



## **Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP**

### **ANÁLISE DO IMPACTO DE GERAÇÕES RENOVÁVEIS SOBRE A MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO POR MEIO DE REGIÕES DE SEGURANÇA**

**PAULO A. NOVAES (1); ANTÔNIO C. Z. DE SOUZA (2); FÁBIO C. MEDEIROS**  
**UNIFEI(1); UNIFEI(2); ONS(3)**

#### **RESUMO**

Associado a presença marcante das fontes renováveis na Região Nordeste do Brasil está o problema de estabilidade de tensão da rede. Os recursos de controle destas fontes auxiliam na minimização dos efeitos causados pela instabilidade de tensão na tentativa de aumentar a margem de segurança do sistema. De modo a avaliar as condições de operação segura, para os diferentes cenários eletroenergéticos, se faz uso das regiões de segurança obtendo-se a sensibilidade dos impactos causados pelos diferentes níveis de geração diante de contingências, proporcionando um mapeamento representativo e seguro do sistema analisado.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Fontes renováveis, Estabilidade de tensão, Regiões de segurança, Modos de controle, Organon.

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

A inserção maciça de fontes de geração eólica e fotovoltaica na Região Nordeste do Brasil vem modificando as condições operativas deste sistema face os perfis comportamentais intrínsecos a estas fontes. Atualmente, conforme (1) o Nordeste brasileiro possui uma capacidade instalada de geração eólica de aproximadamente 12 GW o que representa aproximadamente 85% da capacidade total desta fonte em operação no Brasil com um fator de capacidade (FC) atingindo a marca instantânea de 86%. Para a geração fotovoltaica, fonte esta mais recente a compor os recursos energéticos da rede de transmissão, segundo (2), possui uma capacidade instalada de 1,36 GW e um FC variando ao longo do dia entre 35% a 80%.

Apesar de contribuírem com o aumento da capacidade de geração do ponto de vista energético, estas fontes agregam pouca inércia ao sistema elétrico brasileiro (SEB). Esta situação é agravada por uma crise hídrica na Região Nordeste, que já perdura pelos últimos sete anos limitando a disponibilidade de geração por meio dos geradores hidrelétricos e pelo fato que a rede ainda é pouco malhada com longas linhas de transmissão. O efeito disto é refletido na estabilidade do sistema diante de perturbações, resultando em condições de risco para a regulação e controle da estabilidade de tensão que refletem na segurança operacional da rede.

#### **2.0 - PERFIL COMPORTAMENTAL DAS RENOVÁVEIS NA REGIÃO NORDESTE**

As fontes eólicas estão associadas às características de variabilidade e intermitência. Intermitência pode ser definida como uma medida, neste caso potência ativa injetada no sistema, que cessa e recomeça por intervalos de tempo, ou seja, não é contínua, enquanto que variabilidade está aqui associada à intensidade ou magnitude dessa medida, em MW, no intervalo monitorado.

Este perfil varia de acordo com as condições climáticas e geográficas do local onde os parques estão instalados. Gerações eólicas localizadas nas regiões litorâneas possuem comportamento mais intenso de produção de energia durante o período diurno, enquanto que as instaladas em chapadas, interior da região, possuem essa característica

evidenciada no período da madrugada e no período noturno. Outra questão é o fator sazonal ao longo do ano, que influencia a produção de energia destas fontes, sendo a produção mais significativa destas no segundo semestre, chamado de período seco (inverno) em relação ao período úmido (verão). Ver Figura 1.

Observam-se no período seco de ambas as regiões que o perfil da geração eólica segue um comportamento mais definido com uma perspectiva mais previsível quando comparado com o período úmido que por sua vez possui um perfil mais “nervoso” dessa geração e com uma magnitude de geração bem reduzida.

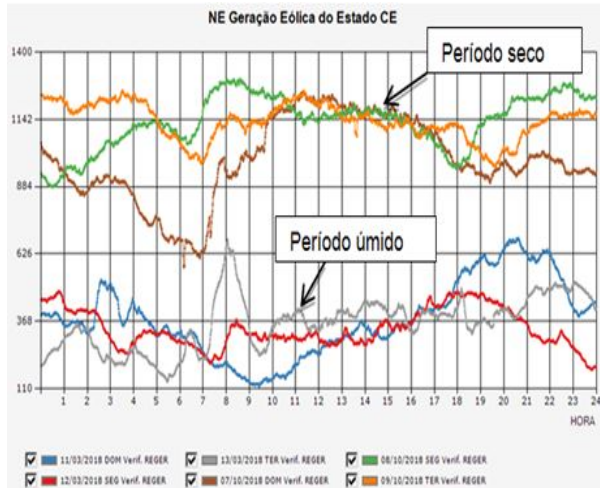


Figura 1 – (a) Ger. Eólica: região litorânea.

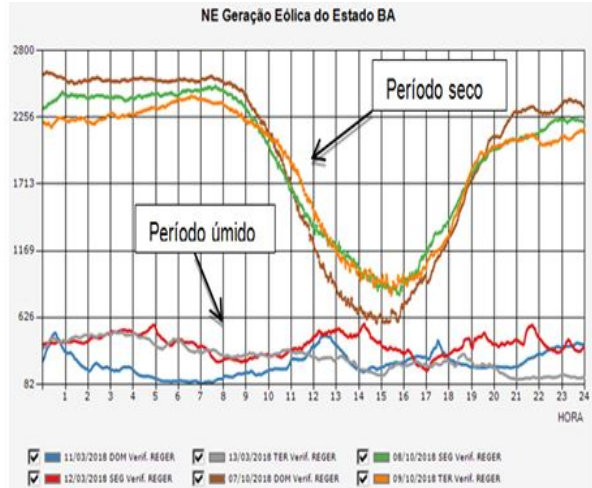


Figura 1 – (b) Ger. Eólica: região de chapada.

Já a energia fotovoltaica possui uma disponibilidade no período diurno em que há irradiação solar. Outra característica importante é que do ponto de vista energético coincide com o pico de demanda da rede, podendo assim, contribuir para uma oferta efetiva de energia no período de maior demanda conforme apresentado em (2).

Fica evidente que, a inserção das gerações renováveis é um recurso adicional no atendimento à demanda, vista como fonte de energia, porém, como fonte de potência a mesma pode causar dificuldades à operação pelo fato da sua intermitência e variabilidade. Segundo (3), (4) e (5) a presença destas fontes em uma rede de transmissão fraca incorre em sérias preocupações quanto à segurança da estabilidade do sistema. Problemas de instabilidade e colapso de tensão ocorrem normalmente em sistemas de energia que não são capazes de atender a demanda por energia reativa e são muito carregados.

### 3.0 - RECURSOS DE CONTROLE DE REATIVO DAS RENOVÁVEIS

Conforme (6), dada a necessidade de escoamento desta geração se sabe, que na medida em que se eleva a potência escoada pelo sistema de transmissão além de certo patamar, torna-se exponencialmente crescente a demanda por potência reativa para o controle da tensão até que se atinja uma condição incontrolável, ou seja, de instabilidade de tensão que configura o princípio de um colapso no sistema. Naturalmente as condições mais severas ocorrem com a alta penetração destas fontes para as quais o corte de geração é inevitável. Ações de controle de potência reativa são realizadas através dos próprios aerogeradores e fotovoltaicas ou ainda de equipamentos especialmente instalados para este fim. Se a rede não for capaz de atender ao requisito de energia reativa do parque eólico e/ou fotovoltaicos, a integração da energia destes ao sistema seria limitada. A escassez de reativo devido à operação destas fontes pode levar a um aumento nas perdas gerais da rede e ter efeitos adversos na estabilidade da tensão (7). A capacidade de uma rede de energia para atender aos requisitos de energia reativa é um fator importante que determina a quantidade de energia que pode ser agregada ao sistema.

Devido a isto, é posto perante o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) o desafio de gerenciar as flutuações na tensão do sistema de transmissão para que não provoquem danos ao sistema, bem como aos equipamentos (8). Este cenário requereu a atualização e aperfeiçoamento dos requisitos técnicos exigidos para a conexão destas centrais de geração. Quanto a geração eólica, entre os diversos tipos de aerogeradores, predominam os modelos “DFIG – *Double Fed Induction Generator*” e os “*Full Converter*”. Por esta razão a presente análise se restringe a estes aerogeradores que são dominantes no sistema que será apresentado. Quanto a fotovoltaica, esta se assemelha a tecnologia *Full Converter*, em relação a estratégia de controle de tensão.

Os recursos de controle de reativo destas fontes relacionados ao foco da presente análise são:

- A) Modo de Controle V - Controle de tensão terminal e/ou tensão remota;
- B) Modo de Controle PF - Controle de fator de potência;
- C) Modo de Controle-Q - Controle de potência reativa.

Além destes recursos, são exigidos destes geradores, conforme (8), capacidade para suportarem subtensões ou sobretensões perante a ocorrência de curto-circuito na rede (*Low Voltage Ride Through - LVRT* e *High Voltage Ride Through - HVRT*), como também a capacidade de injeção de corrente reativa na rede durante a ocorrência do defeito, dando o suporte de tensão ao sistema durante a perturbação de modo a garantir uma operação com desempenho dentro dos padrões de qualidade exigidos em condições de operação normal e em contingências.

Os modos de controle de potência reativa destinam-se à operação em regime permanente. Estes requisitos permitem que a rede opere em um estado seguro antes de qualquer perturbação. Em caso de perturbação os modos de controle de potência reativa devem ser projetados para suportar as tensões enquanto ações corretivas são postas em prática pelos operadores do sistema. Entretanto, como esses modos de controle não são destinados ao uso em situações como curtos-circuitos, por exemplo, a injeção de corrente reativa é definida separadamente em outros requisitos como mencionado anteriormente. O requisito para modos de controle de potência reativa deve ser definido coerentemente com outros requisitos relacionados a problemas de potência reativa.

A proposta deste trabalho é avaliar o efeito dos modos de controle de tensão (A) e fator de potência (B) para o controle de reativo pertinente as gerações renováveis na análise de estabilidade de tensão do sistema.

#### 4.0 - AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA

Para analisar os efeitos destes controles no sistema com gerações renováveis é utilizado o recurso do cálculo de regiões de segurança (RS) através da ferramenta computacional ORGANON (9). Este cálculo se caracteriza em explorar a vizinhança ao redor do ponto de operação do sistema para diversas combinações de montantes de geração, que por sua vez são submetidas a uma série de contingências previamente estabelecidas, analisando se há restrições operativas como limite de carregamento, de tensão na rede e limites dinâmicos dentre outros, apresentando de forma gráfica este mapeamento fornecendo uma visão à operação quanto a segurança dos sistemas. Este tipo de análise trata-se da avaliação dos impactos no sistema, quando da ocorrência das possíveis contingências a que ele está sujeito. Os principais benefícios da avaliação de segurança são: o aumento da confiabilidade operativa e a melhor utilização dos recursos eletroenergéticos do sistema.

De modo a avaliar a rede em que estes geradores estão conectados sob a ótica de estabilidade de tensão, analisou-se as combinações entre a produção de energia das eólicas e/ou fotovoltaicas nos diferentes patamares de carga com o auxílio do ORGANON com intuito de prevenir a operação em condições que remetam as situações de instabilidade.

##### 4.1 Análise de Estabilidade de Tensão

A geração ao ser escoada em sistemas fracos, ou seja, baixa potência de curto-circuito e longas redes de transmissão com compensação reativa insuficiente provoca o aumento das perdas térmicas forçando estes sistemas a operarem no limite, como ocorre em vários pontos da rede na Região Nordeste. Isto é refletido na segurança operacional do sistema. Um aspecto bastante importante da segurança de redes atualmente é aquele associado com a estabilidade de tensão. As situações relatadas conduzem o sistema a um risco operativo de esgotamento da rede ocasionada pela carência dos recursos de suporte de reativo ou da própria rede de transmissão e conseqüentemente ocasiona dificuldades na regulação da tensão acarretando instabilidades ou até mesmo chegar a situações de colapso de tensão. Sistemas como estes possuem em determinados momentos a característica de elevados fluxos, o que conduz a uma aproximação do ponto de máximo carregamento da rede traduzido através de uma bifurcação do tipo sela-nó, em que o sistema de equações lineares pode não ter solução devido à singularidade e o mau condicionamento da matriz Jacobiana do fluxo de potência. A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a habilidade do sistema de, a partir de um ponto operativo inicial, atingir o ponto operativo de equilíbrio após ter sofrido uma perturbação, com a maioria de suas variáveis dentro dos limites estabelecidos (10) e (11). Se houver reserva de reativos e capacidade de transmissão suficiente, o processo tende para um novo ponto de equilíbrio operativo estável. Se não houver reserva de reativos ou capacidade de transmissão suficiente, o processo tende a instabilidade. Geralmente, neste caso, a tensão tenderá a cair de forma monotônica. O problema pode ser ilustrado com o auxílio de uma rede composta por 2 barras. Ver Figura 2.

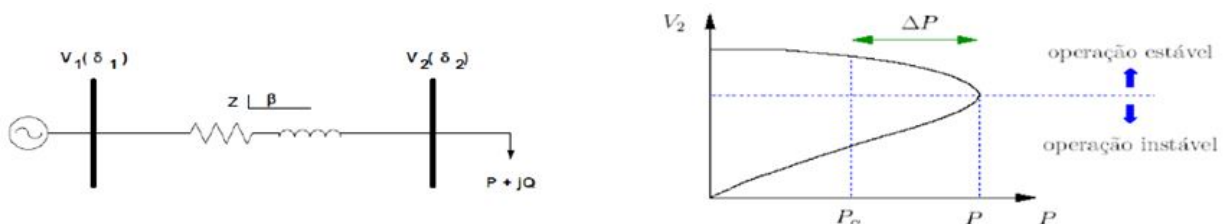


Figura 2 – Sistema de duas barras (10).

A demanda do sistema, representada pela barra 2, em um certo momento é  $P_0$ . A magnitude de tensão no barramento conectado a este sistema será igual a um valor que depende da própria demanda e dos parâmetros da rede que esta geração será transferida. Conforme a demanda do sistema varia, a magnitude de tensão também varia. Todavia há um valor de carregamento máximo  $P$ , ou seja, a margem de estabilidade de tensão do sistema, que pode ser atendida pela rede. Neste ponto, a matriz Jacobiana referente às equações de fluxo de potência torna-se singular. A conhecida margem de estabilidade que pode ser traduzida por:

$$\Delta P = P - P_0 \quad (1)$$

Se um carregamento maior que  $P$  for escoado através da rede a mesma entrará em modo de operação instável.

## 5.0 - ESTUDO DE CASO

Exemplificando o que foi apresentado, escolheu-se os parques renováveis do litoral do Estado do Ceará e do interior do Estado da Bahia, analisando o impacto das gerações sobre redes pouco malhadas e eixos de transmissão extensos, sob a ótica de estabilidade de tensão através da atuação dos modos de controle.

### 5.1 Caso 1 – Região litorânea do Ceará

Este caso avalia o eixo 230 kV de mais de 400 km compreendido pelas subestações Cauípe, Sobral III, Acaraú II, Sobral II, Ibiapina II e Piriapiri, com geração eólica concentradas nas SEs Ibiapina II, Sobral III, Acaraú II e Pecém II, para o período de carga média do sistema. Neste período a geração litorânea é bem elevada à exceção da SE Ibiapina II que é mais ao interior do estado. A capacidade instalada nesta região é de aproximadamente 1.430 MW. Ver Figura 3.

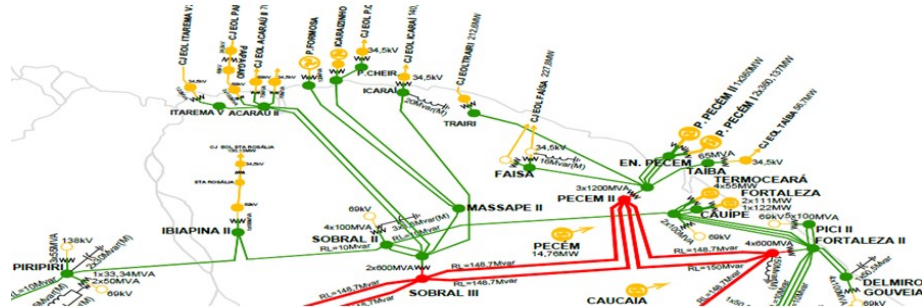


Figura 3 – Litoral do Estado do Ceará.

Após realizada a simulação no ORGANON para o referido sistema no período de carga mencionado foi constatado um gargalo no escoamento da geração da SE Acaraú II. Nela observa-se a evolução do problema: sobrecarga superior ao limite de emergência o que aumenta significativamente as perdas no circuito remanescente, em seguida dificuldades para regular a tensão na barra de 230 kV de Acaraú II e por fim culmina no colapso. Ver Figura 4. Os resultados são extraídos, através do cálculo da Região de Segurança (RS) para uma análise de tensão do caso estudado considerando o uso dos modos de controle (A) e (B) das eólicas e/ou fotovoltaicas da área analisada.

A área verde indica que a região operativa é segura para qualquer variação de geração térmica, porém restringida por um determinado montante de geração eólica. A área amarela remete a violação de carregamento que neste caso refere-se a sobrecarga na LT 230 kV Sobral III – Acaraú II C1 para a perda do circuito remanescente, identificado como a contingência mais crítica, com uma geração em Acaraú II violando os limites de tensão (contorno verde-claro) a partir de 403 MW. A área vinho indica uma região insegura para operar conduzindo a instabilidades no sistema monitorado. Neste exemplo mostra um comparativo das eólicas operando no modo de controle de tensão (A) e no modo de controle de fator de potência (B). Ver Figuras 4 e 5.

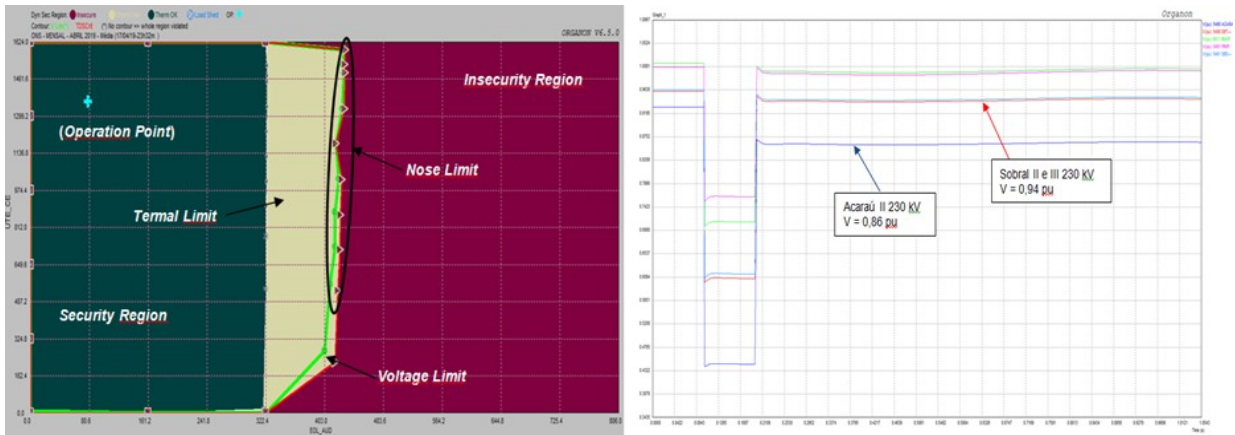


Figura 4 – RS: caso 1, modo (A) e a resposta dinâmica das tensões da região monitorada.

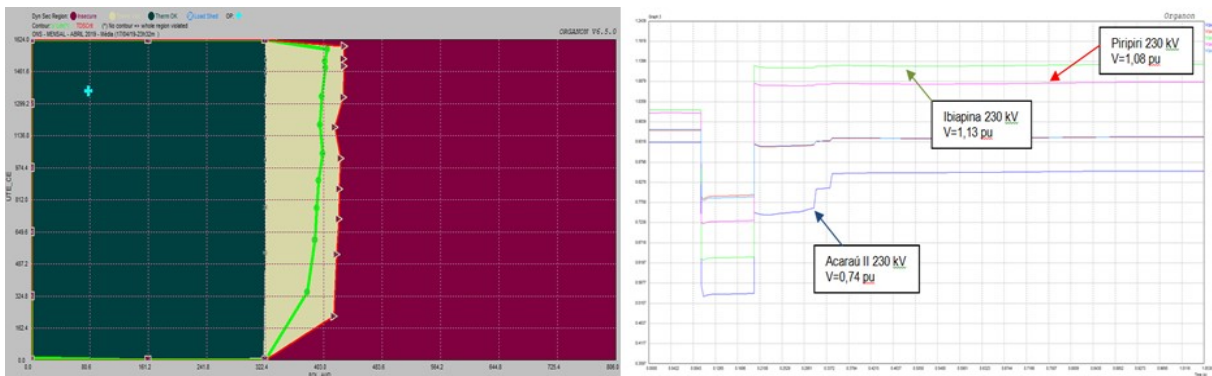


Figura 5 – RS: caso 1, modo (B) e a resposta dinâmica das tensões da região monitorada.

Observa-se da comparação dos dois modos de controle uma melhora no perfil de tensão em Acaraú II 230 kV no modo (A) em relação ao modo (B). Todavia pode-se constatar, geralmente, que em (A) assim que o ponto de operação ultrapassa o limite mínimo operativo de tensão para a contingência restritiva, o mesmo já se encontra num ponto de instabilidade. Isto se deve a característica que este modo apresenta maiores perdas de potência conforme (12) o que acarreta a proximidade do ponto de sela-nó, mesmo respeitando os limites de tensão descritos em (8), e por fim o colapso de tensão da rede local (3).

Sistemas operados com as gerações no modo de controle (A) tem maior margem de estabilidade em comparação com sua operação no modo (B) porque neste último a geração ou consumo de potência reativa é bem mais limitada dada a característica de manter o fator de potência constante. Já no modo (A) pode-se operar o gerador em toda sua faixa de potência reativa para controlar a tensão da rede (12). Já no modo de controle de fator de potência (B) o limite operativo de tensão é violado com uma geração menor, de cerca de 380 MW, para a mesma contingência. Outro ponto observado é o comportamento ao longo do tempo das tensões. O modo (A) é capaz de mitigar o efeito de subida de tensão no sistema comparado ao modo de controle (B). Esta flutuação de tensão pode causar sérios problemas à rede, o que pode reduzir a vida útil ou danificar os equipamentos conectados a ela. No modo (B) as tensões levam mais tempo para recuperar-se devido a dinâmica da carga. Merece destaque também que diante de perturbações as variações de tensão transitórias são mais evidentes no modo (B) em relação a (A) como pode ser constatado acima. Vê-se que variações no perfil de tensão em (A) permanecem dentro dos limites permitidos ( $\pm 5\%$ ) para este sistema, porém para (B) pode ser pior em termos das variações de tensão. Ver Figura 5.

## 5.2 Caso 2 – Regiões de chapadas da Bahia

Avaliou-se aqui a segurança do eixo 230 kV com cerca de 600 km desde a SE Juazeiro II até Bom Jesus da Lapa, com geração eólica e fotovoltaica ao longo de todo o eixo para o período de carga leve. Neste período a geração nas chapadas é bem intensa. A capacidade instalada nesta região é de aproximadamente 3.700 MW. Ver Figura 6.

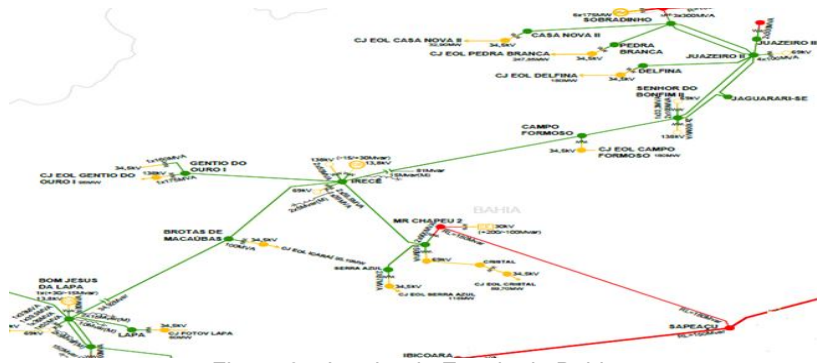


Figura 6 – Interior do Estado da Bahia.

O caso 2 seguiu a mesma linha de análise que o caso 1 como apresentado a seguir. Do ponto de vista de estabilidade de tensão a contingência crítica para este sistema é a perda da LT 500 kV Gentio do Ouro – Ouarolândia para uma geração eólica / fotovoltaica de cerca de 3660 MW. De acordo com as RS calculadas tanto para o modo (A) quanto para o modo de operação (B). Ver Figura 7 e 8.

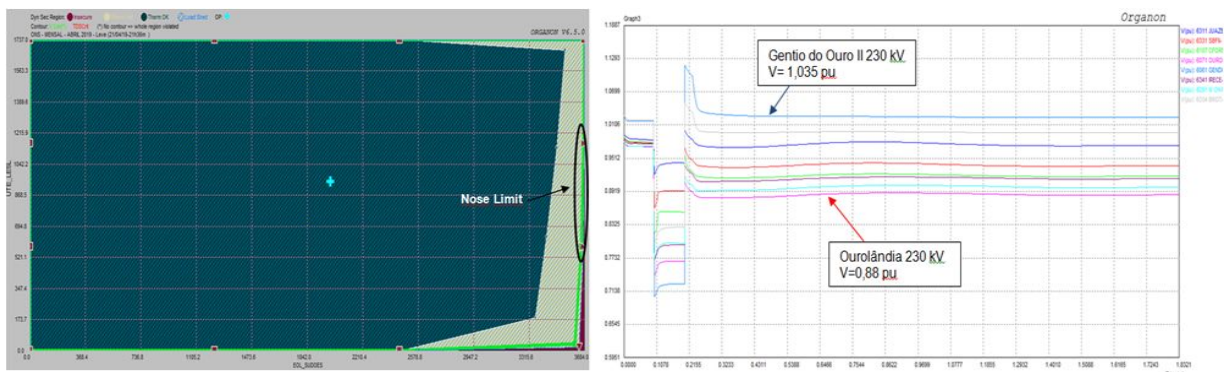


Figura 7 – RS: caso 2, modo (A) e a resposta dinâmica das tensões da região monitorada.

Para o modo de controle (A), tem-se uma área hachurada que indica a atuação de esquemas especiais de proteção de corte de geração, porém, para uma geração elevada ainda verifica-se sobrecarga na LT 230 kV Senhor do Bonfim II – Campo Formoso. As tensões nesse eixo para a contingência crítica, em geral, permanecem dentro dos limites operativos. Destaca-se uma subtensão marginal na SE Ouarolândia 230 kV e uma sobretensão (1,10 pu) em Gentio do Ouro II 230 kV logo após a eliminação do defeito através do desligamento da LT.

Para o modo de controle (B), a tensão em Ouarolândia é bem próxima do modo (A). Para a SE Gentio do Ouro II a tensão após a contingência é de 1,12 pu em relação a 1,10 pu verificado no modo (A). Estas tensões elevadas se dão pelo fato da carga analisada ser a leve porém em termos de variação de tensão o modo (A) apresenta 8% e o modo (B) 11%. Ver Figura 8.

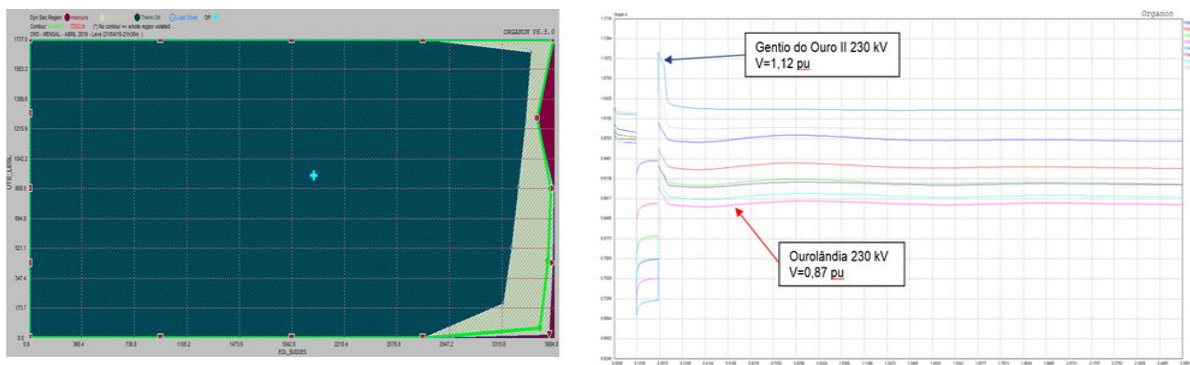


Figura 8 – RS: caso 2, modo (B) e a resposta dinâmica das tensões da região monitorada.

Outra análise realizada foi a da segurança do sistema para o caso 2 (A) no período de carga média onde existe uma transição de extremos de geração, ver Figura 9, na qual pode-se observar que para gerações elevadas (eixo das abscissas) associadas a condição de intercâmbio baixo para o Nordeste há o esgotamento da rede no eixo



**XXV SNPTEE**  
**SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E**  
**TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

3374  
GOP/24

analisado conduzindo este ao colapso. Para a condição de transição mencionada, traduzida na figura abaixo, pelo critério

“Security Limit”, para a contingência da LT 500 kV Igaporã III – Ibicoara, também conduz a instabilidade e que por sua vez atinge o estado de colapso de tensão. O comportamento dinâmico das tensões deixa claro esta situação. Desta forma fica claro que a região oeste da Bahia convive com sérios problemas de suporte de reativo ao longo dos diversos patamares de carga o que torna complexo a sua operação. Isto indica a urgência da entrada das obras estruturantes indicadas pelo órgão de planejamento da expansão do setor elétrico.

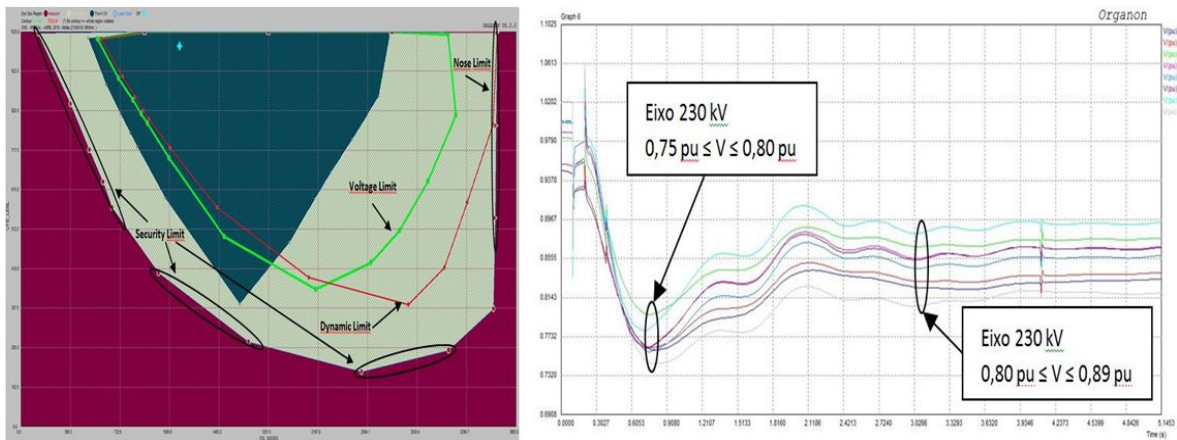


Figura 9 – RS: caso 2, modo (A), carga média.

## 6.0 - CONCLUSÃO

Pelo exposto observa-se que através do uso das regiões de segurança pode-se adquirir sensibilidade quanto as restrições operativas do sistema, dentre elas o impacto das gerações renováveis na estabilidade de tensão e o efeito dos modos de controle que as mesmas possam disponibilizar para a regulação de tensão da rede na qual estão inseridas. Consta-se que o modo de controle de tensão terminal, modo (A), em relação ao modo de controle de fator de potência, modo (B), apresentou melhores resultados pelo fato de incrementar margem de estabilidade com o aumento do nível de tensão, suavizar as variações de tensão diante de contingências e possuir uma faixa operativa de potência reativa mais ampla para o controle da estabilidade porém aumentando as perdas de potência o que neste quesito o modo (B) reduz. Pode-se verificar também a necessidade de expansão e/ou reforços na rede de modo a garantir o aumento da capacidade de transmissão e o adequado suporte de reativo ao sistema. Conclui-se que um dos desafios da operação do sistema é o gerenciamento dos recursos de reativos das fontes intermitentes perante as variações destas ao longo das variações diárias de carga garantindo o desempenho necessário para a segurança do sistema e minimizando as condições operativas de instabilidades que possam surgir na ocorrência de perturbações.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. “Boletim Mensal de Geração Eólica” – mar/2019, disponível em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acessado em março de 2019. Brasil.
- (2) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. “Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica” – mar/2019, disponível em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acessado em março de 2019. Brasil.
- (3) CHI, Y., LIU, Y., WANG, W., DAÍ, H. *Voltage stability analysis of Wind farm integration into transmission network*, *International Conference on Power System Technology*, 2006. IEEE – China.
- (4) FERREIRA, F. M. C., GASPAR, A. R., DE MELO FILHO, A. C. M., NETO, A. S., MENEZES, C. M. C., SOBRAL, F. R., DE MELO, K. C. V., VASCONCELOS, L. F. B., SOUTO, M. F., QUINTÃO, P. E. M. *Estudos e soluções para integração de usinas eólicas em redes fracas – experiência do planejamento da operação*, 2017. XXIV SNPTEE – Brasil.
- (5) ZHOU, F., JOOS, G., ABBEY, C. *Voltage stability in weak connection wind farms*. *Power Engineering Society General Meeting*, 2005. IEEE – EUA.
- (6) RAMOS, A. J. P., FILHO, J. S. V. N., VALENÇA, R. B., RAMOS J. B., DE SENA, D. J. G. *Desempenho comparativo de compensadores estáticos e STATCOM como recurso de controle para mitigar problemas de estabilidade de tensão em sistemas com elevados montantes de parques eólicos*, 2017. XXIV SNPTEE – Brasil.
- (7) HA, L. T., SAHA, T. K. *Investigation of power loss and voltage stability limits for large Wind farm connections to a sub-transmission network*. *Power Engineering Society General Meeting*, 2004. IEEE - EUA.



- (8) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Procedimentos de Rede, Módulo 3, Submódulo 3.6, revisão 2.0, 2018. Brasil.
- (9) Santos, P.H.L., Neto, C.A., Chaves, S.B., Passaro, M.C., Monteath L., Santos, M.G. Utilização de regiões de segurança em estudos de planejamento da ampliação de redes, 2012. XII SEPOPE – Brasil.
- (10) A.C. Castro, L.C. da Silva e E. Fontana. Ferramenta Computacional para a Análise de Segurança de Redes Elétricas com Relação à Estabilidade de Tensão. Programa de P&D da ANEEL/ CTEEP / UNICAMP - Brasil.
- (11) C.A. Cañizares and F.L. Alvarado. *Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC systems*, 1993. IEEE - EUA.
- (12) ROY, N. K., POTA, H. R., HOSSAIN, M. J., CORNFORTH, D. *Impact of scig and dfig type Wind turbine on the stability of distribution networks: static and dynamics aspects*, 2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC Itália.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Paulo A. Novaes, graduado em Engenharia elétrica pela Escola Politécnica de Pernambuco da Universidade de Pernambuco (UPE) em 2010 e mestrando pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Trabalhou na área de Pré-Operação do ONS (2011 – 2013), e na área de Planejamento Elétrico do Norte e Nordeste do ONS (2013 – 2017). Atualmente exerce o cargo de Engenheiro de Sistema de Potência do ONS na Gerência de Estudos de Intervenções na Rede.

Antônio C. Z. de Souza, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) em 1987, mestrado pela PUC-RJ em 1990 e doutorado pela University of Waterloo em 1995. Atualmente é professor titular da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI).

Fábio C. Medeiros, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB) em 1983, especialização pela UFPB em 1984. Trabalhou no Departamento de Estudos da CHESF (DEES) (1985-2015). Desde 2000 trabalha na área de Ampliações e Reforços e Acessos do Norte e Nordeste do ONS. Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Especialista.