotação do rotor em rad/s .

O ângulo β é o ângulo de passo (pitch) das pás da turbina, que está relacionada com a rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal.

As turbinas eólicas de velocidade fixa normalmente otimizam o coeficiente de potência para a velocidade nominal de operação da turbina. Nas turbinas de velocidade variável, há a possibilidade de ajustar o seu coeficiente de potência ótimo para cada velocidade do vento, permitindo assim uma maior extração da sua potência (Bonelli, 2010).

O coeficiente de potência também pode ser expresso por uma equação baseada nas características da turbina eólica obtidos de forma empírica, dada por:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda_i}} \quad (3)$$

Em que o fator λ_i é definido por:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4)$$

Vale ressaltar que, teoricamente, o coeficiente de potência máxima, $C_{p,max}$, alcançada por uma turbina eólica é cerca de 59,3% da potência total contida no vento, sendo denominado Limite de Betz. Segundo Leite (2005), na prática este valor é ainda menor, devido às limitações do

sistema mecânico da turbina eólica, e considera-se razoável para potência extraível em torno de 35% a 40%.

2.1 Velocidade variável

As turbinas de velocidade variável estão cada vez mais comuns no mercado. Essa atratividade se dá pelo melhor aproveitamento da energia provinda das diferentes velocidades de vento que atingem as pás do aerogerador, através do ajuste da velocidade de rotação do rotor da turbina (ω_r), em uma ampla faixa de velocidade de vento (v), de modo que a velocidade específica de ponta máxima seja mantida (Ackermann, 2005).

Segundo Polinder et al. (2013), entre os sistemas de velocidade variável a tecnologia mais comumente utilizada é o gerador de indução duplamente alimentado, ou DFIG. A preferência do mercado por este tipo de máquina, deve-se pela flexibilidade que este tipo de turbina proporciona, conciliando funcionamento da máquina em velocidade variável e máximo aproveitamento da energia do vento.

2.2 Configuração DFIG

O gerador (DFIG) é uma máquina assíncrona de rotor bobinado, acoplado a turbina eólica através de uma caixa de transmissão, com o estator conectado diretamente à rede elétrica e o rotor interligado via conversores de frequência CA-CC-CA (Tavares, 2013). Na Fig. 2, apresenta-se uma representação básica de um aerogerador DFIG.

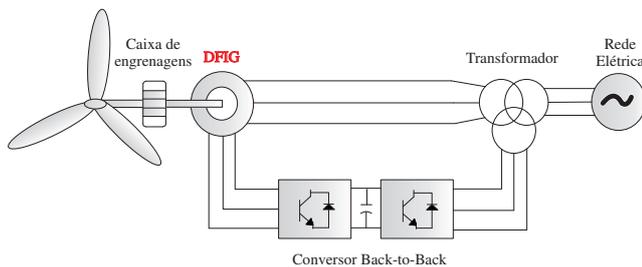


Fig. 2. Representação do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (Fonseca, 2015).

A extração da potência ocorre tanto no estator quanto no rotor, no entanto com os conversores estáticos ligados apenas ao rotor, sendo assim chamados conversores de escala parcial. Os conversores CA-CC-CA, são dois conversores conectados *back-to-back*. O ligado à rede determina a frequência de saída do DFIG, no caso do Brasil, 60 Hz, e controla a tensão no barramento CC. O conversor conectado ao rotor da máquina opera em diferentes frequências conforme a velocidade do aerogerador, de modo que consiga controlar o torque do DFIG e o fator de potência dos terminais (Fonseca, 2015).

3. IMPACTO DA VELOCIDADE DOS VENTOS NO FLUXO DE CARGA

3.1 Máximo aproveitamento da potência do vento

Os aerogeradores possuem sistemas de controle que atuam nas partes eletrônica, elétrica e mecânica. Atualmente, são dois os principais de controle: o controle *stall* e *pitch*.

O controle *pitch*, possui um mecanismo ativo e as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal; em outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo (β) para melhor aproveitar a velocidade do vento. Para as velocidades de vento superiores a velocidade nominal do aerogerador, as pás são posicionadas a fim de reduzir a velocidade de rotação de forma que o aerogerador produza apenas a potência nominal até seu limite de suportabilidade da velocidade do vento, denominado velocidade de corte, que é quando o aerogerador interrompe a geração de potência (Ackermann, 2005).

Apesar do controle *pitch* conter algumas desvantagens, como maior custo comparado com a topologia que utiliza o controle *stall* e controle de maior complexidade, por ser ativo, os sistemas mais modernos, que utilizam topologias de velocidade variável, comumente optam pelo controle *pitch* como técnica de controle (Bonelli, 2010).

3.2 Função de densidade de probabilidade de Weibull

A FDPW é amplamente utilizada para o cálculo da probabilidade da variável aleatória de velocidade do vento, pois, dentre as várias funções de densidade de probabilidade existentes, é a que melhor representa este comportamento (Leite, 2005).

A FDPW estima a probabilidade de ocorrência da velocidade do vento em determinada região ou período, e é definida por (Souza, 2020):

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right], v < 0 < \infty \quad (5)$$

sendo v a velocidade para a qual se deseja calcular a probabilidade, c e k são respectivamente os parâmetros de escala e de forma. O fator de forma (k) é adimensional e indica a variação de velocidade do vento, quanto maior o valor do parâmetro k , mais estreita e mais pontuda é a curva de Weibull, conforme está representado na Fig. 3. O fator de escala (c), em m/s , está relacionado ao valor médio da velocidade, quanto maior o valor de c , maior será o valor de velocidade média.

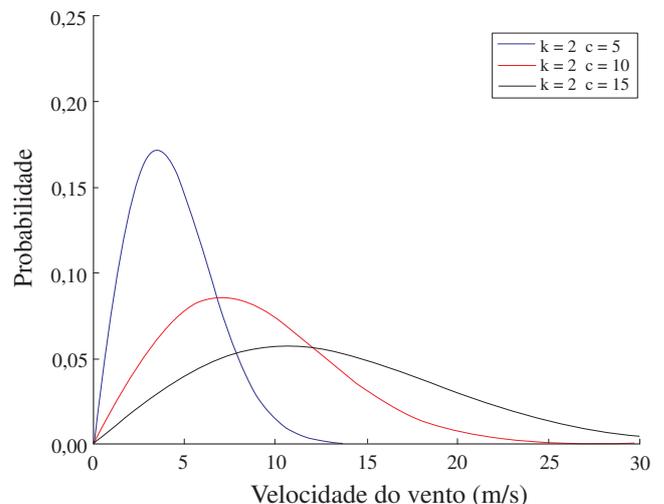


Fig. 3. Gráfico da função de densidade de probabilidade de Weibull (Souza, 2020).

A característica mais marcante na distribuição de *Weibull* é que nem sempre existirá simetria na curva. Para a FDPW, dada uma velocidade do vento a mesma estima a probabilidade de ocorrência do vento na região ou período. No modelo proposto neste trabalho, a variável aleatória não é a velocidade do vento em si e sim a potência eólica calculada a partir da velocidade do vento.

3.3 Fluxo de carga com geração eólica

A inserção de geração eólica na rede elétrica implica em um maior nível de imprevisibilidade e variedade adicionada ao sistema. Esta variabilidade está relacionada com a intermitência dos ventos que afeta diretamente nos níveis de energia produzida, e conseqüentemente, no fluxo de carga.

No caso da geração eólica, por considerar o vento para sua produção, conforme (1), que é incerto, é necessário determinar a probabilidade de ocorrência da potência eólica disponível. Desta forma, a potência eólica gerada a partir da velocidade do vento torna-se uma variável aleatória estocástica. Em função das características do perfil do vento, a injeção de potência aparente de um parque eólico pode apresentar uma variabilidade temporal (sazonal, diária) que origina flutuações de tensão indesejáveis nos barramentos próximos ao parque eólico e interferem diretamente nos padrões da energia fornecida (Neves, 2014). Além das variáveis magnitudes e ângulos de tensão no estudo do fluxo de carga, as potências dos geradores do sistema eólico também se tornam variáveis. Portanto, temos que a potência eólica é calculada a partir da velocidade do vento incidente na turbina. Em López et al. (2014), foi utilizado uma modelagem que caracteriza as injeções de potências de um aerogerador DFIG, em função da velocidade do vento, mediante:

$$P_{GW} = -0,0146591v^6 + 0,82061v^5 - 18,725v^4 + 222,48v^3 - 1447v^2 + 4883v - 6673,3 \quad (6)$$

sendo P_{GW} a potência ativa gerada pelo parque eólico e v a velocidade do vento.

A escolha do grau 6 do polinômio (6) foi em função deste apresentar uma porcentagem de erro mais baixo em relação as demais aproximações estudadas.

4. METODOLOGIA

A metodologia consiste em inserir os modelos de geração eólica no problema de fluxo de carga a fim de verificar o comportamento do sistema diante da variabilidade da velocidade dos ventos. Para isso, foi necessário realizar uma modelagem do aerogerador DFIG e da velocidade dos ventos.

4.1 Modelagem do aerogerador DFIG

Para a modelagem das características do aerogerador DFIG, sob regime permanente, foi considerado a injeção de potência ativa (P_{GW}) para velocidade de ventos (v) entre 0 e 20 m/s . Já a potência reativa (Q_{GW}) foi obtida considerando o fator de potência igual a 0,92 indutivo.

A disponibilidade de potência ativa para o aerogerador apresenta-se na Tabela 1.

Os dados de disponibilidade de geração para o aerogerador foram extraídos da curva de potência da turbina Gamesa G97 (Bauer and Matysik, 2015).

Tabela 1. Capacidade de geração de potência ativa da turbina Gamesa G97 em função da velocidade do vento.

Velocidade do vento (m/s)	Potência (kW)
1	0
2	0
3	14
4	94
5	236
6	438
7	714
8	1084
9	1508
10	1836
11	1973
12	1992
13	1998
14	2000
15	2000
16	2000
17	2000
18	2000
19	2000
20	2000

Com base nos dados de disponibilidade de geração, foi encontrado o melhor polinômio de ordem 6, similar ao mostrado em 6, que aproxima os pontos de velocidade dos ventos (v) e potência ativa (P_{GW}) no sentido dos mínimos quadrados através do comando *polyfit* do Matlab, que foi representado por:

$$P_{GE} = 0.017518705v^6 - 0.6437v^5 + 8.2303v^4 - 43.7393v^3 + 111.2162v^2 - 103.4328v + 6.9686 \quad (7)$$

sendo P_{GE} dada em kW e v em m/s . Esta equação caracteriza a operação de um determinado gerador DFIG.

A Fig. 4, apresenta a curva de geração para velocidades de ventos de 0 a 13 m/s .

Neste trabalho, entretanto, o interesse está no comportamento do parque eólico, mais especificamente no equivalente dos aerogeradores. Dessa forma, para esta análise, todos os aerogeradores têm características e potências nominais similares.

4.2 Modelagem da velocidade do vento

A modelagem da velocidade do vento adotada consiste na utilização da FDPW para determinar as séries temporais de vento. O fator de forma e o parâmetro de escala escolhidos neste artigo foram 3,18 e 8,46 m/s , respectivamente. Estes valores definidos estão apresentados em Leite (2005), em que foram expostas as principais características de séries temporais de vento coletadas em regiões de bom potencial eólico brasileiro.

Na Fig. 5 mostra-se o gráfico de velocidade de vento utilizado, obtido através da distribuição de *Weibull*. Para

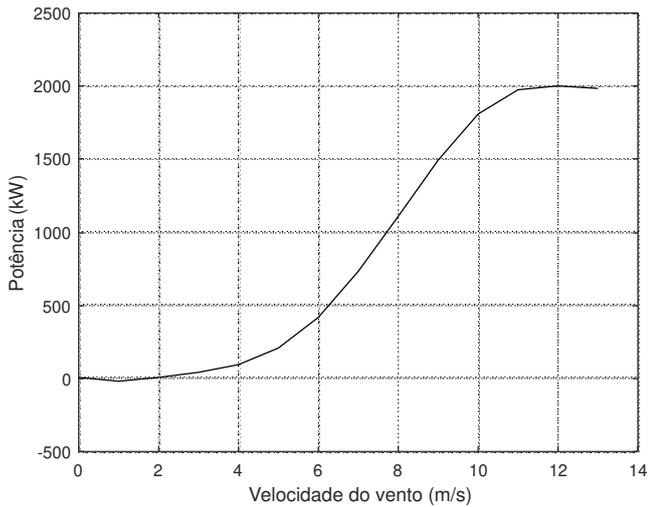


Fig. 4. Representação gráfica para geração de potência ativa.

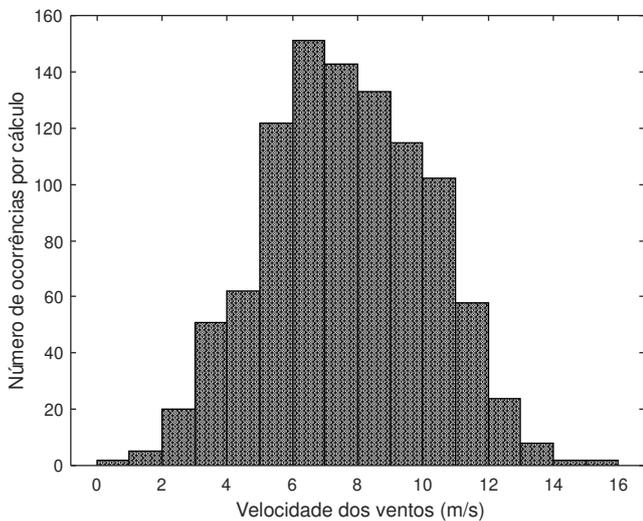


Fig. 5. Distribuição de *Weibull* para o fator de forma 3,18 e parâmetro de escala 8,46 m/s.

tanto, foi utilizado o comando *wblrnd* do Matlab que tem por finalidade gerar valores aleatórios seguindo essa distribuição e que satisfaça o fator de forma e o parâmetro de escala determinado. A potência ativa gerada no parque eólico é definida após determinar a velocidade do vento em certo instante, pela FDPW.

4.3 Aplicação

A simulação foi conduzida utilizando-se o sistema *New England* de 39 barras, conforme mostrado na Fig. 6. Os dados para este sistema podem ser obtidos em Zimmerman et al. (2011). Para o estudo da inserção de energia eólica, foi adicionada ao sistema um parque eólico contendo 125 turbinas do tipo DFIG com capacidade de geração de 2 MW cada.

Inicialmente, realizou-se as simulações com o sistema original, sem a penetração do parque eólico, posteriormente, as simulações foram elaboradas com o parque eólico inserido na barra 30, conforme mostra-se na Fig. 6. O parque eólico foi definido como uma barra *PQ*, na qual há consumo de

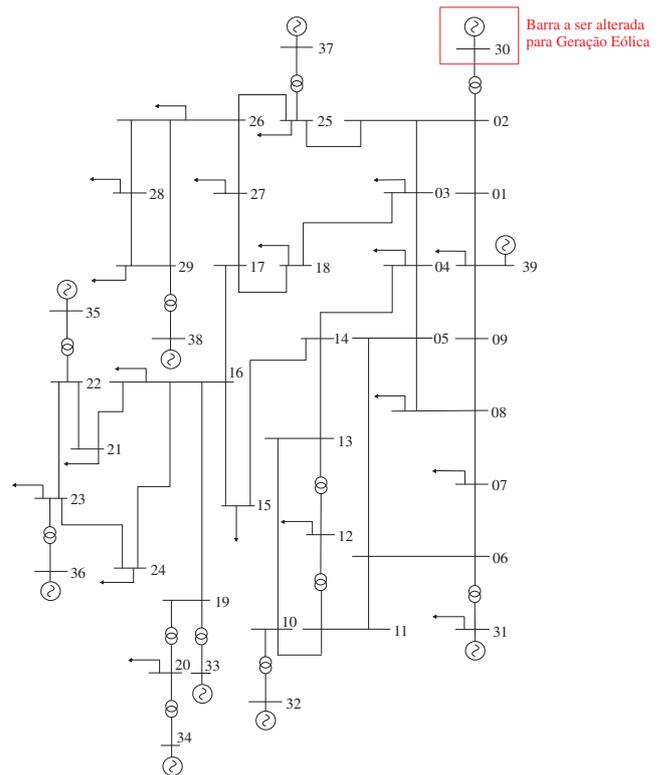


Fig. 6. Sistema *New England* (Silva, 2014).

potência reativa e a potência ativa está saindo da barra, ou seja, a potência ativa é negativa.

A ferramenta utilizada para simulação do sistema foi o *Matpower 7.1*, um pacote Matlab (Zimmerman et al., 2011). Nesta ferramenta utiliza-se um algoritmo de fluxo de carga com o método de Newton-Raphson. A partir dos dados de entradas do sistema, o programa monta as matrizes admitância e Jacobiana, necessárias para o método iterativo, e resolve o problema do fluxo de carga, conforme descrito em Stevenson (1986).

Alterações nos códigos que executam os fluxos de potência foram realizados com o intuito de criar um laço de repetições para simular o comportamento variável do vento, gerando valores de velocidade que obedecem a distribuição de *Weibull*. Como a potência ativa e reativa do parque é em função da velocidade do vento, são gerados valores de potências variáveis para a barra na qual a usina eólica está instalada. Finalmente, o fluxo de carga é executado para cada um dos valores de potência. Para cada repetição do laço foi armazenado os dados do sistema das simulações.

Na Fig. 7 apresenta-se o fluxograma para melhor visualização dos passos realizados. Inicialmente na simulação, foi definido um total de 1 mil valores aleatórios para a FDPW representar uma distribuição próxima das suas características. Com base nisso, foi criado um laço de repetição para que em cada um dessas repetições fossem possíveis a geração aleatória, segundo a FDPW, da velocidade do vento. A partir disso, o cálculo das potências para o aerogerador DFIG foram realizados utilizando o polinômio, representado em 7, e considerando o fator de potência igual a 0,92 indutivo. Os dados do sistema e das potências do DFIG foram lidos pelo *Matpower 7.1*, e tiveram solução para o problema do fluxo de carga seguindo

etapas descritas em Stevenson (1986). O laço foi concluído e a simulação finalizada após encontrar 1 mil soluções do problema do fluxo de carga para cada valor aleatório da velocidade do vento, segundo a FDPW. Todos os valores foram armazenados e plotados em gráficos para análise dos resultados.

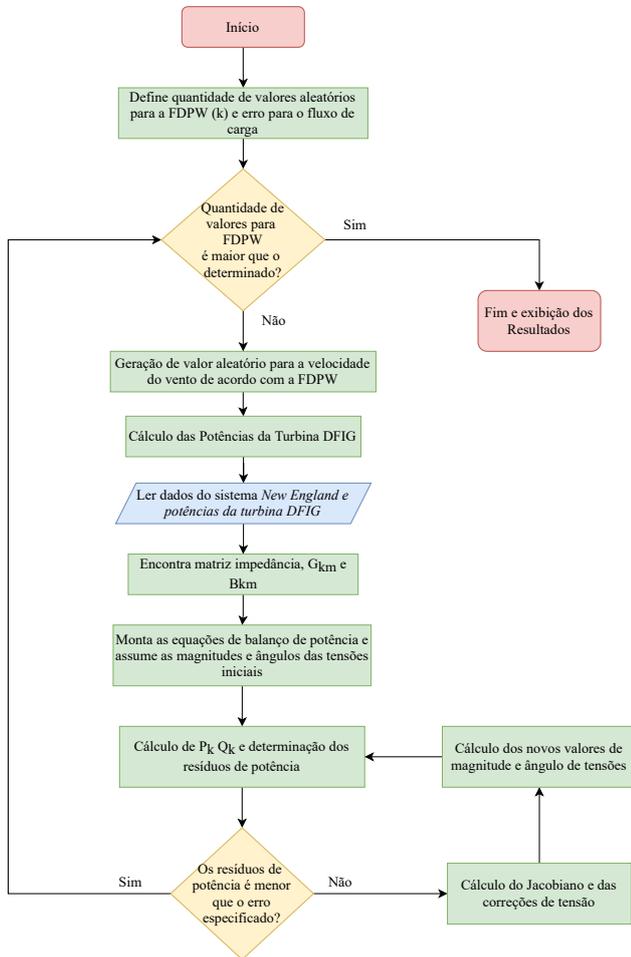


Fig. 7. Fluxograma da metodologia realizada.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir dos cálculos de fluxo de carga realizados no sistema, os dados foram tratados. Desta forma, foi possível compreender o comportamento do fluxo de carga em relação a variabilidade da velocidade do vento. Detalhadamente, neste estudo, dois cenários para o cálculo de fluxo de carga do sistema *New England* foram realizados:

- Cenário 1: Análise do fluxo de carga sem a inserção do parque eólico;
- Cenário 2: Análise do fluxo de carga com a inserção e operação do parque eólico.

5.1 Cenário 1: Análise do fluxo de carga sem a inserção do parque eólico

Este cenário foi simulado com o objetivo de comparar o sistema original com o cenário onde será inserida a geração eólica.

As configurações do sistema, incluindo as perdas de potência ativa e reativa, a capacidade de geração, a magnitude e ângulo de tensão com suas respectivas barras de ocorrência, entre outras informações, estão presentes em Zimmerman et al. (2011).

5.2 Cenário 2: Análise do fluxo de carga com a inserção e operação do parque eólico

O parque eólico com turbinas DFIG, teve sua operação em condições de regime permanente, conectada na barra 30, alterando de barra *PV* para barra *PQ*, em que há injeção negativa de potência ativa. A capacidade de geração eólica (GE) do parque atinge 250 MW, mas como a potência ativa da barra depende da velocidade do vento, esse valor não será constante.

As Fig.8 e 9 mostram a relação da geração de potências do parque eólico e das barras mais próximas comparado ao cenário 1. Pode-se observar pelo gráfico como a barra de referência complementa a falta de geração do parque eólico em relação à potência ativa. Devido a barra da usina eólica não injetar o valor de potência de 250 MW em grande parte das situações a barra slack é forçada a fornecer uma potência maior para suprir a demanda das cargas, injetando em média, um valor superior ao verificado no cenário 1. O mesmo ocorre para geração de potência reativa da barra slack e das demais barras geradoras próximas ao parque eólico, explicado pela demanda de reativo dos aerogeradores.

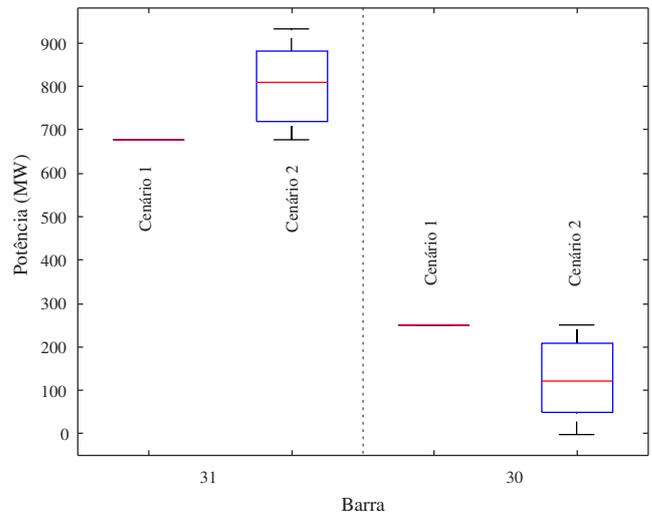


Fig. 8. Potência ativa injetada pela barra slack e Paque Eólico em relação a velocidade do vento.

Os resultados da injeção de potência no sistema mostram como a variabilidade da velocidade dos ventos e a amplitude de variação que estas velocidades ocorrem, resultam em uma operação sobrecarregada das barras com geradores próximos ao parque.

A Fig. 10 mostra-se o comportamento dos fluxo de potência ativa nas linhas próximas ao parque eólico. Verifica-se novamente através desse fluxo a redução de geração do parque eólico através da diminuição do fluxo da linha 30-2. Note também que o fluxo de potência ativa tem uma alteração nas características do cenário 1 para o cenário 2 na região de cargas (barra 3,4 e 18), especialmente na

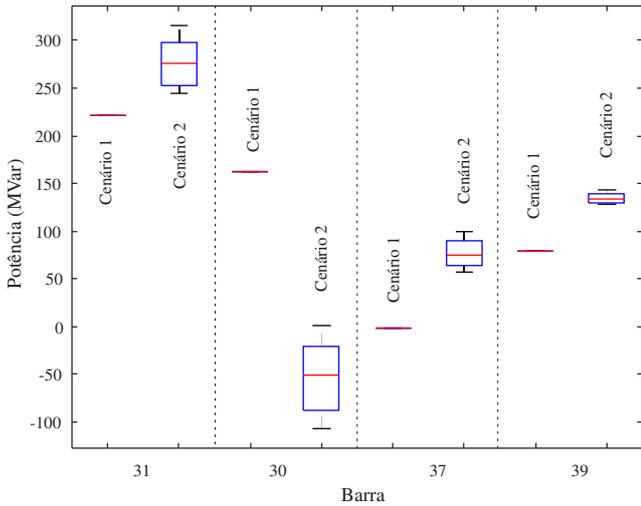


Fig. 9. Potência reativa injetada pela barra slack e consumo do Paque Eólico em relação a velocidade do vento.

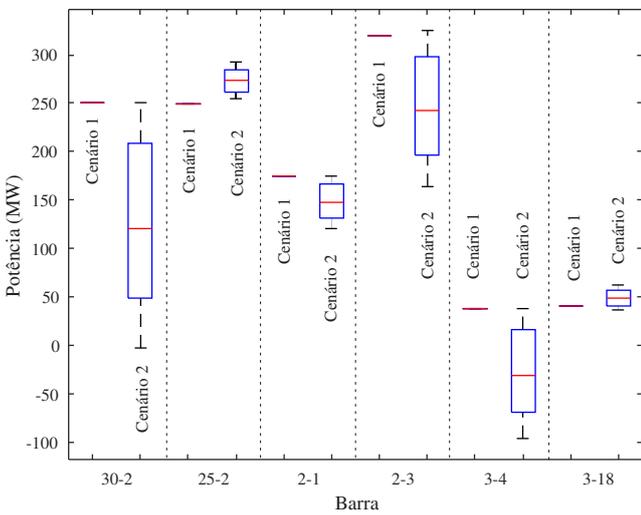


Fig. 10. Fluxo de potência ativa em barras próximas ao Parque Eólico.

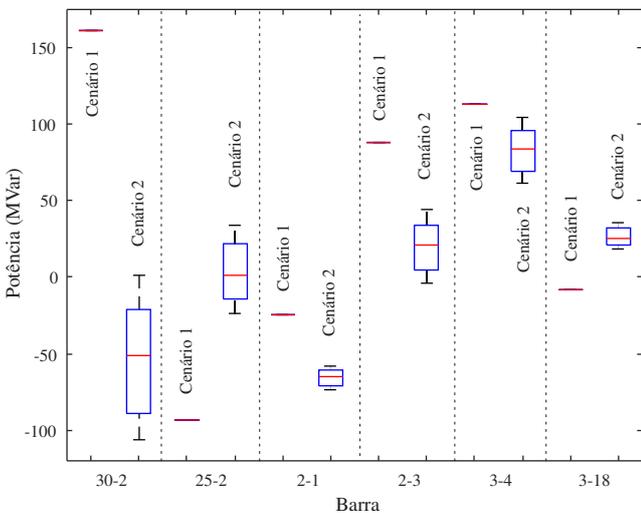


Fig. 11. Fluxo de potência reativa em barras próximas ao Parque Eólico.

linha 3-4, que tem seu sentido de fluxo alterado em grande parte dos resultados.

A Fig. 11 mostra-se os fluxos de potência reativa entre as linhas. Observa-se através do gráfico que devido ao consumo de reativo do parque, há um aumento do fluxo de reativo da linha 2-1 afim de suprir esse aumento no consumo, e também há modificações nas médias do fluxo na região de carga em cada cenário. Isso mostra como a elevação do consumo reativo do parque com o aumento da velocidade dos ventos afeta o sentido e a magnitude do fluxo de potência reativa das linhas.

Na Fig. 12, mostra-se o comportamento do módulo da tensão da barra do parque eólico. Observa-se pelo módulo de tensão da barra do parque eólico uma variação no cenário 2 entre 0,97 a 1,0 pu, aproximadamente. Explicado pelo maior consumo de potência reativa para valores elevados da velocidade dos ventos.

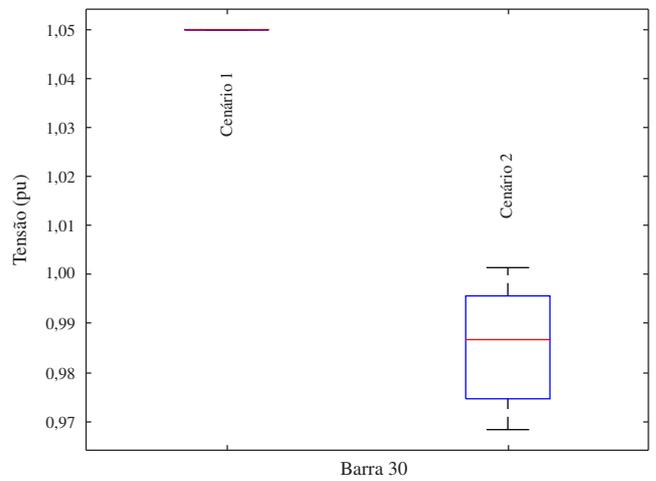


Fig. 12. Módulo de tensão da barra do Parque Eólico.

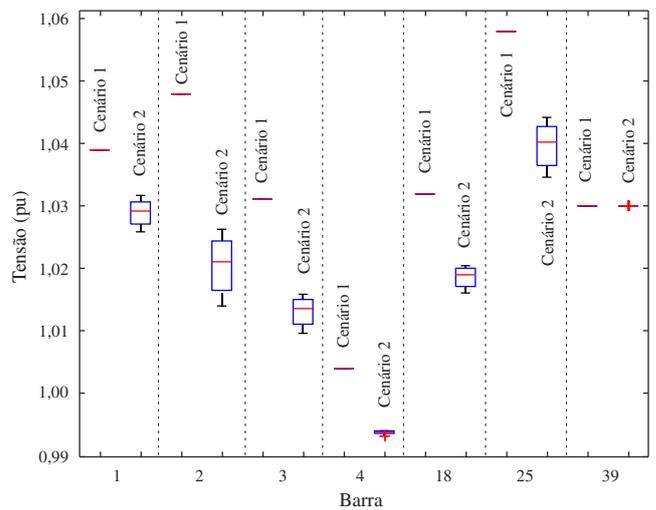


Fig. 13. Módulo de tensão da barra próximas ao Parque Eólico.

A Fig. 13 mostra-se o comportamento dos módulos de tensão das demais barras do sistema, com a variação da geração eólica ao longo das simulações. Todas as barras, exceto a barra 39, tiveram uma queda considerável no módulo de tensão decorrentes do aumento do fluxo de potência reativa no parque eólico.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise do impacto da velocidade do vento no fluxo de carga do sistema elétrico de potência. Para as simulações desse impacto, utilizou-se o sistema da *New England* com 39 barras. Na simulação desenvolvida, utilizou-se um polinômio para caracterizar a curva de potência ativa da turbina DFIG, e a ferramenta de solução do fluxo de carga foi utilizada para calcular várias situações operativas do sistema diante da variabilidade da geração eólica.

A velocidade do vento e, conseqüentemente, a geração eólica representada pela FDPW, foi efetiva para avaliar o impacto desta variável no fluxo de carga. Os resultados mostram que a integração do parque eólico no sistema elétrico, afeta no fluxo de potência nas linhas que estão próximas às barras do parque em diferentes velocidades do vento. Em velocidades baixas, a geração eólica injeta uma menor potência ativa no sistema, conseqüentemente, a barra de geração compensa essa baixa injeção. Em velocidades altas, acima da nominal, a geração eólica injeta a potência ativa projetada, o que diminui a necessidade de alta geração da barra slack, além disso, há o aumento do consumo reativo, forçando as barras de geração vizinhas ao parque suprir essa demanda, implicando também em uma diminuição das tensões das barras próximas ao parque eólico. Assim, considerando a velocidade do vento, os resultados alcançados indicam que esta variável possui um impacto significativo no fluxo de carga do sistema elétrico de potência.

REFERÊNCIAS

- ABEEólica (2021). Boletim anual de geração eólica 2020. URL http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o-2020.pdf. Último acesso 15 Outubro 2021.
- Ackermann, T. (2005). *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons, Chichester.
- Bauer, L. and Matsysik, S. (2015). Wind turbine models. gamesa g97. URL <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/764-gamesa-g97>. Último acesso 21 Outubro 2021.
- Bekri, O., Fellah, M., and Benkhoris, M. (2014). Impact of the wind generator on the power flow in the electric grid. *3rd International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA)*, 1–6.
- Berdai, A., Gourma, A., Reddak, M., and Tytiuk, V. (2019). Overviewing of the impact of wind farm integration on power grid. *IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*, 282–285.
- Bonelli, A. (2010). Modelagem e simulação de unidade eólica para estudos de indicadores de qualidade da energia elétrica. Universidade Federal de Uberlândia.
- Ferreira, C., Gama, J., Matias, L., Botterrud, A., and Wang, J. (2011). A survey on wind power ramp forecasting. Argonne National Lab.(ANL), Argonne, IL (United States).
- Fonseca, H. (2015). *Estudo da modelagem de um aerogerador de indução de dupla alimentação*. Ph.D. thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Jacob, N. (2013). *Estudo do fluxo de potência de um gerador de indução de dupla alimentação atuando em um sistema de geração eólio-elétrica*. Ph.D. thesis, Universidade de São Paulo.
- Leite, A. (2005). Modelagem de fazendas eólicas para estudos de confiabilidade. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- López, G., Belati, E., and Filho, A. (2014). Flujo de potencia óptimo multiobjetivo para el análisis de sistemas de potencia con generación eólica. *Energética*, 41–47.
- Nayak, A. and Mohanty, K. (2017). Adequacy assessment of wind energy conversion system through simulating wind speed using weibull distribution. *National Power Electronics Conference (NPEC)*, 102–105.
- Neves, P. (2014). Interligação da geração eolielétrica com o sistema elétrico de potência. Universidade Federal da Bahia.
- Polinder, H., Ferreira, J., Jensen, B., Abrahamsen, A., Atallah, K., and McMahan, R. (2013). Trends in wind turbine generator systems. *IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics*, 174–185.
- Silva, J. (2014). Avaliação de operação ilhada de sistemas elétricos de potência. Universidade Federal de Juiz de Fora.
- Souza, R. (2020). *Programação do despacho termo-eólico por fluxo de potência ótimo ativo/reactivo solucionado por métodos de pontos interiores/exteriores*. Ph.D. thesis, Universidade Estadual Paulista.
- Stevenson, W. (1986). *Elementos de análise de sistemas de potência*. McGraw-Hill, São Paulo.
- Tavares, C. (2013). Modelagem de aerogeradores de indução dupla alimentação para estudos de transitório eletromagnético. Universidade Federal de Pernambuco.
- Taveiros, F. (2014). Sistema de conversão de energia eólica baseado no gerador de indução duplamente alimentado: análise e contribuição ao controle da máquina. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Zimmerman, R., Murillo-Sanchez, C., and Thomas, R. (2011). Matpower: Steady-state operations, planning and analysis tools for power systems research and education. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26, 12–19.