

Coordenação do Gerenciamento Reativo Ótimo em Sistemas de Transmissão Considerando Variações na Velocidade do Vento em Aerogeradores

LEONARDO L. S. SANTOS*, MARJHORRE L. L. ZINATTO Malfatti**, ANTONIO R. S. NETO***, JOEL D. MELO****, EDMARCIO A. BELATI*****, EDUARDO W. S. ÂNGELOS*****

* Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do ABC Avenida: Dos Estados, 500, Bangu, 09210-580, Santo André - SP, Brasil. (leonardo.solera@ufabc.edu.br)

** Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do ABC Avenida: Dos Estados, 500, Bangu, 09210-580, Santo André - SP, Brasil. (marjhorre.laylakar@ufabc.edu.br)

*** Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do ABC Avenida: Dos Estados, 500, Bangu, 09210-580, Santo André - SP, Brasil. (antonio.rodrigues@aluno.ufabc.edu.br)

**** Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do ABC Avenida: Dos Estados, 500, Bangu, 09210-580, Santo André - SP, Brasil. (joel.melo@ufabc.com.br)

***** Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do ABC Avenida: Dos Estados, 500, Bangu, 09210-580, Santo André - SP, Brasil. (edmarcio.belati@ufabc.edu.br)

***** Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do ABC Avenida: Dos Estados, 500, Bangu, 09210-580, Santo André - SP, Brasil. (eduardo.werley@ufabc.edu.br)

Abstract: In recent years, new sources of reactive power have been connected to the transmission networks in order to improve voltage profile. Among these sources, the reactive power provided by wind farms can collaborate with the control of voltage levels. However, the reactive power of these wind farms must be coordinated with other reactive sources available in the transmission network, such as capacitor banks or static voltage compensators, to ensure the proper operation of the transmission system. The objective of this work is to carry out the coordinated reactive management in transmission systems with wind farms and other reactive sources, creating confidence intervals that help in the analysis of the safe operation of the electrical system in the face of variations in wind speed. The methodology uses an optimal power flow model to minimize the losses in the transmission system and the sum of the voltage deviations from the value defined as a reference. The variation in wind speed is characterized by the Weibull distribution. The values of this distribution are input data for the optimal power flow model, whose output provides sample values for defining the confidence intervals of the injected reactive power and the voltage values in each bus of the electrical system. The proposal was tested using 140 buses Spanish test system to perform the coordinated and optimized management of reactive power. The results found can help in the decision-making process in the operation of electrical systems.

Resumo: Nos últimos anos, novas fontes de potência reativa têm sido conectadas às redes de transmissão para melhorar o perfil de tensão. Dentre essas fontes, a energia reativa fornecida pelos parques eólicos pode colaborar com o controle dos níveis de tensão. No entanto, a potência reativa desses parques eólicos deve ser coordenada com outras fontes reativas disponíveis na rede de transmissão, como banco de capacitores ou compensadores estáticos de tensão, de forma a garantir a adequada operação do sistema de transmissão. O objetivo deste trabalho é realizar o gerenciamento reativo coordenado em sistemas de transmissão com parques eólicos e outras fontes de reativos, criando intervalos de confiança que ajudem na análise da operação segura do sistema elétrico frente às variações da velocidade do vento. A metodologia utiliza um modelo de fluxo de potência ótimo para minimizar as perdas no sistema de transmissão e a soma dos desvios da tensão em relação a um valor de referência. A variação da velocidade do vento é caracterizada pela distribuição de *Weibull*. Os valores dessa distribuição são dados de entrada para o modelo de fluxo de potência ótimo, cuja saída fornece uma amostra de valores para a definição dos intervalos de confiança da potência reativa injetada e os valores de tensão em cada barramento do sistema elétrico. A proposta foi testada usando um sistema de 140 barras da Espanha para realizar o gerenciamento coordenado e otimizado de potência reativa. Os resultados obtidos podem ajudar na tomada de decisões realizadas dentro da operação em dos sistemas elétricos.

Keywords: Optimal Power Flow; Static Reactive Power Compensator; Wind generator.

Palavras-chaves: Fluxo de Potência Ótimo; Compensador Estático de tensão; Aerogerador.

1. INTRODUÇÃO

A instalação de fontes de geração intermitente nos sistemas elétricos de potência torna a coordenação da energia reativa injetada mais complexa para manter o perfil de tensão dentro dos limites de tensão operacional (Morin et al., 2018; Zhang et al., 2012). Nos últimos anos, a injeção de potência reativa por parques eólicos vem sendo buscada de forma a evitar a instalação de outras fontes de injeção de reativos no sistema elétrico (Anaya & Pollitt, 2020; Huang et al., 2020). Em geral, esses parques possuem geradores de indução duplamente alimentados (DFIG), que podem injetar de forma independente potência ativa e reativa (Kabouris et al., 2010; Zhao et al., 2020). A potência reativa fornecida pelo DFIG depende dos dispositivos conversores de potência (Matos et al., 2019; Pathak et al., 2015). O gerenciamento da potência reativa durante a operação do sistema de transmissão é importante para manter o perfil de tensão dentro dos valores permitidos e minimizar as perdas de potência ativa nos sistemas de transmissão, dentre outros benefícios (Wang et al., 2012; Xiao et al., 2018).

Outra fonte de injeção reativa é o compensador estático de tensão (SVC), que apresenta um tempo de reposta rápido e auxilia no controle e estabilidade da tensão (Nasri et al., 2014). A coordenação adequada do SVC junto a outras fontes de injeção de reativos pode resultar em uma solução com baixo custo operacional (Ghaljehei et al., 2019; Mohanty et al., 2014; She et al., 2011). Para realizar o gerenciamento de potência reativa entre aerogerador, SVC e outras fontes de reativos, algumas técnicas podem ser utilizadas, como o fluxo de potência ótimo (FPO), que determina o ponto ótimo de operação do sistema elétrico considerando as restrições

operacionais do sistema elétrico e a função objetivo. O FPO pode ser caracterizado como reativo se as potências ativas dos geradores das barras PV são fixadas. Esta formulação é utilizada neste trabalho, considerando a otimização dos valores de injeção de potência reativa de fontes instaladas no sistema elétrico.

O FPO reativo permite encontrar o valor de referência de todos os controladores das fontes de injeção de potência reativa disponíveis no sistema elétrico de forma coordenada e otimizada (Amaris et al., 2013). Na literatura especializada, vários modelos de FPO são apresentados com mais de um termo na função objetivo (Wahab et al., 2018). No entanto, a análise sobre a variação de velocidade do vento tem sido pouco explorada para o gerenciamento de potência reativa durante a operação dos sistemas elétricos de potência (Arshad et al., 2019). A maioria dos estudos que exploram essas variações assume cenários determinísticos, considerando um valor único para cada valor da operação (Zhao et al., 2020).

Em alguns outros estudos, curvas de probabilidade para variação de vento (Chien et al., 2020; Roy, 2017) são consideradas, porém sem determinar intervalos de confiança para os valores de potência reativa injetada e de tensão por barramento do sistema elétrico. Esses intervalos de confiança podem ajudar na tomada de decisão dos operadores do sistema elétrico para realizar o ajuste dos valores de referência dos controladores das fontes reativas. Tal ajuste tem sido considerado em alguns trabalhos como um controle secundário realizado pelo operador do centro de controle para melhorar a tensão local em diversas regiões do sistema de potência (Matos et al., 2019; Ghaljehei et al., 2019), como apresentado no diagrama da Fig. 1.

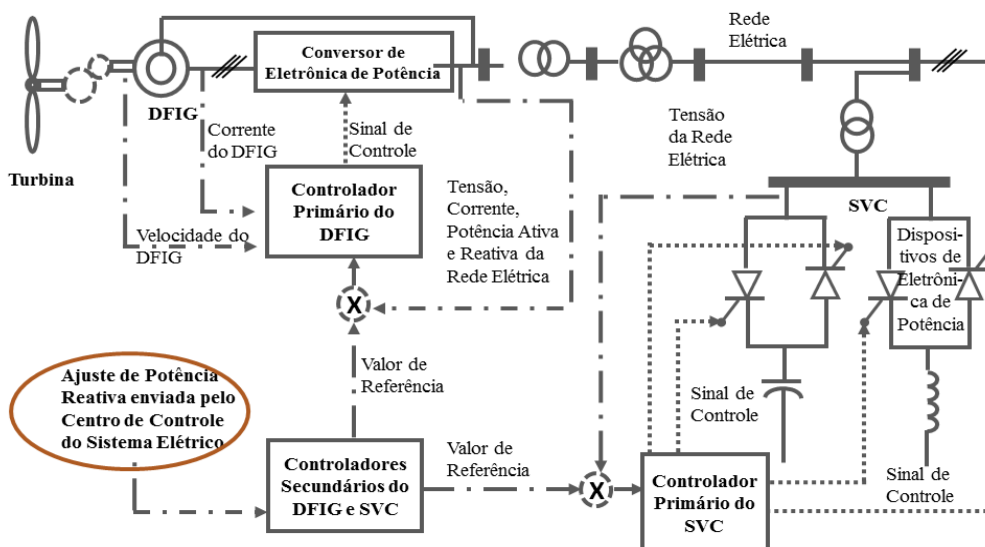


Fig. 1 Diagrama dos sinais de controle das fontes de injeção reativa em sistemas elétricos com DFIG e SVC.

2. GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Na literatura especializada encontram-se várias metodologias para a determinação do ponto de operação ótimo de sistemas elétricos, considerando: restrições físicas das fontes de injeção de reativos, restrições operacionais do sistema elétrico e distintos objetivos para a operação ótima. Em Amaris et al. (2013) foi apresentado um algoritmo genético para resolver um problema multiobjetivo considerando dispositivos SVC e parques eólicos. Porém, nesse trabalho não se analisou a variação da injeção de potência reativa devido a mudanças na velocidade do vento.

Em Da Rosa et al. (2016) considerou-se mudanças de velocidade do vento dentro do FPO, mas desconsiderando outros dispositivos de injeção de reativos, como os dispositivos SVC, que podem colaborar na diminuição das perdas e melhora na estabilidade do perfil de tensão. Em Xiao et al. (2018) é proposta uma estratégia de controle de potência reativa para estabilizar a tensão, com a potência reativa provida por parques eólicos. No entanto, nesse trabalho os autores não analisaram outras fontes de injeção de reativos.

Em Banshwar et al. (2018) apresenta-se uma comparação da prestação de serviços ancilares entre países dos BRICS que contam com uma alta penetração de fontes renováveis. Nessa comparação, mostrou-se as semelhanças e conflitos entre vários modelos de mercado que utilizem serviços ancilares para maximizar a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico. A construção de intervalos de confiança pode auxiliar na tomada de decisão dentro da operação dos sistemas elétricos como será mostrado neste trabalho.

Em Mararakanye & Bekker (2019) mostram-se as complexidades que surgem no planejamento e operação do sistema de energia decorrentes da grande penetração de instalações de energia renovável intermitente, segundo as características da rede e o local de instalação da geração distribuída. O trabalho reforça a importância de um gerenciamento coordenado e otimizado da injeção de potência reativa dentro da operação dos sistemas elétricos.

Diante do panorama descrito, a principal contribuição do presente trabalho consiste em uma metodologia que permite realizar o gerenciamento otimizado e coordenado da injeção de potência reativa em sistemas de potência com parques eólicos e outras fontes de injeção de reativos, minimizando as perdas no sistema de transmissão e a soma dos desvios da tensão em relação a um valor definido como referência. Além disso, a variação na velocidade do vento durante um ponto de operação do sistema elétrico é analisada por intervalos de confiança para os valores encontrados de injeção de potência reativa e valores de tensão por barra. Os resultados da metodologia proposta visam auxiliar na definição de valores de referências para os controladores das fontes reativas instalados no sistema. Ressalta-se que a análise dinâmica do sistema elétrico e dos controladores não é parte do escopo deste trabalho.

3. MODELAGEM DO FPO PARA GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA REATIVA CONSIDERANDO DFIG E OUTRAS FONTES DE INJEÇÃO DE REATIVOS

A metodologia proposta utiliza os parâmetros elétricos das linhas de transmissão, a potência demandada no ponto de operação em estudo e os valores de despacho de geração como dados de entrada. Além disso, o planejador ou operador deve informar os parâmetros de ajuste máximo e mínimo de injeção de reativos de cada fonte. A proposta é baseada em um modelo de FPO reativo que minimiza a função objetivo composta por perdas elétricas e a soma dos desvios da tensão em relação ao valor definido como referência, possibilitando o ajuste dos pesos para cada termo desta função, de acordo com os requisitos de operação do sistema elétrico.

A seguir são mostradas as principais equações da modelagem dos equipamentos de fontes reativas e das funções de probabilidade que foram consideradas no FPO reativo.

3.1 Modelagem do Aerogerador DFIG

Para modelar as características da turbina eólica DFIG considerou-se que a injeção de potência ativa (P_{GW}) e reativa (Q_{GW}) por unidade (p.u.) para cada velocidade do vento (v) é determinada pelas equações descritas em (Rather et al., 2014; Sousa et al., 2016) e apresentadas em (1) e (2).

$$P_{GW} = -7.69 * 10^{-5}v^6 + 4.31 * 10^{-3}v^5 - 9.8310^{-2}v^4 + 1.17v^3 - 7.60v^2 + 2.56 * 10v - 3.5 * 10 \quad (1)$$

$$Q_{GW} = -2.5310^{-5}v^6 + 1.4210^{-3}v^5 - 3.2310^{-2}v^4 + 3.8410^{-1}v^3 - 2.50v^2 + 8.42v - 1.15 * 10 \quad (2)$$

Em geral, a distribuição *Weibull* é utilizada para representar as características de velocidade do vento. Na metodologia proposta, a distribuição *Weibull* é usada para representação da incerteza da velocidade do vento, sendo definida por (3).

$$f_v(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} \exp(-v/c)^k \quad (3)$$

Considera-se que k é o parâmetro de forma e c o parâmetro de escala, obtidos por dados históricos do vento.

3.2 Modelagem de Dispositivos SVC

Em geral, o dispositivo SVC auxilia no fornecimento de potência reativa dinâmica, com tempo de resposta rápido e considerado reatância ajustável com valores-limite para o ângulo de disparo ou limites para a reatância (Sousa et al., 2016), como se ilustra na Fig. 2.

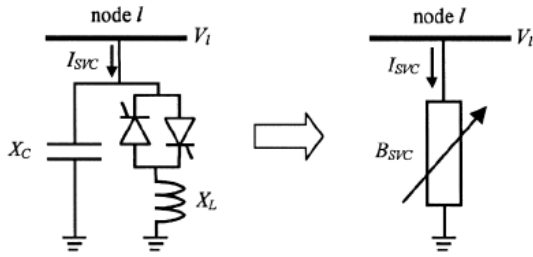


Fig. 2 Dispositivos SVC (Acha et al., 2000).

Na modelagem, considerou-se que a susceptância total do SVC é determinada pelas susceptâncias paralelas equivalentes dos módulos controlados separadamente. Assim, a susceptância tem um limite inferior (B_{SVCmin}) e um limite superior (B_{SVCmax}). A potência fornecida pelo SVC calculada por (4) é considerada como injetada no balanço de potência reativa no FPO reativo.

$$Q_{SVC} = V_{SVC}^2 \times B_{SVC} \quad (4)$$

Sendo que:

Q_{SVC} Potência reativa fornecida pelo SVC ;
 V_{SVC} Tensão na barra de conexão do SVC;
 B_{SVC} Susceptância equivalente do SVC.

3.3 FPO para o Gerenciamento Coordenado de Potência Reativa

Neste trabalho adota-se um modelo de FPO reativo para o gerenciamento de potência reativa na rede de transmissão. O FPO reativo é um caso particular com potência ativa fixa e a otimização realizada considera as variáveis de potência reativa. O modelo matemático está descrito de (5) a (11).

$$\begin{aligned} \min F(x): \\ \min \left(\mu \sum_{r=1}^N \sum_{m=1}^N [g_{rm}(V_r^2 + V_m^2 - 2V_r V_m \cos \theta_{rm})] \right. \\ \left. + \alpha \sum_{r=1}^N (V_r - V_o)^2 \right) \end{aligned} \quad (5)$$

s. a.:

$$P_r = (P_{Gr} + P_{GrW}) - P_{Lr} \quad (6)$$

$$V_r \sum_{m \in T} V_m (G_{rm} \cos \theta_{rm} + B_{rm} \sin \theta_{rm})$$

$$Q_r = (Q_{SVCr} + Q_{GrW}) - Q_{Lr} + Q_r^{sh} \quad (7)$$

$$V_r \sum_{m \in T} V_m (G_{rm} \sin \theta_{rm} - B_{rm} \cos \theta_{rm})$$

$$V_{rmin} \leq V_r \leq V_{rmax} \quad (8)$$

$$Q_{Grmin} \leq Q_{Gr} \leq Q_{Grmax} \quad (9)$$

$$B_{SVCmin} \leq B_{SVC} \leq B_{SVCmax} \quad (10)$$

$$Q_{Gwmin} \leq Q_{Gw} \leq Q_{Gwmax} \quad (11)$$

As variáveis são:

V_r Magnitude da tensão da barra r ;
 V_m Magnitude da tensão da barra m ;
 θ_{rm} Ângulo de fase entre as barras r e m ;
 P_r Injeção líquida da potência ativa na barra r ;
 P_{GrW} Geração de potência ativa do aerogerador na barra r ;
 Q_r Injeção líquida da potência reativa na barra r ;
 Q_{SVCr} Geração de potência reativa na barra r por outras fontes de reativos;
 Q_{GrW} Potência reativa do aerogerador na barra r ;
 Q_r^{sh} Injeção de potência reativa devido a elementos *shunt* da barra r ;
 B_{km} Parte imaginária do elemento da matriz admitância Y_{BUS} Y_{BUS} correspondente a linha r e coluna m .

Os parâmetros são:

g_{rm} Condutância da linha entre as barras r e m ;
 G_{km} Parte real do elemento da matriz admitância Y_{BUS} Y_{BUS} correspondente a linha r e coluna m ;
 μ Peso da função de perdas;
 α Peso da função de desvio de tensão;
 V_o Tensão de referência;
 P_{Gr} Geração de potência ativa na barra r ;
 P_{Lr} Carga ativa na barra r ;
 Q_{Lr} Carga reativa na barra r ;
 V_{rmin} Limite mínimo da tensão no Sistema;
 V_{rmax} Limite máximo da tensão no Sistema;
 B_{SVCmin} Limite mínimo da susceptância do SVC conectado na barra r ;
 B_{SVCmax} Limite máximo da susceptância do SVC conectado na barra r ;
 Q_{Grmin} Limite mínimo da potência reativa que pode ser inserida pelo gerador conectado na barra r ;
 Q_{Grmax} Limite máximo da potência reativa que pode ser inserida pelo gerador conectado na barra r ;
 Q_{Gwmin} Limite mínimo da potência reativa que pode ser inserida pelo aerogerador conectado na barra r ;
 Q_{Gwmax} Limite máximo da potência reativa que pode ser inserida pelo aerogerador conectado na barra r ;

Os Conjuntos são:

T Conjunto de todas as barras m adjacentes à barra r , incluindo a própria barra r ;
 N Número de barras do Sistema;

(7) A restrição em (7) mostra que a metodologia considera a potência que pode ser injetada por qualquer fonte de reativos instalada no sistema. Já a restrição em (9) considera as limitações físicas dos dispositivos de conversão de energia elétrica, como se explica em (Ghaljehei et al., 2019). O valor da potência reativa fornecida pelo SVC em (4) é introduzido no balanço de potência reativa em (6) como injetado. Adicionalmente, os valores de P_{Gw} e Q_{Gw} são calculados

utilizando (1) e (2), sendo que deve ser informado o valor do vento (v) a partir de (3). A partir de (3) é possível criar um conjunto de valores de velocidade, a fim de criar uma amostra e obter um intervalo de confiança. Nas análises de incertezas em modelos estatísticos, intervalos de confiança mostram a faixa de valores nos quais se pode encontrar os valores esperados. Considerando que a mostra estatística caracteriza as variações esperadas em um ponto de operação do sistema elétrico, tais intervalos mostrarão a faixa de valores da potência reativa injetada pelos aerogeradores.

3.4 Criação dos Intervalos de Confiança para cada Faixa de Vento

De acordo com Vidica (2007), com amostras menores iguais a 25, pode-se calcular um intervalo de confiança utilizando as expressões:

$$l_{inferior} = \mu - t \frac{(n - 1,005) * \sigma}{\sqrt{n}} \quad (12)$$

$$l_{superior} = \mu + t \frac{(n - 1,005) * \sigma}{\sqrt{n}} \quad (13)$$

sendo μ a média aritmética da amostra e σ o desvio padrão da amostra obtidas por n execuções do FPO. A parcela $t(n - 1,005)$ é obtida da tabela de distribuição t , como exposto em Vidica (2007). Considerando $n = 25$, temos $t(n - 1,005) = 2,060$, para um nível de confiança de 95% (Trujillo, 2014). Considerando que se deseja ter informações para a operação, optou-se por trabalhar com faixas de velocidade, considerando 25 amostras em cada faixa. Tal critério poderá obter uma resposta rápida como se mostrará na seguinte seção.

Na Fig. 3 é ilustrado o fluxograma da metodologia proposta. Tal sequência de passos deve ser executada para cada faixa de velocidades definida pelo operador e para cada ponto de operação do sistema em estudo.

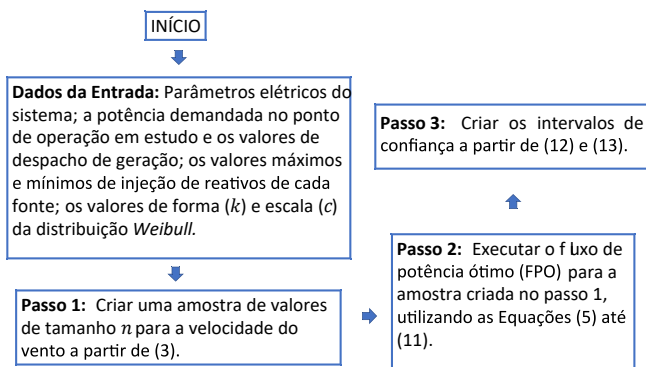


Fig. 3 Sequência de passos da metodologia proposta.

4. APLICAÇÃO DO FPO REATIVO EM UM SISTEMA 140 BARRAS

A rede escolhida para aplicação da proposta representa uma área do sistema de transmissão da Espanha envolvendo 140 barras com três níveis de tensão, 380 kV, 132 kV e 45 kV como explicado em Amaris et al. (2013) e ilustrado na Fig. 4.

Tal sistema conta com três parques eólicos e dois dispositivos SVC. A potência base utilizada é de 100 MVA. Maiores informações sobre o fator de potência da carga podem ser obtidas em Amaris et al. (2013). A alocação das fontes reativas ou sua redistribuição está fora do escopo deste trabalho. Os parques eólicos têm uma potência instalada de 10 MW e estão conectados nas barras 9 e 32. O outro parque eólico, de 10 MW, está conectado na barra 21, junto a um compensador local de 8 Mvar, responsável pela correção do fator de potência do mesmo. Por fim, os dois SVC se encontram conectados na barra 19 e 57, com potências instaladas de 7 e 5 Mvar, respectivamente.

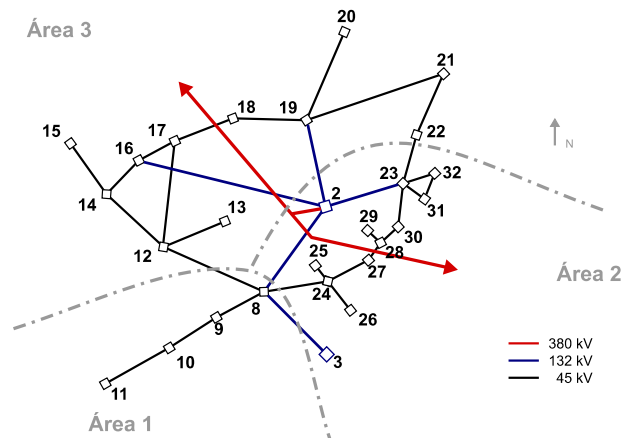


Fig. 4 Sistema teste da Espanha com 140 barras (Amaris et al., 2013).

O sistema teste tem uma carga máxima de 1,4 p.u e os limites de tensão estão em 0,95 a 1,05 p.u. O modelo proposto foi implementado no ambiente de programação AMPL (Hürlimann, 1993), usando o solver K-nitro. A fim de mostrar a eficácia da proposta, as simulações serão realizadas considerando a velocidade variável do vento, para reduzir as perdas de potência ativa e comparar com os resultados apresentados em Amaris et al. (2013).

A capacidade da potência ativa P_{GW} para o parque eólico é mostrada na Tabela 1. Esses valores de potência foram calculados a partir de (1), considerando a faixa de velocidade de 8 a 14 m/s. Considerou-se a faixa de velocidades supracitadas, pois nessa faixa há injeção de potência reativa por parte dos aerogeradores, conforme explicado em Sousa et al. (2016).

Tabela 1. Disponibilidade de potência injetada pelo parque eólico com DFIG

Vento (m/s)	Potência Ativa (pu)
8	0,22
9	0,34
10	0,47
11	0,59
12	0,74
13	0,93
14	1,00

A faixa de valores de 8 m/s a 14 m/s foi subdividida em 3 faixas, como apresentado na Tabela 2. Dentro de cada faixa foram gerados 25 valores de velocidade que seguem uma distribuição de *Weibull*, com o parâmetro de forma e de escala iguais a 1,27 e 2,78, respectivamente, utilizando a equação (3). Em todas as outras tabelas apresentadas nesta seção, l_i é o limite inferior e l_s é o limite superior. Os valores dos limites para potência reativa e tensão estão em Mvar e p.u., respectivamente.

Tabela 2. Faixas de vento consideradas para cálculo do intervalo de confiança

1ª faixa de vento (m/s)	2ª faixa de vento (m/s)	3ª faixa de vento (m/s)
8	9	10
9	10	14

A Tabela 3 apresenta os valores do intervalo de confiança para potência reativa Q e tensão V nas barras com aerogeradores, considerando a minimização das perdas de potência ativa em (5). Observa-se que na primeira faixa de velocidade, o SVC na barra 19 tem uma maior variação de potência reativa para manter a tensão em 1,03 p.u., em comparação a outras fontes de injeção de reativos. Já na segunda faixa de velocidades, o parque eólico conectado a barra 21 é a única fonte de reativos que terá uma variação de potência reativa injetada.

Tabela 3. Intervalo de confiança considerando a minimização de perdas do sistema

1ª Faixa	barra	9	21	32	19	57
	$l_i Q$	0,95	7,42	1,70	6,71	4,64
$l_s Q$	0,95	7,53	1,70	7,33	4,64	
$l_i V$	1,01	1,02	1,00	1,03	1,02	
$l_s V$	1,01	1,02	1,00	1,03	1,02	
2ª Faixa	$l_i Q$	0,95	7,03	1,70	6,87	4,64
	$l_s Q$	0,95	7,10	1,70	6,87	4,65
	$l_i V$	1,02	1,02	1,00	1,03	1,02
	$l_s V$	1,02	1,02	1,00	1,03	1,02
3ª Faixa	$l_i Q$	0,95	7,00	1,70	6,91	4,68
	$l_s Q$	0,95	7,00	1,70	6,91	4,69
	$l_i V$	1,02	1,02	1,01	1,03	1,02
	$l_s V$	1,03	1,03	1,01	1,03	1,02

Em Amaris et al. (2013), o melhor cenário usando o algoritmo genético para minimizar as perdas de potência ativa obtém como resultado o valor de 2,38 MW. Já a metodologia proposta determinou um nível de perdas igual a 2,36 MW para uma velocidade de 14 m/s, como mostra a Tabela 4.

No caso da minimização de perdas, na Tabela 3, observa-se que a variação da injeção de potência reativa em alguns

barramentos é pouco influenciada pela velocidade do vento. Por exemplo, na barra 9 e 32 o valor injetado é de 0,95 e 1,7 Mvar para todos os valores de velocidade. No entanto, na barra 21, os valores de potência injetada do parque eólico variam de 7 a 7,42 Mvar para reduzir as perdas elétricas totais no sistema elétrico. Tendo em vista que a barra 21 possui cargas com maior demanda reativa perto de sua localização, este parque eólico precisa injetar mais potência reativa. Essa classe de resultados reforça a proposta deste trabalho de determinar intervalos de confiança para os valores de potência reativa injetados por barra, pois esses intervalos podem ajudar o operador a definir qual é a barra mais crítica em função da variação do vento.

Tabela 4. Perdas de potência ativa, caso de minimização de perdas apenas

Vento (m/s)	Perda de Potência Ativa (MW)
8	2,93
9	2,79
10	2,67
14	2,36

No caso de considerar a minimização do desvio de tensão, os intervalos de confiança são apresentados na Tabela 5, considerando como valor de referência 1 p.u. Nesse caso, observa-se que há uma maior injeção de potência reativa na barra 21 pelo parque eólico, o que era esperado por causa das cargas próximas em comparação aos valores da Tabela 3. Nota-se também que os intervalos de confiança para duas casas decimais se mantiveram constante, no caso da tensão, com pouca variação na potência reativa injetada.

Tabela 5. Intervalo de confiança para o caso de minimizar o desvio de tensão

1ª Faixa	barra	9	21	32	19	57
	$l_i Q$	0,95	8,00	1,70	6,91	4,67
$l_s Q$	0,95	8,00	1,70	6,92	4,68	
$l_i V$	1,01	1,03	1,00	1,03	1,02	
$l_s V$	1,01	1,03	1,00	1,03	1,02	
2ª Faixa	$l_i Q$	0,95	8,00	1,70	6,93	4,69
	$l_s Q$	0,95	8,00	1,70	6,94	4,70
	$l_i V$	1,02	1,03	1,01	1,03	1,02
	$l_s V$	1,02	1,03	1,01	1,03	1,02
3ª Faixa	$l_i Q$	0,95	8,00	1,70	5,07	4,71
	$l_s Q$	0,95	8,00	1,70	5,07	4,72
	$l_i V$	1,03	1,03	1,01	1,03	1,02
	$l_s V$	1,03	1,03	1,01	1,03	1,02

Quando são considerados os dois termos da função objetivo, adotando pesos iguais a 1 para cada parcela, os intervalos de

confiança da tensão têm pouca variação, como se mostra na Tabela 6. Neste caso, os dispositivos SVC injetam mais potência reativa nas velocidades mais baixas e diminuem com o aumento da velocidade do vento. Já os parques eólicos mantiveram uma injeção fixa de potência reativa. A menor perda de potência ativa para este caso é 2,38 MW, na velocidade de vento 14 m/s. Valor semelhante é obtido no algoritmo genético proposto em Amaris et al. (2013), voltado para minimização de perdas apenas. No entanto, o perfil de tensão resultado da metodologia proposta deixa as tensões em 29 barras em valores a 1 p.u., como mostrado na Fig. 5.

Tabela 6. Intervalo de confiança para o caso de minimizar as perdas e o desvio de tensão

	barra	9	21	32	19	57
1ª Faixa	$l_i Q$	0,95	8,00	1,70	6,91	4,67
	$l_s Q$	0,95	8,00	1,70	6,92	4,68
	$l_i V$	1,01	1,03	1,00	1,03	1,02
	$l_s V$	1,01	1,03	1,00	1,03	1,02
2ª Faixa	$l_i Q$	0,95	8,00	1,70	6,93	4,69
	$l_s Q$	0,95	8,00	1,70	6,94	4,70
	$l_i V$	1,02	1,03	1,01	1,03	1,02
	$l_s V$	1,02	1,03	1,01	1,03	1,02
3ª Faixa	$l_i Q$	0,95	8,00	1,70	4,89	4,71
	$l_s Q$	0,95	8,00	1,70	4,89	4,72
	$l_i V$	1,03	1,03	1,01	1,03	1,02
	$l_s V$	1,03	1,04	1,01	1,03	1,02

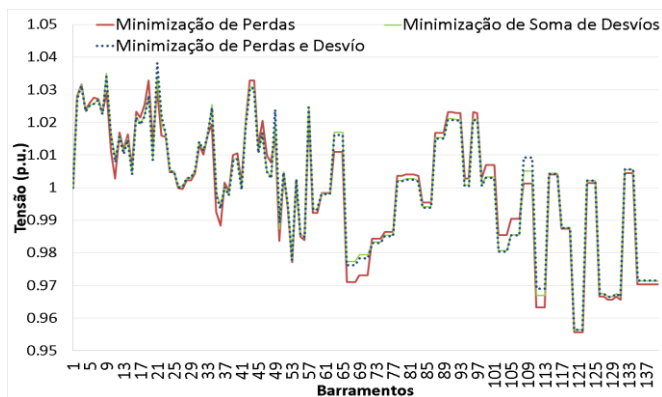


Fig. 5 Perfil de tensão determinado pela proposta.

Na Fig. 5 é mostrado o perfil de tensão do sistema para a velocidade de 14 m/s considerando a função de minimização de perdas, minimização de desvio de tensão, com pesos iguais a 1. Quando se confronta essa figura com os perfis apresentados em Amaris et al. (2013), pode-se observar que a proposta permite obter um maior número de barras com tensão próxima a 1 p.u e com menores valores de perdas elétricas no sistema.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho é apresentado um modelo de FPO para minimização de perdas de potência ativa e do desvio de tensão, determinando um intervalo de confiança para a análise de variação na potência de reativa injetada por causa de variações no vento. Adicionalmente, determinou-se intervalos de confiança para a tensão nos barramentos com fontes de injeção de potência reativa.

O modelo é aplicado a um sistema de 140 barras apresentado em (Hortensia Amaris; Monica Alonso; Carlos Alvarez Ortega, 2013). Os resultados mostram que a metodologia proposta encontra boas soluções para a operação do sistema dentro do intervalo de velocidade de vento de 8 a 14 m/s, reduzindo os valores das perdas do sistema e encontrando um maior número de barras com tensão próxima a 1 p.u. Quando os resultados da proposta são confrontados com os resultados do algoritmo genético proposto em Amaris et al. (2013), os valores encontrados pela proposta são menores.

A modelagem considerou três parques eólicos e dois dispositivos de controle de potência reativa do tipo SVC. A utilização do FPO permitiu que os resultados pudessem ser analisados dentro de intervalos de confiança, de forma a colaborar no processo de tomada decisão no planejamento da operação do sistema elétrico. O método contribui também com a melhora do perfil de tensão na rede, e consequente minimização de perdas, de forma a garantir uma operação segura e econômica do sistema.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a INCT-INERGE e ao CNPq (Projeto Universal n. 432423/2016-8, 422044/2018-0) e à FAPESP (projeto 2019/00466-6, 2018/03015-2) pelo auxílio financeiro.

REFERÊNCIAS

- Acha, E., Agelidis, V. G., Anaya-Lara, O., & Miller, T. J. E. (2000). *Electrical power systems - an overview*.
- Anaya, K. L., & Pollitt, M. G. (2020). Reactive power procurement: A review of current trends. *Applied Energy*, 270(July 2019), 114939. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114939>
- Arshad, M. (2019). Global status of wind power generation : theory , practice , and challenges. *International Journal of Green Energy*, 0(0), 1–18. <https://doi.org/10.1080/15435075.2019.1597369>
- Banshwar, A., Kumar, N., Raj, Y., & Shrivastava, R. (2018). An international experience of technical and economic aspects of ancillary services in deregulated power industry: Lessons for emerging BRIC electricity markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90(March),774–801. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.085>
- Chien, H., Cheng, H., Yang, K., Tsai, Y., & Chang, W. (2020). *Diurnal and semidiurnal variability of coastal wind over Taiwanese waters*. 2014. <https://doi.org/10.1002/we>

- Da Rosa, W. M., Rossoni, P., Teixeira, J. C., & Belati, E. A. (2016). Insertion of wind generators in electrical power systems aimed at active losses reduction using sensitivity analysis. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 80, 306–311. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.02.002>
- Ghaljehei, M., Soltani, Z., Lin, J., Gharehpetian, G. B., & Golkar, M. A. (2019). Stochastic multi-objective optimal energy and reactive power dispatch considering cost, loading margin and coordinated reactive power reserve management. *Electric Power Systems Research*, 166(August 2018), 163–177. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.10.009>
- Hortensia Amaris; Monica Alonso; Carlos Alvarez Ortega. (2013). *Reactive Power Management of Power Networks with Wind Generation*.
- Huang, S., Li, P., Wu, Q., Li, F., & Rong, F. (2020). Electrical Power and Energy Systems ADMM-based distributed optimal reactive power control for loss minimization of DFIG-based wind farms. *Electrical Power and Energy Systems*, 118(December 2019), 105827. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105827>
- Hürlimann, T. (1993). LPL: A Mathematical Programming Language. In *Operations Research Spektrum 15* (Issue 1988, pp. 97–111).
- Kabouris, J., & Kanellos, F. D. (2010). *Impacts of Large-Scale Wind Penetration on Designing and Operation of Electric Power Systems*. 1(2), 107–114.
- Mararakanye, N., & Bekker, B. (2019). Renewable energy integration impacts within the context of generator type, penetration level and grid characteristics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 108(March), 441–451. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.045>
- Matos, K. N. V., Londero, R. R., Affonso, C. de M., & Vieira, J. P. A. (2019). Secondary voltage control applied to DFIG-based wind park and its effect on long-term voltage stability. *Electric Power Systems Research*, 175(May), 105878. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105878>
- Melo Trujillo, J. (2014). Previsão espacial da densidade de carga nos sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a geometria fractal da zona urbana. In *Aleph*.
- Mohanty, A., Viswavandya, M., Ray, P. K., & Patra, S. (2014). Electrical Power and Energy Systems Stability analysis and reactive power compensation issue in a microgrid with a DFIG based WECS. *INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER AND ENERGY SYSTEMS*, 62, 753–762. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.033>
- Morin, J.; Colas, F.; Dieulot, J.; Grenard, S.; Guillaud, X. (2018). To Help a Transmission System in Emergency Situation. *Energy Systems*, 9. <https://doi.org/10.1007/s12667-018-0287-7>
- Nasri, A., Member, S., Conejo, A. J., & Kazempour, S. J. (2014). *Minimizing Wind Power Spillage Using an OPF With FACTS Devices*. 1–10.
- Pathak, A. K., Sharma, M. P., & Bunde, M. (2015). A critical review of voltage and reactive power management of wind farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 460–471. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.015>
- Paulo Moisés Vidica. (2007). *Novas abordagens na evolução de autômatos tarefas em multiprocessadores*.
- Rather, Z. H., Chen, Z., Member, S., Thøgersen, P., & Member, S. (2014). *Dynamic Reactive Power Compensation of Large-Scale Wind Integrated Power System*. 1–11.
- Roy, A. (2017). *A Reliability Assessment Model of a Wind Farm for Generation Adequacy Studies of Wind Integrated Power System*. 566–570.
- She, X., Member, S., Huang, A. Q., Wang, F., & Member, S. (2011). *Wind Energy System with Integrated Functions of Active Power Transfer, Reactive Power compensation, and Voltage conversion*.
- Sousa, T., Santos Souza, F., & Belati, E. A. (2016). Analysis of Reactive Power Support from Wind Generators as Ancillary Service Providers. *IEEE Latin America Transactions*, 14(9), 4021–4027. <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7785928>
- Wahab, I. A. (2018). SC. *Applied Soft Computing Journal*. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2018.01.039>
- Wang, L., Member, S., & Vo, Q. (2012). *Power Flow Control and Stability Improvement of Connecting an Offshore Wind Farm to a One-Machine In finite-Bus System Using a Static Synchronous Series Compensator*. 1–12.
- Xiao, Y., & Wang, Y. (2018). *Reactive Power Optimal Control of a Wind Farm for Minimizing Collector System Losses*. 1–15. <https://doi.org/10.3390/en1113177>
- Zhang, A., Li, H., Liu, F., & Yang, H. (2012). Electrical Power and Energy Systems A coordinated voltage / reactive power control method for multi-TSO power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 43(1), 20–28. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.04.046>
- Zhao, H., Lu, H., Li, B., Wang, X., & Zhang, S. (2020). *Stochastic Optimization of Microgrid Participating Day-Ahead Market Operation Strategy with*.