

Geração Eólica e a Estabilidade de Tensão em Regime Permanente

Júnior de O. Sampaio*. Lorena T. V. de Lima*.
Reginaldo M. da Silva*. Eduardo F. da Silva*.

**Universidade Cidade de São Paulo, São Paulo,
Brazil (Tel: 51 11 2178-1512; e-mail: eduardo.silva@unicid.edu.br).*

Abstract: This work aims the analysis, with the aid of the software ANAREDE, of the effects of wind generation on steady state voltage stability, caused by the insertion of synchronous or induction wind generators in the electric power system. The continuation power flow method is used for simulations and analysis of voltage collapse by the PV curve generated by the software itself. Based on the analysis performed, it is possible to evaluate the contributions of the synchronous generator and the induction generator directly connected to the grid, for maximum loading and system voltage stability.

Resumo: Este trabalho tem por objetivo analisar, com a ajuda do programa ANAREDE, os efeitos da geração eólica sobre a estabilidade de tensão, em regime permanente, causados pela inserção de aerogeradores síncronos ou de indução no sistema elétrico de potência. O método do fluxo de potência continuado é utilizado para a realização de simulações e análise do colapso de tensão pela curva PV, gerada pelo próprio programa. Com base nas análises realizadas, é possível avaliar as contribuições do gerador síncrono e do gerador de indução diretamente ligado à rede, para o máximo carregamento e para a estabilidade de tensão do sistema.

Keywords: ANAREDE, Wind Generation, Voltage Stability, Voltage Stability Margin, Continuation Power Flow.

Palavras-chaves: ANAREDE, Geração Eólica, Estabilidade de Tensão, Margem de Estabilidade de Tensão, Fluxo de Potência Continuado.

1. INTRODUÇÃO

Ao redor do mundo, a exploração de fontes limpas para a produção de energia elétrica vem crescendo continuamente, como forma de redução da dependência dos combustíveis de origem fóssil e como forma de cumprimento das metas de redução da emissão de gases de efeito estufa.

No Brasil, com uma das matrizes elétricas mais renováveis do mundo, para além da preocupação com a disponibilidade dos recursos hídricos, a busca por novas formas de geração de energia elétrica deriva dos problemas práticos que envolvem a obtenção de licenças ambientais para novos empreendimentos hidráulicos.

Ao mesmo tempo, a gigantesca estrutura industrial que constitui o sistema elétrico de potência vive um período de transformação que se caracteriza, entre outras coisas, pela presença cada vez maior da chamada geração distribuída em contraponto à já familiar geração centralizada.

Nesse contexto, é útil avaliarmos aspectos relacionados à inserção dessas novas fontes de energia no sistema elétrico.

O aumento da penetração da energia proveniente da geração distribuída, no sistema de potência brasileiro, não foi acompanhado pela adequada expansão do sistema de transmissão. Um sistema de transmissão em situação de carga muito elevada exige da geração distribuída contribuição de energia reativa para que seja possível uma operação com garantia de estabilidade de tensão. Do Prado (2017) utilizou o programa ANAREDE para analisar o sistema de 14 barras do IEEE e, assim, determinar a barra crítica do sistema, a fim de determinar o ponto mais adequado para a instalação de uma PCH (Pequena Central Hidrelétrica) e analisar o impacto da inserção desta PCH sobre a margem de estabilidade de tensão do sistema, diante de situações de contingência.

No universo das fontes de geração distribuída, o impacto causado pelo escoamento da energia gerada pelas CGEs (Centrais de Geração Eólica) sobre a estabilidade de tensão do sistema, em regime permanente, deve ser considerado,

sobretudo em sistemas fracos, ou seja, sistemas com baixa potência de curto-circuito (Ramos, Tavares e De Sena, 2012).

Os Parques Eólicos utilizam várias tecnologias de aerogeradores e conversores eletrônicos. Londero (2014) utilizou os programas ANAREDE e ANATEM para analisar a contribuição de Parques Eólicos para a estabilidade de tensão de longo-prazo, considerando os limites de capacidade impostos pelos conversores eletrônicos à operação dos seus respectivos aerogeradores, a ação combinada do OLTC (Comutador de Tapes Em Carga), do OEL (Limitador de Sobre-Excitação), o modo de controle do aerogerador e as condições do regime de ventos.

No presente trabalho, o programa ANAREDE é utilizado para o estudo dos efeitos causados pela inserção do gerador síncrono ou do gerador de indução diretamente ligado à rede, sobre a estabilidade de tensão, em regime permanente. Para o estudo, é utilizado o sistema de 14 barras do IEEE, sob operação normal, diante de contingências do tipo N-1 e diante de variação de penetração.

2. A MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO E O FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

A estabilidade de tensão pode ser definida como a capacidade de o sistema elétrico sustentar valores de tensão adequados, em todas as barras, diante de perturbações na operação normal. Por “valores de tensão adequados” entendem-se os valores preconizados pelo Operador Nacional do Sistema elétrico brasileiro ONS.

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾
< 230	—	0,95 a 1,05	—	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

(2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

Tabela 1 – Parâmetro ONS (Fonte: ONS Submódulo 23.3, 2016).

A análise do fluxo de potência em um sistema elétrico tem como objetivo permitir o conhecimento dos valores de grandezas elétricas tais como ângulo de tensão, módulo de tensão, potência ativa e potência reativa em pontos distintos do sistema.

Entende-se por “Estudo do Fluxo de Potência na rede” a resolução do circuito elétrico representado pela rede da qual se conhecem as demandas de carga, as tensões dos geradores que a alimentam e das constantes elétricas de seus elementos (KAGAN, de OLIVEIRA E ROBBA, 2005, p.149).

A resolução do Fluxo de Potência pelo Método de Newton-Raphson envolve a solução da equação

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Onde o termo da esquerda é o vetor cujos elementos são obtidos da subtração entre os valores especificados para P e Q, na barra i, e os respectivos valores calculados para as mesmas grandezas, de forma que

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{calc} \quad (2)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i^{calc} \quad (3)$$

Os valores de P e Q calculados vêm de:

$$P_i^{calc} = \sum V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (4)$$

e

$$Q_i^{calc} = \sum V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (5)$$

O primeiro termo da direita, na equação (1)

$$[J] = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}$$

é a Matriz Jacobiana (ou Jacobiano) cujos elementos são definidos por

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \quad N_{ij} = V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \quad (6)$$

$$J_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \quad L_{ij} = V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \quad (7)$$

que são calculados analiticamente da seguinte forma:

$$H_{ij} = L_{ij} = V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (8)$$

$$N_{ij} = -J_{ij} = V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (9)$$

para os elementos da matriz que relacionam as barras i e j, ou seja, a barra onde se deseja obter os parâmetros procurados e a barra vizinha que com ela se relaciona.

Para os elementos da matriz que dizem respeito apenas às barras i, os termos são dados por:

$$H_{ii} = -Q_i^{calc} - B_{ii}V_i^2 \quad (10)$$

$$N_{ii} = P_i^{calc} + G_{ii}V_i^2 \quad (11)$$

$$J_{ii} = P_i^{calc} - G_{ii}V_i^2 \quad (12)$$

$$L_{ii} = Q_i^{calc} - B_{ii}V_i^2 \quad (13)$$

A solução do problema do Fluxo de Potência exige a inversão da Matriz Jacobiana.

A avaliação da estabilidade de tensão do sistema envolve a solução do Fluxo de Potência para situações consecutivas de carga crescente.

Há, entretanto, um limite físico para o aumento da demanda de carga, além do qual as tensões nas barras do sistema passam a diminuir de forma incontrollável. O ponto que caracteriza esse limite físico é chamado de Ponto de Máximo Carregamento (PMC) ou Ponto de Máxima Transferência de Potência (MTP). Além desse ponto, a operação do sistema entra na região de Colapso de Tensão, que se caracteriza pela falta de suporte de potência reativa no sistema (Kundur, 1994).

Soluções consecutivas do Fluxo de Potência, entretanto, não são capazes de conduzir ao ponto de Máximo Carregamento, mas apenas até próximo dele, pois nessa região, a Matriz Jacobiana tende a se tornar singular, o que impossibilita a convergência do processo. Torna-se necessário, então, lançar mão da técnica do Fluxo de Potência Continuado (FPC) que, conforme a Figura 1, é um processo de cálculo composto pela repetição da sequência dos passos Preditor e Corretor, além de artifícios matemáticos que evitam a singularidade do Jacobiano e permitem a obtenção da chamada Curva PV ou Curva do Nariz.

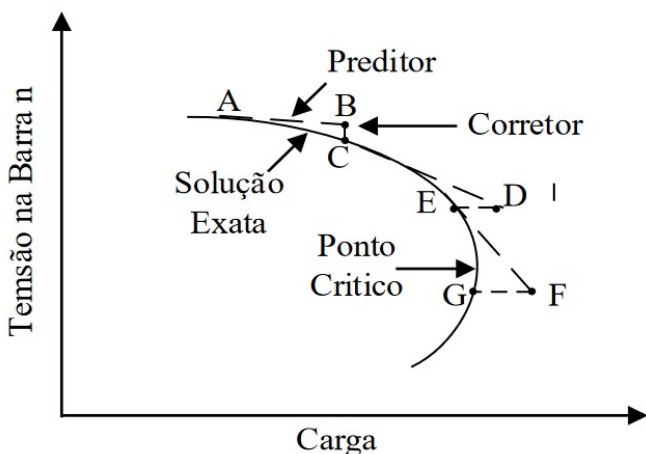


Fig. 1 Curva PV com os passos do FPC. (Fonte: Vilela,2014).

A Margem de Segurança de Tensão (MST), por outro lado, corresponde ao mínimo valor que a Margem de Estabilidade de Tensão poderá assumir para que o sistema possa ser

considerado seguro, sem que ocorra o colapso de tensão (Vilela,2014).

Conforme indicado na Figura 2, a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) indica, a partir do ponto de operação inicial, quanto de incremento de carga o sistema poderá suportar até alcançar o Ponto de Máximo Carregamento, e então, atingir o colapso de tensão.

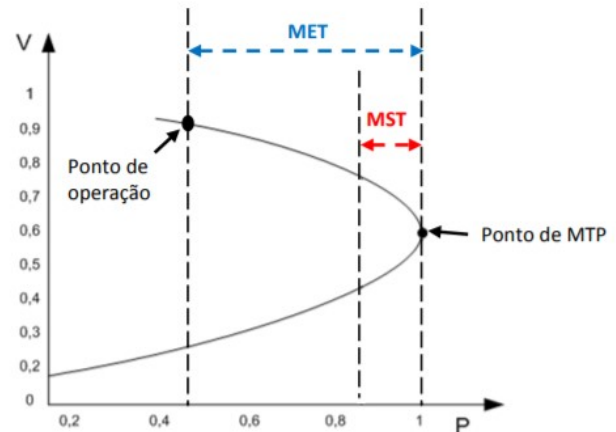


Fig. 2 Identificação da MET e da MST na curva PV (Fonte: Vilela,2014).

3. UTILIZAÇÃO DO PROGRAMA ANAREDE E DO SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE

O sistema de 14 barras do IEEE, utilizado neste trabalho, é apresentado na Figura 3. Esse sistema exemplo tem a geração centralizada junto às barras 1 e 2 e várias barras de carga, além de 4 barras com equipamentos para suporte de reativos.

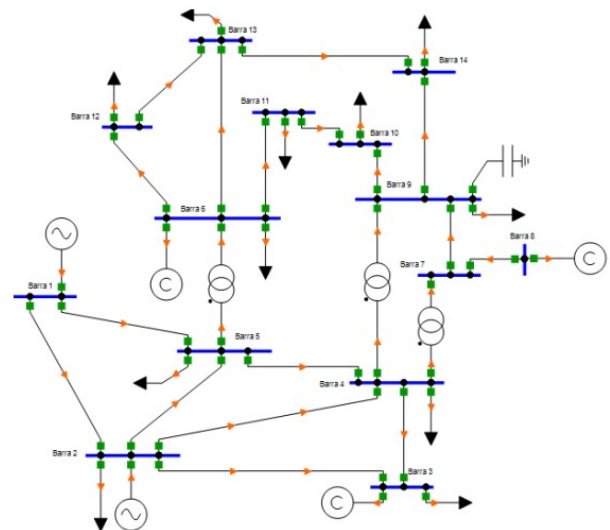


Fig. 3 Diagrama do Sistema de 14 barras (Fonte: CEPTEL).

Uma análise da curva PV da Figura 4, obtida através do FPC para o sistema de 14 barras original, com carregamento inicial de 259 MW, nos mostra que a barra crítica do sistema é a barra 14. Quando o Ponto de Máximo Carregamento é alcançado, essa barra apresenta o menor valor de tensão no sistema, ou seja, 0,62 pu, com um carregamento máximo de

455,88 MW. Por esse motivo, a barra 14 é, então, escolhida para receber a geração eólica.

Os aerogeradores podem ser classificados, de uma maneira geral, como de velocidade constante ou de velocidade variável. Os geradores de indução diretamente ligados à rede, devido à estreita relação entre velocidade e frequência, devem operar a velocidade constante ou com variação mínima. Os geradores de indução duplamente alimentados (DFIG, no inglês) e os geradores síncronos, ambos ligados à rede através de conversores eletrônicos, podem operar com velocidade variável. Uma diferença fundamental entre as duas categorias é que os aerogeradores de velocidade variável, devido às características das máquinas, associadas aos conversores eletrônicos, permitem controle tanto da potência ativa quanto da potência reativa fornecidas à rede, enquanto que no caso dos aerogeradores de velocidade constante apenas a potência ativa fornecida pode ser controlada (Londero, 2014).

Para a avaliação da estabilidade de tensão, com a inserção da geração eólica, foram simulados o gerador síncrono e o gerador de indução, diretamente ligados à rede, no sistema de 14 barras do IEEE. O gerador síncrono, neste trabalho, representa os aerogeradores de velocidade variável.

Conectada à barra 14 do sistema, foi acrescentada uma barra 15, à qual foram ligados os geradores eólicos. Para o caso do gerador síncrono, a barra 15 foi classificada como PV para simular a capacidade de controle de tensão e potência reativa dos aerogeradores de velocidade variável. No caso do gerador de indução, a barra 15 foi classificada como PQ, uma vez que, com essa máquina, não há uma potência reativa a ser fornecida. A simulação foi dividida em três casos principais:

- Diagrama de 14 barras do IEEE;
- Inserção de Gerador Síncrono no diagrama de 14 barras;
- Inserção de Gerador de Indução no diagrama de 14 barras;

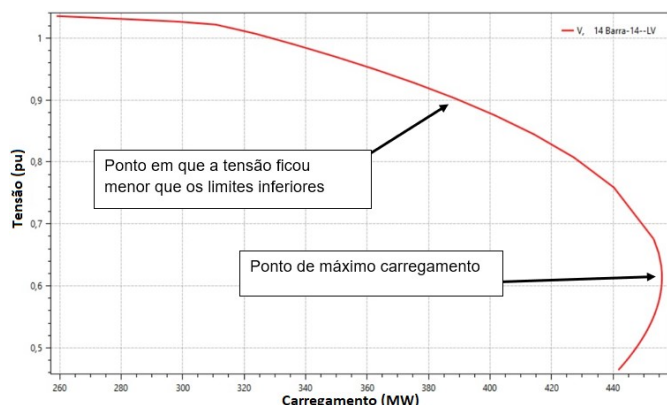


Fig. 4 - Caso base IEEE 14 barras sem contingência (Fonte: Autoria própria).

Inicialmente, foram realizadas simulações representando contingências no sistema, considerado o critério N-1. Na sequência, foi simulada a variação da injeção de potência

para ambos os tipos de gerador eólico. Essas simulações tiveram como objetivo permitir uma avaliação tanto da penetração da geração eólica no sistema quanto da variação da potência fornecida em função da velocidade dos ventos.

Para uma comparação de resultados em bases iguais, foram adotados dados comuns para os dois tipos de gerador incluídos no sistema. Assim, para a primeira sequência de simulações, foram utilizados os seguintes valores:

Potência Ativa: 30MW e Potência Reativa: 75MVar

Esses valores correspondem a 10% do valor nominal da geração original do sistema de 14 barras considerado.

Para a simulação de variação de injeção de potência eólica, foram considerados os seguintes valores:

Potência Ativa: 5% (15MW); 3% (9MW) e 1% (0,3MW)

Potência Reativa: 5% (37,5MVar); 3% (22,5MVar) e 1% (0,75MVar).

4. RESULTADOS

4.1 – Exclusão de Linhas de Transmissão e Transformadores pelo critério de contingências N-1.

Na Figura 5 são comparados os valores de Máximo Carregamento (MC) obtidos para a situação base e para os casos de contingência N – 1 produzidos por perda de Linha de Transmissão (LT) e transformadores, para as três configurações, a saber, sistema 14 barras original, sistema 14 barras com gerador síncrono inserido próximo à barra crítica (barra 14) e sistema 14 barras com gerador de indução inserido próximo à barra crítica.

Os maiores prejuízos para o MC e, portanto, para a MET do sistema são percebidos quando é perdida uma LT próxima da geração principal (LT 1-2, LT 1-5 ou LT 2-3). Observa-se que, embora a inserção do gerador de indução próximo à barra crítica contribua para a melhora na MET do sistema, é a inserção do gerador síncrono que produz os resultados mais satisfatórios. Vale observar que, para perda da LT 1-2, no sistema 14 barras, não se obtém convergência para a simulação, uma vez que o balanço de potências é violado. Perda da LT 7-8, obviamente, produz o ilhamento da barra 8.

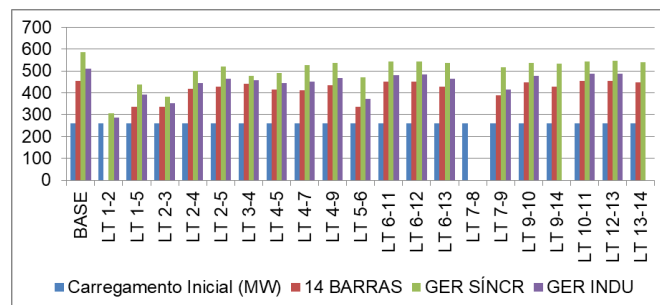


Fig. 5 – Carregamentos Máximos para os casos base e para as contingências de Linha de Transmissão (LT) (Fonte: Autoria própria).

A inserção do gerador de indução praticamente não altera os valores da tensão na barra 14, em face das contingências. O gerador síncrono, por outro lado, mantém o valor da tensão próximo e, em algumas situações, acima do preconizado pelo ONS.

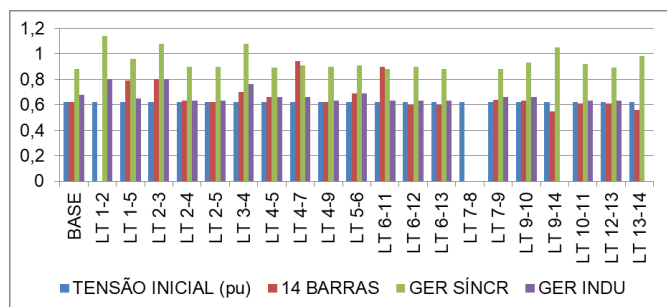


Fig. 6 – Tensões na barra 14, para os casos base e para as contingências de Linha de Transmissão (LT) (Fonte: Autoria própria)

4.2 – Exclusão de Geradores e Equipamentos de suporte de reativos, pelo critério de contingências N-1.

A estabilidade de tensão, de uma forma geral, é um efeito local, devido às cargas localizadas naquela região. O ideal é que esse efeito seja tratado localmente, para evitar que o sistema, como um todo, tenha que conduzir a corrente elétrica necessária para o transporte desse reativo. Por essa razão, os geradores foram colocados próximos à barra 14 que, anteriormente, chegava a níveis de tensão menores que o limite inferior estabelecido pela ONS.

Nas Tabelas 2, 3 e 4 e na Figura 7, observa-se que, do ponto de vista do Máximo Carregamento, a reação do sistema, à perda dos equipamentos, é muito semelhante, em todas as configurações. Tanto o gerador de indução quanto o gerador síncrono contribuem para um aumento na MET, embora a contribuição do gerador de indução seja mais discreta. Na simulação, a perda do gerador 1 implica na perda da barra de referência do sistema e por isso não há resultado.

Caso	Da Barra	Para Barra	Máximo Carregamento (MW)	MET	MET (%)	Tensão Barra 14
BASE			455,88	196,88	76,02%	0,62
Caso	Barra	Equipamento	Máximo Carregamento (MW)	MET	MET (%)	Tensão Barra 14
1	1	Gerador
2	2	Gerador	435,04	176,04	67,97%	0,62
3	3	Comp. Síncrono	431,19	172,19	66,48%	0,63
4	6	Comp. Síncrono	428,56	169,56	65,47%	0,61
5	8	Comp. Síncrono	433,42	174,42	67,34%	0,61
6	9	Shunt capacitivo	446,17	187,17	72,27%	0,6

Tabela 2 – Resultados para o Sistema de 14 barras (Fonte: Autoria própria).

Caso	Da Barra	Para Barra	Máximo Carregamento (MW)	MET	MET (%)	Tensão Barra 14
BASE			585,52	326,52	126,07%	0,88
Caso	Barra	Equipamento	Máximo Carregamento (MW)	MET	MET (%)	Tensão Barra 14
1	1	Gerador
2	2	Gerador	521,24	262,24	101,25%	0,9
3	3	Comp. Síncrono	513,35	254,35	98,20%	0,92
4	6	Comp. Síncrono	527,58	268,58	103,70%	0,86
5	8	Comp. Síncrono	529,77	270,77	104,54%	0,87
6	9	Shunt capacitivo	537,63	278,63	107,58%	0,87

Tabela 3 – Resultados para a inserção do gerador síncrono no Sistema de 14 barras (Fonte: Autoria própria).

Na Figura 8, do ponto de vista da sustentação do valor da tensão na barra 14 em função das contingências, nota-se, mais uma vez, que o gerador síncrono oferece um grande suporte, sendo capaz de manter os valores de tensão aceitáveis, enquanto o gerador de indução não é capaz de contribuir.

Caso	Da Barra	Para Barra	Máximo Carregamento (MW)	MET	MET (%)	Tensão Barra 14
BASE			509,29	250,29	96,64%	0,68
Caso	Barra	Equipamento	Máximo Carregamento (MW)	MET	MET (%)	Tensão na Barra 14 (V)
1	1	Gerador
2	2	Gerador	466,13	207,13	79,97%	0,62
3	3	Comp. Síncrono	461,08	202,08	78,02%	0,63
4	6	Comp. Síncrono	455,67	196,67	75,93%	0,62
5	8	Comp. Síncrono	461,93	202,93	78,35%	0,62
6	9	Shunt capacitivo	476,57	217,57	84,00%	0,61

Tabela 4 – Resultados para a inserção do gerador de indução no Sistema de 14 barras (Fonte: Autoria própria)

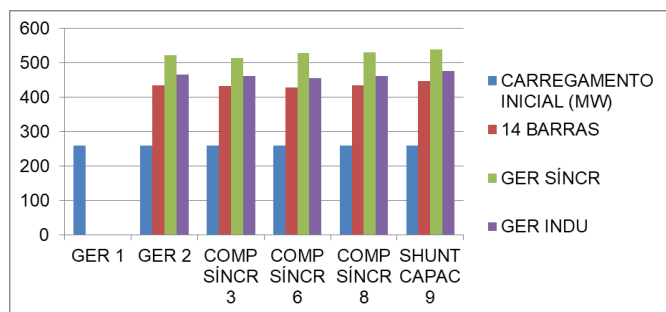


Fig. 7 - Carregamentos Máximos para as contingências de Equipamentos. (Fonte: Autoria própria)

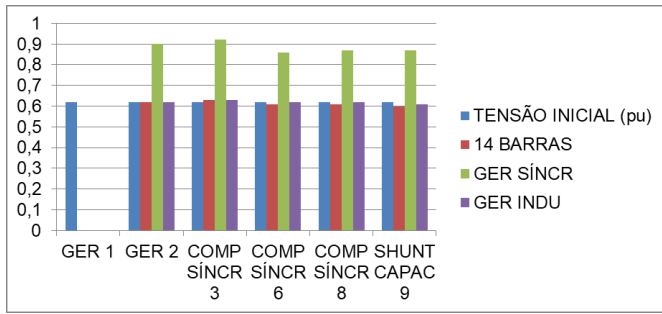


Fig. 8 – Tensão na barra 14 para as contingências de Equipamentos. (Fonte: Autoria própria)

4.3 – Influência do percentual de penetração da geração eólica no sistema:

Pela Figura 9 é possível notar que a influência da geração eólica sobre o Carregamento Máximo do Sistema varia pouco em função do percentual de penetração. O gerador de indução contribuiu, neste estudo, com uma MET de cerca de 93% enquanto o gerador síncrono contribuiu com uma MET de aproximadamente 112%.

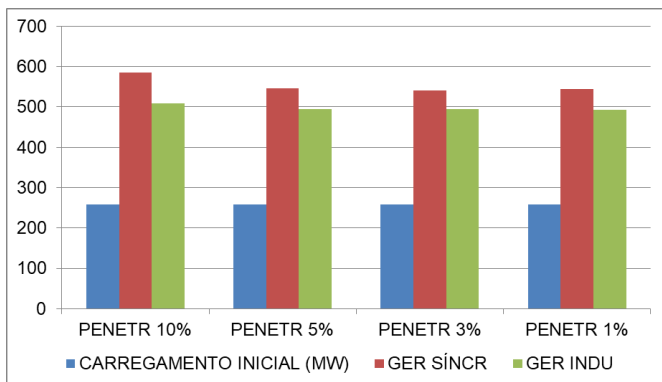


Fig. 9 - Carregamentos Máximos para vários percentuais de penetração. (Fonte: Autoria própria).

	Tipo de Gerador	Carregamento Inicial (MW)	Máximo Carregamento (MW)	MET	MET (%)	Tensão Barra 14
10%	Indução	259	509,29	250,29	96,64%	0,68
	Síncrono	259	585,52	326,52	126,07%	0,88
5%	Indução	259	494,91	235,91	91,09%	0,62
	Síncrono	259	545,92	286,92	110,78%	0,97
3%	Indução	259	494,77	235,77	91,03%	0,62
	Síncrono	259	540	281	108,49%	0,97
1%	Indução	259	493,59	234,59	90,58%	0,63
	Síncrono	259	545	286	110,42%	0,9

Tabela 5 – Carregamentos e Tensões em função da penetração de potência eólica no sistema.

Para penetrações até 5%, somente o gerador síncrono foi capaz de manter a tensão na barra 14 próxima dos valores aceitáveis. Com 10% de inserção, o gerador de indução passa a contribuir para um aumento discreto da tensão na barra 14, inferior, entretanto, aos níveis preconizados pelo ONS, que é a nossa referência.

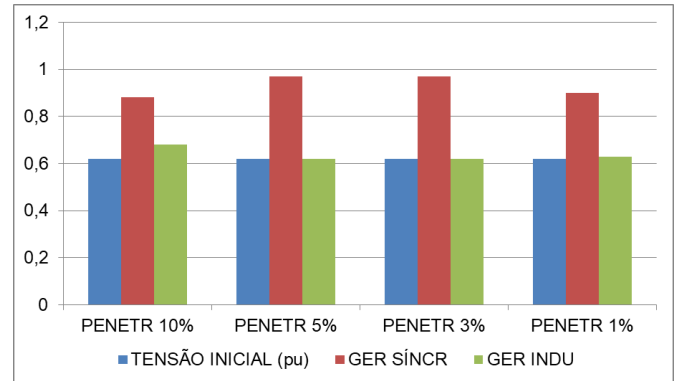


Fig. 10 – Tensão na barra 14, para vários percentuais de penetração. (Fonte: Autoria própria).

5. CONCLUSÕES

A inserção de aerogeradores só foi capaz de contribuir para a sustentação de valores aceitáveis de tensão na barra crítica, no caso da máquina síncrona, que representou neste trabalho, além das próprias máquinas síncronas, os gerados DFIG. Isso se deve à capacidade que essas máquinas, associadas aos respectivos conversores eletrônicos, têm de controlar a potência reativa fornecida ao sistema. O gerador de indução, diretamente ligado à rede, além da necessidade de operar com velocidade constante, não só não tem capacidade de fornecer potência reativa ao sistema como, devido à sua natureza, a consome.

No caso do Máximo Carregamento do sistema, entretanto, ambos os tipos de aerogerador (velocidade constante ou velocidade variável) foram capazes de contribuir positivamente. Ainda assim, o gerador síncrono apresentou desempenho melhor. É sabido que o fenômeno da estabilidade de tensão tem um caráter essencialmente local e que o transporte de reativos, através do sistema, para suporte de tensão em barras remotas, resulta em acréscimo de perdas de potência. Tal consideração justifica o desempenho menos favorável do gerador de indução.

Os dois tipos de aerogerador são, portanto, úteis ao sistema elétrico, mas do ponto de vista da estabilidade de tensão em regime permanente, os aerogeradores de velocidade variável serão os mais adequados.

Como trabalhos futuros, seria interessante avaliar um maior nível de penetração de energia eólica, uma vez que em muitos países esse índice já representa 20 a 30% da matriz energética e, também, avaliar um sistema de maior porte como, por exemplo, uma parte do Sistema Interligado Nacional.

6. REFERÊNCIAS

- do Prado, C.C. (13 de Março de 2017). Metodologia para análise da influência de pequenas centrais de geração síncrona na margem de estabilidade de tensão. Santa Maria, RS, Brasil.
- dos Reis, L.B. (2003). Geração de energia elétrica: Tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade. Barueri, SP: Manole.
- Gómez-Expósito, A., J. Conejo, A., & Cañizares, C. (2015). Sistemas de energia elétrica- Análise e Operação. Rio de Janeiro: LTC.
- Kagan, N., de Oliveira, C. C. B., & Robba, E. J. (2005). Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. São Paulo : Edgar Blucher.
- Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control, *New York McGraw-Hill, Inc.*
- Londero, R. R. (2014). Avaliação do Impacto da Integração de Aerogeradores na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas Elétricos de Potência. Belém, PA, Brasil.
- ONS, Submódulo 23.3 – *Diretrizes e critérios para estudos elétricos*, 2010. Disponível em: http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2023%2FSubm%C3%B3dulo%2023.3%2FSubm%C3%B3dulo%2023.3_Rev_1.1.pdf
- Ramos, A. J., Tavares, C., & de Sena, D. (2012). Impacto da geração distribuída eólica nos sistema de distribuição e transmissão. O setor elétrico, 51-59.
- Vilela, A. O. R., (2014). Margem de estabilidade de tensão no planejamento dos sistemas elétricos – Análise do impacto do despacho da operação. 2014, *Universidade Federal de Minas Gerais.*