

GERENCIAMENTO DE ENERGIA REATIVA EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM SVC E GERADORES EÓLICOS DFIG

PAULA A. O. MOLINA¹, BYRON O. PALATE¹, MARJHORRE L. L. ZINATTO Malfatti¹, JOEL D. MELO¹, EDMARCIO A. BELATI¹

1. Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do ABC
Avenida: Dos Estados, 500, Barrio Bangu, 09210-580, Santo André - SP, Brasil.

E-mails: paula.andrea@ufabc.edu.br; byron963@hotmail.com; jhorre_3@hotmail.com;
joel.melo@ufabc.edu.br; edmarcio.belati@ufabc.edu.br

Abstract— The generation of energy using wind power sources in power systems has increased considerably in recent years. However, wind intermittence causes changes in the power generated may compromise the grid voltage profile due to the limitations of reactive power generation. To overcome such limitations, static voltage compensators can be installed in order to maintain bus voltage levels, allowing the system to operate within the limits set for any wind speed condition. To maximize the benefits of such compensators in the electrical network, the reactive power management must be performed. Electrical system operators can perform such management by performing a reactive optimal power flow. This work proposes the modelling of the optimal reactive power flow, considering the objectives of minimizing the active power losses and the voltage deviation of electrical networks with wind farms composed by Doubly-Fed Induction Generator type wind generators and installed static compensators. The proposed model was tested in the IEEE system of 118 buses to show the level of losses and the voltage deviation of the system.

Keywords— Electrical Power Systems, Optimal Power Flow, Static Reactive Power Compensator, Wind turbine.

Resumo— A geração de energia utilizando fontes eólicas no sistema elétrico de potência tem aumentado consideravelmente nos últimos anos. No entanto, a intermitência do vento provoca alterações nas potências geradas pelos sistemas eólicos, podendo comprometer o perfil de tensão da rede devido às limitações de geração de potência reativa por parte dos geradores eólicos e elementos da rede. Para superar tais limitações, compensadores estáticos de tensão podem ser instalados, a fim de manter os níveis adequados de tensão dos barramentos, permitindo que o sistema opere dentro dos limites estabelecidos para qualquer condição de velocidade do vento. Para maximizar os benefícios dos compensadores, o gerenciamento da energia reativa deve ser realizado. Os operadores do sistema elétrico podem realizar esse gerenciamento, por meio de um fluxo de potência ótimo (FPO). Neste trabalho é proposto um modelo de FPO considerando a minimização das perdas de potência ativa e o desvio da tensão de redes com fazendas eólicas compostas por geradores do tipo *Doubly-Fed Induction Generator* e compensadores estáticos instalados. O modelo proposto foi testado no sistema IEEE de 118 barras para analisar as perdas de potência ativa e o desvio de tensão.

Palavras-chave— Aerogerador, Compensador Estático de Potência Reativa, Fluxo de Potência Ótimo, Sistema Elétrico de Potência.

1 Introdução

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) para 2026 prevê, para o Brasil, uma taxa média de aumento de 1,9% anuais, no consumo de energia elétrica entre 2016 a 2026 (EPE 2017). O crescimento da demanda, aliada à capacidade de geração e transmissão, cada vez mais limitada, faz com que os problemas na operação e planejamento se tornem mais complexos. Um desses problemas é o gerenciamento da potência reativa para manutenção do perfil de tensão. A falta de um gerenciamento adequado, no sistema de transmissão de energia, pode resultar em: superdimensionamento das redes elétricas, aumento das quedas nos barramentos da rede e o incremento nas perdas elétricas (Pathak, Sharma, and Bunde 2015).

Por outro lado, a instalação de fontes intermitentes na rede elétrica, como no caso da energia eólica, torna mais complexo o gerenciamento da rede, decorrente da variação da velocidade do vento. Em

geral, uma unidade de geração eólica tem a capacidade de produzir entre 1 e 3 MW de potência ativa (Heier 2006). Nos últimos anos, essa capacidade tem sido incrementada a valores próximos de 10 MW (Møller and Pedersen 2011). Um parque eólico é constituído por um grupo dessas unidades com uma capacidade de geração que pode alcançar mais de 100 MW. Atualmente, estão em operação no Brasil 510 usinas eólicas, segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL (ANEEL 2018). Os parques eólicos, com grandes gerações, podem causar impactos significativos na segurança, qualidade e estabilidade do sistema de energia elétrica. A potência ativa fornecida por estes parques, depende principalmente do tipo da turbina eólica. No entanto, a potência reativa fornecida depende dos dispositivos de conversão de eletrônica de potência (Pathak, Sharma, and Bunde 2015).

Os parques eólicos instalados na rede elétrica causam flutuações e redistribuição de energia reativa, podendo causar problemas de colapso da tensão

(Heier 2006). Assim, o despacho e controle da potência reativa em sistema com fontes eólicas são de fundamental importância para a manutenção da tensão e minimização das perdas de potência ativa na transmissão (Wang and Vo 2013; Nasri et al. 2014).

O gerenciamento de potência reativa estão relacionados à característica da rede elétrica, os níveis de tensão e a impedância de curto-circuito da rede (Pathak, Sharma, and Bunde 2015). Realizar uma compensação de potência reativa em sistemas com fontes eólicas pode ser uma solução economicamente viável e importante, e tem sido analisada em diversos trabalhos (She et al. 2013; Rather et al. 2014). Dentre os dispositivos utilizados para compensação de energia reativa, os compensadores estáticos de tensão (*Static Var Compensator* – SVC) têm apresentado bons resultados no controle e estabilidade da tensão, aumentando a aceitabilidade da penetração de energia eólica (De Montigny et al. 2013; Wang and Truong 2013). Para que esses benefícios da compensação sejam maximizados, algumas técnicas de otimização podem ser utilizadas, como, por exemplo, o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) que determina o ponto de operação ótimo dos sistemas elétricos, considerando as restrições físicas e operacionais da rede elétrica.

Um FPO pode ajustar todos os elementos de controle de potência reativa disponíveis no sistema elétrico. Nesse trabalho, as características de parques eólicos com *Doubly-Fed Induction Generator* – DFIG podem ser consideradas em conjunto com os SVC. O DFIG tem características intrínsecas de capacidade de potência reativa, que podem ser utilizadas para manutenção da tensão e a melhora na estabilidade transitória (Meegahapola, Littler, and Perera 2013; Mohanty et al. 2014). Alguns estudos apresentam técnicas de controle de potência ativa e reativa para o DFIG, o que possibilita a operação com fator de potência diferente de um, contribuindo para a manutenção do perfil de tensão (De Montigny et al. 2013; Tohidi et al. 2014).

O objetivo principal deste trabalho é realizar o gerenciamento de energia reativa em sistemas elétricos com parques eólicos e dispositivos SVC, mantendo a tensão dos barramentos do sistema dentro dos patamares estabelecidos pelo órgão regulador, e considerando a tecnologia do DFIG para o parque eólico.

O restante do trabalho está subdividido da seguinte forma: na Seção 2 é apresentada uma discussão da aplicação do FPO com parque eólicos e compensadores estáticos, de modo a enfatizar a contribuição deste trabalho. Na sequência, na Seção 3 é descrita a modelagem utilizada do FPO e na Seção 4 são apresentados os resultados realizados utilizando o sistema IEEE de 118 barras. Por fim, na Seção 5 as conclusões deste trabalho são apresentadas.

2 Aplicação de FPO em Redes Elétricas com Parques Eólicos e Compensadores de Reativos

Na última década, diversos trabalhos têm sido publicados na literatura especializada, a fim de encontrar um ponto de operação ótimo utilizando algoritmos de FPO, considerando diferentes objetivos e restrições. A seguir, apresentam-se os trabalhos com maior destaque, com o intuito de mostrar as principais diferenças e considerações na modelagem do FPO.

Em (Nasri et al. 2014), apresentou-se um modelo de FPO para sistemas elétricos com dispositivos *Flexible AC Transmission Systems* – FACTS que realiza o despacho ótimo de energia eólica enquanto são minimizadas as perdas de potência ativa da rede. Na aplicação desse modelo, foram considerados três casos de estudo sendo: o primeiro sem compensação série, o segundo com um capacitor em série instalado na linha de transmissão e reatância capacitiva com 80% da reatância original da linha, e o terceiro caso com um único tiristor controlado do capacitor série limitando a reatância capacitiva a 80% e indutiva a 50% da reatância original da linha onde o mesmo foi inserido. Na modelagem do parque eólico não foi considerado o controle de potência reativa dos aerogeradores.

Em (López, Belati, and Filho 2014) apresentou-se uma modelagem do problema de FPO que minimiza as perdas de potência ativa no sistema de transmissão e otimiza o perfil de tensão da rede. A potência ativa e reativa do parque eólico é calculada em relação à velocidade do vento mediante o polinômio da função que representa a injeção de potência do parque eólico na rede. No entanto, na modelagem não se considerou dispositivos FACTS que podem melhorar o perfil de tensão da rede elétrica.

Uma metodologia baseada na análise de sensibilidade, que relaciona a variação da injeção de potência na rede pelas turbinas eólicas foi apresentada em (Da Rosa et al. 2016). A metodologia consiste na obtenção do ponto de operação ótimo para cada mudança na velocidade do vento. Os resultados da aplicação dessa metodologia mostram uma redução nas perdas elétricas, melhorando o perfil de tensão nos sistemas testados. Porém, não foi considerada a utilização de dispositivos SVC, que podem ajudar a melhorar a estabilidade da tensão e diminuir as perdas de energia.

Em trabalhos mais recentes, considerando parques eólicos, se tem modelado a variação do vento considerando técnicas estatísticas como apresentada em (Xie et al. 2017; Cao and Yan 2017). No entanto, as modelagens de controle de reativos do DFIG e SVC não foram consideradas nos sistemas testados.

A principal contribuição deste trabalho é a modelagem do FPO para sistemas com aerogeradores DFIG e dispositivos de controle de reativos SVC. Com o intuito de demonstrar as vantagens operacionais, da utilização em conjunto de aerogeradores com

SVC, realizaram-se testes considerando diversos valores de velocidade do vento.

Os valores obtidos pelo FPO apontam para a potência reativa que deve ser fornecida pelos SVC e DFIG, por meio do ajuste de seus controladores, como apresentado na Figura 1. Nessa figura, observa-se que o controlador fornece sinais de ajustes para os dispositivos de controle do conversor e dispositivos de eletrônica de potência. Tais ajustes podem ser necessários para determinadas condições de operação do Sistema de Energia Elétrica.

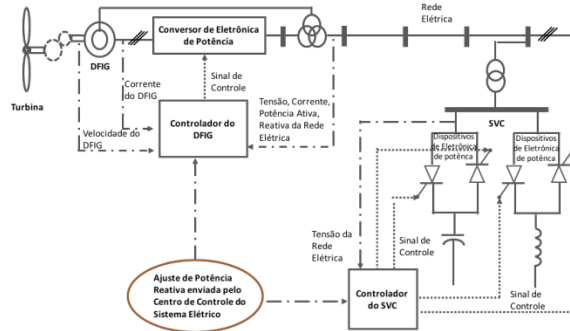


Figura 1. Esquema do controle do SVC e DFIG.

3 Modelagem do FPO para Gerenciamento de Energia Reativa considerando DFIG e SVC

Visando encontrar o ponto ótimo de operação dos sistemas elétricos com SVC e aerogeradores DFIG, considerando o gerenciamento de energia reativa, nesta seção inicialmente é apresentada a modelagem utilizada dos dispositivos SVC e DFIG e posteriormente o modelo completo do FPO desenvolvido.

3.1 Modelagem do Aerogerador DFIG

Para a modelagem das características do aerogerador DFIG, considerou-se que a injeção de potência ativa (P_{GW}) e reativa (Q_{GW}) com fator de potência (fp) igual a 0,95 para velocidades do vento (v) entre 9 e 14 m/s, e fp 1,0 para velocidades entre 6 a 9 m/s. As análises foram realizadas para velocidades entre 6 e 14 m/s. Os valores das potências determinados para cada velocidade de vento (v) são obtidos por meio da modelagem descrita em (López, Belati, and Filho 2014), que foram representadas pelas equações a seguir.

$$P_{GW} = -0,02 + 0,82v^5 - 18,73v^4 + 222,48v^3 - 1447v^2 + 4883v - 6673,3 \quad (1)$$

$$Q_{GW} = 0,33 (-0,01 + 0,82v^5 - 18,72v^4 + 222,48v^3 - 1447v^2 + 4883v - 6673,3) \quad (2)$$

Sendo as grandezas de P_{GW} em MW, Q_{GW} em MVar e v em m/s. Dessa forma, a disponibilidade de po-

tência ativa e reativa para o parque eólico é apresentado na Tabela 1. Tais valores de potência foram calculados a partir das equações (1) e (2), considerando a faixa de velocidades de 6 a 14 m/s.

Para modelar o DFIG, com fator de potência diferente a 0,95, recomenda-se revisar a modelagem apresenta em (López, Belati, and Filho 2014). É importante destacar que a maioria dos trabalhos disponíveis na literatura utiliza um fp mínimo de 0,95 (Blaabjerg 2013).

3.2 Modelagem de Dispositivos SVCs

O compensador estático de reativos ou SVC é um dispositivo de regulação de tensão que gera ou absorve potência reativa ao variar uma susceptância equivalente. Na prática, o SVC é considerado como uma reatância ajustável com valores-limite do ângulo de disparo ou limites na reatância (Ambriz-Perez, Acha et al. 2000). O circuito equivalente é apresentado na Figura 2.

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

Vento (m/s)	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa disponível (MVar)
6	16,30	0,00
7	23,75	0,00
8	33,85	0,00
9	64,36	-21,33 a 21,33
10	80,00	-26,34 a 26,34
11	98,55	-32,50 a 32,50
12	124,24	-40,93 a 40,93
13	157,32	-51,76 a 51,76
14	164,64	-54,11 a 54,11

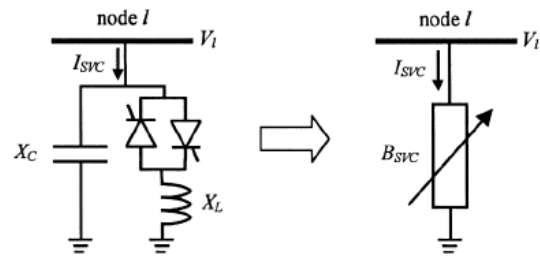


Figura 2. Dispositivos SVC (Acha et al. 2002)

Na modelagem desenvolvida neste trabalho, a susceptância total do SVC é determinada pelas susceptâncias equivalentes paralelas dos módulos controlados separadamente. Dessa forma, a susceptância tem um limite inferior ($B_{SVC_{min}}$) e um limite superior ($B_{SVC_{max}}$). A potência fornecida pelo SVC para o sistema é calculada por:

$$Q_{SVC} = V_k^2 \times B_{SVC} \quad (3)$$

Em que:

Q_{SVC}	potência reativa fornecida pelo SVC para o sistema;
V_k	tensão na barra de conexão do SVC;
B_{SVC}	susceptância equivalente do SVC.

3.3 FPO para o Gerenciamento da Energia Reativa Considerando DFIG e SVC

Neste trabalho é utilizado o FPO reativo para o gerenciamento de energia reativa no sistema elétrico. O FPO reativo é um caso particular em que as variáveis relacionadas à potência ativa são fixadas e a otimização é realizada considerando as variáveis relacionadas à potência reativa. O modelo matemático é apresentado seguir:

$$\min F(x) = \min \left(\mu \sum_{k=1}^{NL} [g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km})] + \alpha \sum_{k=1}^N (V_k - 1)^2 \right) \quad (4)$$

s. a.:

$$P_k = (P_{Gk} + P_{GW}) - P_{Lk} = V_k \sum_{m \in \kappa} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (5)$$

$$Q_k = (Q_{Gk} + Q_{GW}) - Q_{Lk} + Q_k^{sh} = V_k \sum_{m \in \kappa} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (6)$$

$$V_{kmin} \leq V_k \leq V_{kmax} \quad (7)$$

$$Q_{Gkmin} \leq Q_{Gk} \leq Q_{Gkmax} \quad (8)$$

$$B_{SVCmin} \leq B_{SVC} \leq B_{SVCmax} \quad (9)$$

$$Q_{GWmin} \leq Q_{GW} \leq Q_{GWmax} \quad (10)$$

Sendo:

g_{km}	Condutância da linha entre as barras k e m ;
V_k	Magnitude da tensão da barra k ;
V_m	Magnitude da tensão da barra m ;
θ_{km}	Ângulo de fase entre as barras k e m ;
μ	Peso da função perdas;
κ	Conjunto de todas as barras m adjacentes à barra k , incluindo a própria barra k ;
V_o	Tensão de referência;
α	Peso da função de desvio de tensão;
N	Número de barras do Sistema;
NL	Número de linhas do Sistema.
P_k	Injeção líquida da potência ativa na barra k ;
P_{Gk}	Geração de potência ativa na barra k ;
P_{GW}	Geração de potência ativa do aerogerador;
P_{Lk}	Carga ativa na barra k ;
Q_k	Injeção líquida da potência reativa na barra k ;
Q_{Gk}	Geração de potência reativa na barra k ;
Q_{GW}	Potência reativa do aerogerador;
Q_{Lk}	Carga reativa na barra k ;
Q_k^{sh}	Injeção de potência reativa devido ao elemento <i>shunt</i> da barra k .
V_{kmin}	Limite mínimo da tensão no Sistema;
V_{kmax}	Limite máximo da tensão no Sistema;

B_{SVCmin}	Limite mínimo da susceptância do SVC conectado na barra k ;
B_{SVCmax}	Limite máximo da susceptância do SVC conectado na barra k ;
Q_{Gkmin}	Limite mínimo da potência reativa que pode ser inserida pelo gerador conectado na barra k ;
Q_{Gkmax}	Limite máximo da potência reativa que pode ser inserida pelo gerador conectado na barra k ;
Q_{GWmin}	Limite mínimo da potência reativa que pode ser inserida pelo aerogerador conectado na barra k ;
Q_{GWmax}	Limite máximo da potência reativa que pode ser inserida pelo aerogerador conectado na barra k ;
G_{km}	é a parte real do elemento da matriz admitância Y_{BUS} correspondente a linha k e coluna m ;
B_{km}	é a parte imaginária do elemento da matriz admitância Y_{BUS} correspondente a linha k e coluna m .

Nesta modelagem é considerada uma função multiobjetivo para minimizar as perdas de potência ativa e o desvio de tensão, sendo definida pela expressão (4). Nessa expressão é necessário definir os valores de μ e α . Esses valores podem ser obtidos utilizando as recomendações apresentados em (Monroy 2017; Rahmani and Amjadi 2018).

A Equação (5) representa o balanço de potência ativa em termos da potência ativa gerada e a potência ativa demandada pela carga (P_{Lk}). A potência gerada nessa equação considera a soma da potência ativa gerada pelas usinas convencionais ou despacháveis (P_{Gk}) e os aerogeradores (P_{GW}) que é calculado por (1). Os valores de P_{Gk} são previamente determinados pelo despacho realizado pelo operador, e permanecem constantes dentro do gerenciamento de energia reativa realizada pelo FPO reativo.

Por outro lado, a Equação (6) representa o balanço de potência reativa em termos da potência reativa gerada e a potência reativa demanda pela carga (Q_{Lk}). A potência reativa nessa equação considera a potência reativa inserida: pelas usinas convencionais ou despacháveis (Q_{Gk}); pelos aerogeradores (Q_{GW}); e pelos elementos *shunt* (Q_k^{sh}). O valor de Q_{GW} é calculado por (2). Os SVC são considerados como elementos *shunt*, sendo os valores injetados por esses dispositivos calculados por (3).

As restrições operacionais do sistema são consideradas através: dos limites mínimos e máximos das tensões, representado por (7); das quantidades máxima e mínima das potências reativas geradas pelas usinas despacháveis, determinado por (8); dos limites inferior e superior da susceptância dos SVC conectados no sistema de potência, sendo calculado por (9); e das quantidades máxima e mínima de potências reativas geradas pelos aerogeradores para cada velocidade do vento, representadas por (10).

4 Aplicação do FPO Reativo no Sistema Testes IEEE 118

O sistema escolhido para análise foi o sistema IEEE de 118 barras que é apresentado na Figura 3. Nesse sistema foi alocado um parque eólico e dois dispositivos SVC, substituindo os compensadores estáticos que se encontram na base de dados do sistema IEEE 118 Barras apresentado em (Pena, Brancucci, and Hodge 2017). O modelo apresentado na Seção 3 foi implementado no ambiente de programação AMPL (Fourer et al. 1990), utilizando o *solver* Knitro (Knitro). Os resultados que serão apresentados nesta seção, são para uma operação de carga pesada, com o intuito de determinar as grandes vantagens da utilização dos dispositivos mesmo em condições de carregamento máximo. Assim a carga foi determinada em 127% da carga nominal do sistema. Este é o carregamento máximo que o sistema suporta sem a inclusão do parque eólico e dos dispositivos SVC.

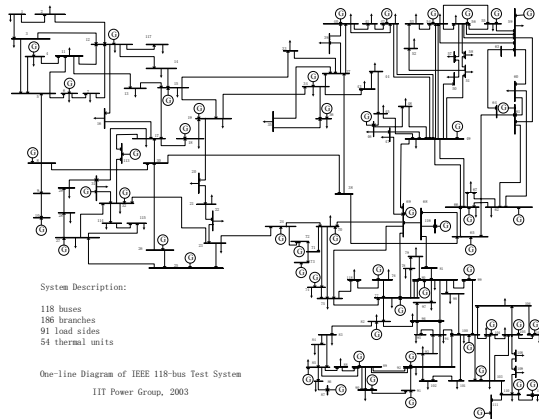


Figura 3. Sistema teste IEEE 118 barras

A alocação do parque eólico foi na barra 118. Tal alocação, foi determinada por uma análise de sensibilidade explicada em (Belati, De Souza, and Da Costa 2010). Nessa análise, utilizam-se as informações dos multiplicadores de Lagrange, que ranqueiam as barras considerando a minimização do desvio da tensão, para operação do aerogerador com injeção de potência reativa.

Para determinar os locais para instalação dos dispositivos SVC, utilizou-se a mesma análise de sensibilidade empregada para a alocação do parque eólico, mas agora considerando os multiplicadores de Lagrange para realizar a alocação na barra que terá uma contribuição na minimização do desvio da tensão quando os SVC fornecem potência reativa. A aplicação da metodologia apontou para as barras 21 e 44.

Considerando dispositivos SVC comercializados por diversos fabricantes do mundo (Huang, Jiang, and Negnevitsky 2013), os quais apresentam diferentes limites de susceptância, foi definido o valor mínimo de -2,0 p.u. e o valor máximo de 5,0 p.u.

Em suma, as considerações iniciais para os testes realizados são apresentadas na Tabela 2.

Com o intuito de mostrar a importância da instalação de SVC no gerenciamento de energia reativa, se confrontará os valores das perdas e desvio de tensão para o sistema IEEE 118 com DFIG e com DFIG mais os dois SVC.

Os resultados das perdas de potência ativa para as velocidades do vento, na faixa de operação considerada, são apresentados na Tabela 3. Nessa tabela evidencia-se a melhora nas perdas de potência ativa para o sistema devido à instalação de dispositivos SVC. Igualmente, para maior velocidade do vento, as perdas de potência vão diminuindo, validando assim o objetivo da metodologia apresentada. A visualização gráfica dos resultados dessa tabela é apresentada na Figura 4.

Tabela 2. Considerações para os testes.

Parâmetro	Valor
Limite mínimo e máximo da Tensão [p.u.]	0,95 e 1,05
Tensão de referência V_0 [p.u.]	1,00
Limite mínimo e máximo <i>Taps</i> dos transformadores [p.u.]	0,85 e 1,15
Faixa de vento de operação do DFIG [m/s]	6 e 14
Limite mínimo e máximo dos SVC [p.u.]	-2,0 e 5,0
Peso da função de desvio de tensão - μ	0,3408
Peso da função perdas - α	0,4862

Tabela 3. Perdas de potência ativa para a função multiobjectivo

Vento (m/s)	Perdas para Sistema 118 com DFIG (MW)	Perdas para Sistema 118 com DFIG e 2 SVC (MW)
6	321,24	320,81
7	320,21	319,78
8	317,33	316,91
9	313,33	312,94
10	310,20	309,82
11	307,42	307,06
12	304,27	303,92
13	301,06	300,71
14	300,03	299,68

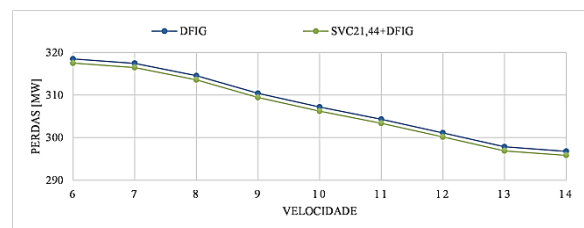


Figura 4. Perdas de potência ativa vs. Velocidade do Vento.

Os resultados do desvio de tensão para cada uma das velocidades do vento na faixa de operação considerada são apresentados na Tabela 4. Nessa tabela, observa-se a melhora do desvio da tensão para o sistema. Quanto maior o suporte de reativos pelos dispositivos SVC e o aumento na velocidade do

vento, os desvios de tensão vão diminuindo, validando assim o objetivo da metodologia apresentada. Valores de tensão próximos de 1 p.u. contribuem com a margem de estabilidade de tensão, frente a eventuais contingências que possam vir a ocorrerem durante a operação do sistema (Huang, Jiang, and Negnevitsky 2013). A visualização gráfica dos resultados dessa tabela é apresentada na Figura 5.

Tabela 4. Desvio de tensão para a função multiobjetivo

Vento (m/s)	Desvio para Sistema 118 com DFIG [p.u.]	Desvio para Sistema 118 com DFIG e 2 SVC [p.u.]
6	2,18	2,00
7	2,17	2,00
8	2,16	1,98
9	2,08	1,89
10	2,04	1,85
11	2,00	1,82
12	1,99	1,80
13	1,99	1,80
14	2,00	1,81

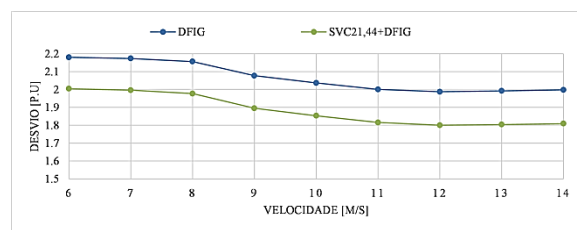


Figura 5. Desvio de tensão para a função multiobjetivo

A partir das figuras e tabelas apresentadas nesta seção, pode-se concluir que a metodologia utilizada ajuda na manutenção das condições de operação otimizadas tanto para minimização das perdas quanto para a minimização do desvio.

Embora o FPO reativo modelado possa minimizar as perdas de potência ativa e o desvio de tensão simultaneamente, também é possível minimizar as perdas e do desvio de tensão separadamente. A fim de mostrar as vantagens de considerar uma função multiobjetivo, confronta-se os resultados obtidos com as três funções para condições de mínima e máxima velocidades do vento que correspondem a 6 m/s e 14 m/s respectivamente. Figuras 6, 7, 8 e 9.

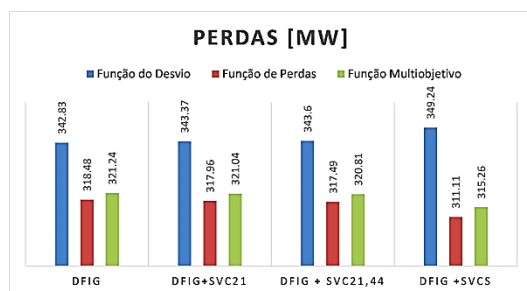


Figura 6. Perdas das diferentes Funções para velocidade do vento de 6m/s

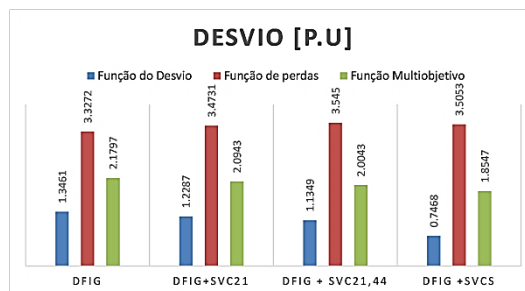


Figura 7. Desvios das diferentes Funções para velocidade do vento de 6m/s.

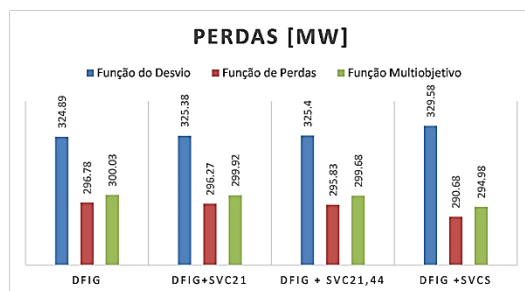


Figura 8. Perdas das diferentes Funções para velocidade do vento de 14m/s

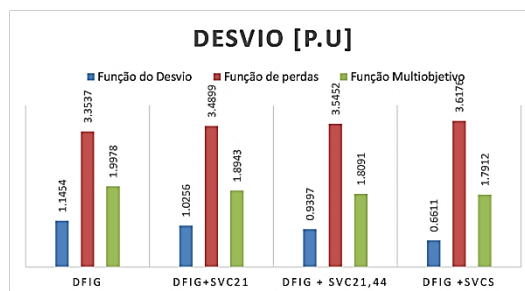


Figura 9. Desvios das diferentes Funções para velocidade do vento de 14m/s.

Das Figuras 6 a 9, observa-se que em todos os casos, a melhor opção é a função multiobjetivo, visto que apresenta o ponto médio entre melhorar o perfil de tensão e reduzir as perdas de potência ativa no sistema, proporcionando ganhos para ambos. No entanto, isso não significa que as outras funções não cumprem com os objetivos escolhidos de minimização.

Para trabalhos futuros, sugere-se considerar as restrições relacionadas à estabilidade de tensão de tensão e as curvas de vento e de carga de um dia típico, com discretização das 24 horas. Por outro lado, o FPO desenvolvido determina o valor ótimo em relação à função objetivo escolhida. Na modelagem apresentada a função objetivo é composta por duas parcelas com pesos distintos. Mudando os pesos dessas parcelas, a solução será alterada. Os pesos ótimos não fazem parte do escopo deste trabalho, podendo ser explorados em futuros trabalhos.

5 Conclusões

Neste trabalho foi apresentada a modelagem do FPO reativo considerando uma função multiobjetivo

para minimização do desvio de tensão e das perdas de potência ativa. Para os testes dessa modelagem, utilizou-se o sistema IEEE 118 barras com modificações. Os resultados mostram que o FPO proposto obtém respostas ótimas para operação do sistema para qualquer condição de vento. Dessa forma, tal função é vantajosa, visto que apresenta melhores resultados em comparação ao uso de uma única função objetivo de minimização das perdas ativas ou desvio da tensão.

Na modelagem desenvolvida, utilizou-se um polinômio para caracterizar a curva de potência ativa e reativa do gerador DFIG, fazendo com que o modelo de FPO responda para qualquer velocidade do vento, considerando a faixa de operação definida. A instalação de dispositivos de controle de potência reativa SVC, em sistemas com presença de geradores eólicos, aporta uma melhora importante na operação do sistema, garantindo a disponibilidade de potência reativa no sistema em diferentes condições de operação, principalmente quando a velocidade do vento é baixa no parque eólico, o que compromete a geração de potência reativa via o aerogerador DFIG.

A utilização do FPO na operação dos sistemas elétricos pode colaborar no controle da tensão, definindo os ajustes dos dispositivos SVC e os valores de potência reativa que devem ser fornecidas pelas unidades de geração, a fim de ter uma operação segura e econômica do sistema.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPq (Projeto Universal n. 432423/2016-8) e à FAPESP (projeto 2017/22577-9) pelo auxílio financeiro.

Referências Bibliográficas

- Acha, E., V.G. Agelidis, O. Anaya-Lara, and T.J.E. Miller. 2002. *Power Electronic Control in Electrical Systems - CH 1. Power Electronic Control in Electrical Systems*. <https://doi.org/10.1016/B978-075065126-4/50001-8>.
- ANEEL. 2018. "BIG - Banco de Informações de Geração." <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/fontesenergia.asp>.
- Belati, Edmarcio Antonio, Alessandra Macedo De Souza, and Geraldo Roberto Martins Da Costa. 2010. "Influence of the Operational Constraints in the Active Transmission Losses Allocation via Lagrange Multipliers." *IEEE Latin America Transactions* 8 (1):58–64. <https://doi.org/10.1109/TLA.2010.5453947>.
- Blaabjerg, Frede. 2013. "Future on Power Electronics for Wind Turbine Systems." *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 1 (3):139–52. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2013.2275978>.
- Cao, Jia, and Zheng Yan. 2017. "Probabilistic Optimal Power Flow Considering Dependences of Wind Speed among Wind Farms by Pair-Copula Method." *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 84:296–307. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.06.008>.
- EPE. 2017. "Plano Decenal de Expansão de Energia 2026." <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>.
- Fourer, Robert, David M Gay, Murray Hill, Brian W Kernighan, and T Bell Laboratories. 1990. "AMPL: A Mathematical Programming Language." *Management Science* 36:519–54. <https://doi.org/10.1007/BF01783416>.
- Heier, Siegfried. 2006. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. Renewable Energy. Vol. 21. <https://doi.org/TK1541.H3513>.
- Huang, J. S., Z. H. Jiang, and M. Negnevitsky. 2013. "Loadability of Power Systems and Optimal SVC Placement." *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 45 (1):167–74. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.08.064>.
- López, Germán Andrés, Edmarcio Antonio Belati, and Alfeu Joãozinho Sguarezi Filho. 2014. "Flujo de Potencia Ótimo Multiobjetivo Para El Análisis de Sistemas de Potencia Con Generación Eólica." *Energética* 1 (44):41–47. <https://doi.org/10.15446/energetica>.
- Meegahapola, Lasantha, Tim Littler, and Sarath Perera. 2013. "Capability Curve Based Enhanced Reactive Power Control Strategy for Stability Enhancement and Network Voltage Management." *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 52 (1):96–106. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.03.036>.
- Mohanty, Asit, Meera Viswavandya, Prakash K. Ray, and Sandipan Patra. 2014. "Stability Analysis and Reactive Power Compensation Issue in a Microgrid with a DFIG Based WECS." *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 62:753–62. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.033>.
- Møller, Henrik, and Christian Sejer Pedersen. 2011. "Low-Frequency Noise from Large Wind Turbines." *The Journal of the Acoustical Society of America* 129 (6):3727–44. <https://doi.org/10.1121/1.3543957>.
- Monroy, L. M. 2017. "Mínimo Corte de Carga Em Sistemas Elétricos de Potência Sob Contingência Usando Fluxo de Potência Ótimo Reativo Com Dispositivos Svc." Santo Andre.
- Montigny, Martin De, Annissa Heniche, Innocent Kamwa, Luc Cauchon, Richard Mailhot, Simon Lebeau, Daniel Lefebvre, and Luc Bernier. 2013. "Multiagent Stochastic

- Simulation of Minute-to-Minute Grid Operations and Control to Integrate Wind Generation under AC Power Flow Constraints.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 4 (3):619–29. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2230346>.
- Nasri, Amin, Antonio J. Conejo, S. Jalal Kazempour, and Mehrdad Ghandhari. 2014. “Minimizing Wind Power Spillage Using an OPF with FACTS Devices.” *IEEE Transactions on Power Systems* 29 (5):2150–59. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2299533>.
- Pathak, A.K., M.P. Sharma, and Mahesh Bunde. 2015. “A Critical Review of Voltage and Reactive Power Management of Wind Farms.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 51:460–71. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.015>.
- Pena, Ivonne, Carlo Brancucci, and Bri Mathias Hodge. 2017. “An Extended IEEE 118-Bus Test System with High Renewable Penetration.” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2695963>.
- Rahmani, Shima, and Nima Amjady. 2018. “Improved Normalised Normal Constraint Method to Solve Multi-Objective Optimal Power Flow Problem.” *IET Generation, Transmission & Distribution* 12 (4):859–72. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0289>.
- Rather, Z. H., Z. Chen, P. Thogersen, and P. Lund. 2014. “Dynamic Reactive Power Compensation of Large-Scale Wind Integrated Power System.” *IEEE Transactions on Power Systems* 30 (5):2516–26. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2365632>.
- Rosa, William M. Da, Priscila Rossoni, Julio C. Teixeira, and Edmarcio A. Belati. 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* 80:306–11. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.02.002>.
- She, Xu, Alex Q. Huang, Fei Wang, and Rolando Burgos. 2013. “Wind Energy System with Integrated Functions of Active Power Transfer, Reactive Power Compensation, and Voltage Conversion.” *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60 (10):4512–24. <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2216245>.
- Tohidi, S., P. Tavner, R. McMahon, H. Oraee, M. R. Zolghadri, S. Shao, and E. Abdi. 2014. “Low Voltage Ride-through of DFIG and Brushless DFIG: Similarities and Differences.” *Electric Power Systems Research* 110:64–72. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.12.018>.
- Wang, Li, and Dinh Nhon Truong. 2013. “Stability Enhancement of a Power System with a PMSG-Based and a DFIG-Based Offshore Wind Farm Using a SVC with an Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System.” *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60 (7):2799–2807. <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2218557>.
- Wang, Li, and Quang Son Vo. 2013. “Power Flow Control and Stability Improvement of Connecting an Offshore Wind Farm to a One-Machine Infinite-Bus System Using a Static Synchronous Series Compensator.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 4 (2):358–69. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2225156>.
- Xie, Z. Q., T. Y. Ji, M. S. Li, and Q. H. Wu. 2017. “Quasi-Monte Carlo Based Probabilistic Optimal Power Flow Considering the Correlation of Wind Speeds Using Copula Function.” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2737580>.