

## **Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL**

### **Avaliação do desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional frente à crescente inserção de geração eólica na matriz**

**DANIEL JOSÉ TAVARES DE SOUZA(1); JOSÉ MARCOS BRESSANE(1); THAÍS PACHECO TEIXEIRA(1);  
TIAGO CAMPOS RIZZOTTO(1); RODRIGO RODRIGUES CABRAL(1);  
EPE(1);**

#### **RESUMO**

A crescente inserção da geração eólica na matriz energética brasileira traz novos desafios para o planejamento do Sistema Interligado Brasileiro (SIN).

Em virtude das características dessa fonte de energia, tais como variabilidade no curto prazo e baixa controlabilidade, torna-se essencial a existência de uma rede de transmissão resiliente e a alocação de reserva de potência capaz de manter equilíbrio entre carga e geração, garantindo a estabilidade de frequência do SIN.

O objetivo deste trabalho é demonstrar, através do estudo de casos, que o sistema planejado apresenta desempenho satisfatório, mesmo em cenários de elevada penetração de fontes variáveis de baixa inércia.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Planejamento da Expansão, Geração Eólica, Inércia, Reserva Operativa, Estabilidade Eletromecânica

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

A participação da fonte eólica na composição da matriz energética brasileira tem aumentado de forma expressiva ao longo dos últimos anos, com perspectivas de crescimento também para o horizonte futuro (1).

A diversificação da matriz energética através da inserção de fontes renováveis traz enormes benefícios para o sistema, não apenas sob o aspecto econômico, como também sob o aspecto da confiabilidade, uma vez que prevê o aumento do portfólio de geração, incluindo recursos cuja disponibilidade energética possui, em alguns casos, comportamento sazonalmente complementar ao hidráulico, historicamente predominante na matriz.

Entretanto, algumas características, tais como a variabilidade e dificuldade de previsão da geração, a baixa controlabilidade e pouca contribuição de inércia, têm provocado discussões no setor elétrico acerca dos possíveis impactos do aumento da participação dessas fontes sobre a segurança eletro-energética do SIN.

A participação das fontes variáveis na composição do parque gerador traz um alerta à necessidade de alocação de reserva de potência em máquinas com capacidade de resposta rápida e flexível, de modo a compensar as variações de geração e garantir a estabilidade de frequência no sistema elétrico. Historicamente, no sistema brasileiro, essa reserva de potência é alocada em usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e elevada capacidade de regularização, as quais participam do Controle Automático de Geração (CAG).

Todavia, por restrições relacionadas a impacto ambiental, a expansão da matriz energética tem sido realizada, nos últimos anos, através de aproveitamentos hidráulicos com baixa capacidade de regularização (sem

reservatórios), o que implicou na redução da capacidade de armazenamento do sistema, que se acentuou, também, pela crise hídrica de 2012-2016.

A crise hídrica traz preocupações em relação à capacidade de resiliência do SIN em situações de desbalanço entre carga e geração, principalmente na região Nordeste, onde há a maior concentração de empreendimentos eólicos. Nesta região, a hidrologia desfavorável na Bacia do Rio São Francisco culminou no desligamento do CAG local, com consequente redução da reserva operativa, que vem sendo contrabalançada por meio do despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito e/ou importação de energia do subsistema Sudeste (2).

Nessa situação conjuntural, a existência de uma rede de transmissão robusta é a garantia para a segurança operativa do sistema, à medida que garante o intercâmbio de montantes elevados de potência entre subsistemas. A rede de transmissão planejada para o ano de 2023, por exemplo, contempla um conjunto de linhas em 500kV (3) que agrega um ganho na ordem de 5.000MW na capacidade de importação da região Nordeste, sendo capaz de prover, via interligação, o atendimento à demanda desse subsistema, na ocorrência de variações abruptas da geração eólica local.

Este artigo é fruto de um estudo que buscou avaliar o comportamento do SIN frente a ocorrência de eventos críticos como perdas duplas de linhas de transmissão e variação da geração eólica no Nordeste, visando identificar a existência de possíveis problemas de desempenho elétrico de natureza dinâmica.

## 2.0 - PREMISSAS E CRITÉRIOS PARA A REPRODUÇÃO DE CENÁRIOS ENERGÉTICOS

A montagem dos casos de trabalho foi baseada na premissa de manutenção da condição hidrológica desfavorável na Bacia do Rio São Francisco, o que apesar de ser uma situação conjuntural e passível de mudança ao longo dos próximos anos, representa o cenário mais crítico para o atendimento eletro-energético da região Nordeste.

Em todos os cenários, em virtude da premissa adotada, foi considerada a vazão mínima permitida para a cascata do Rio São Francisco, atualmente limitada a 550m<sup>3</sup>/s (4), o que equivale a um aproveitamento hidráulico de aproximadamente 20% da capacidade instalada nessa bacia.

Nos cenários caracterizados por Norte Úmido, o despacho hídrico na região Norte é prioritário e, quando possível, superior a 90% da capacidade instalada, enquanto nos cenários caracterizados por Norte Seco, o despacho hídrico é reduzido, principalmente nas usinas com baixa capacidade de regularização, como a UHE Belo Monte, onde é considerada a disponibilidade de apenas duas máquinas.

O despacho térmico no SIN é calculado com base nas inflexibilidades e ordem de mérito, sendo utilizado o montante necessário para fechar o balanço entre carga e geração, descontando-se a disponibilidade de contribuição das fontes não despacháveis (eólica e solar).

O fator de capacidade de geração eólica em cada caso de trabalho foi proveniente de uma análise das curvas de permanência da geração eólica verificada no Nordeste, nos últimos dois anos. Nos cenários em que foi simulada variação dessa geração, foi aplicado evento de redução de 9% em um intervalo de 5 minutos, análise conservadora, tendo em vista que, na prática, essa variação máxima ocorre, com mais frequência, em um intervalo de tempo mais longo, de 30 minutos, segundo estudos estatísticos (2).

## 3.0 - DESCRIÇÃO E MODELAGEM DO CAG

Para permitir a simulação adequada de eventos de variação da geração eólica no Nordeste, foi necessário o desenvolvimento de um modelo simplificado representativo do CAG. O modelo é uma adaptação do modelo desenvolvido em (5).

A Figura 1 – (a) ilustra a modelagem da medição do erro de frequência, o qual consiste na diferença entre a frequência medida numa barra piloto da área de controle e a referência de 60Hz. Para evitar a atuação indevida do CAG, foi inserida uma banda morta, cujo objetivo é zerar a atuação do controle para erros de frequência inferiores a 1E-04Hz, possivelmente de natureza numérica.

A Figura 1 – (b) ilustra a modelagem do cálculo e integração do Erro de Controle de Área (ECA), cujo resultado define o total de incremento ou decremento aplicado no sinal de referência dos reguladores de velocidade das máquinas que compõe o CAG, em cada passo de simulação.

A Figura 1 – (c) ilustra a modelagem responsável pela distribuição da variação de geração pelas máquinas participantes do CAG ( $VCAG_i$ ). Essa distribuição é proporcional a um Fator de Participação ( $FP_i$ ), que é calculado pela relação entre a potência gerada e a potência total sincronizada, em cada usina ( $i$ ) participante do CAG.

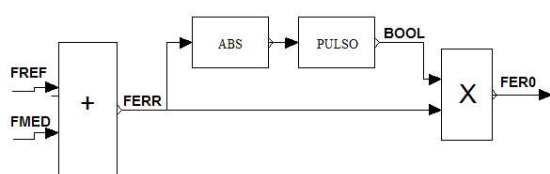
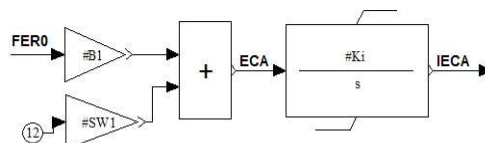


Figura 1 – (a) Medição do Erro de frequência



**Malha de Intercâmbio**

SW1 = 0, no modo FF  
SW1 = 1, no modo TLB

Figura 1 – (b) Cálculo do Erro de Controle de Área

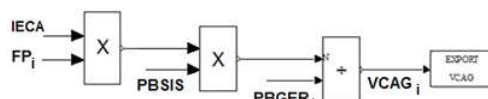


Figura 1 – (c) Exportação de Sinal para os Reguladores de Velocidade das Máquinas Participantes do CAG

Figura 1 - Diagrama de Controle do CAG

Com base na premissa de representação de cenários de hidrologia desfavorável na região Nordeste, a reserva de potência dessa região foi alocada no CAG da área Sudeste. Logo, na simulação de variações da geração eólica no Nordeste, objetivo principal desse estudo, é esperado que ocorra variação no intercâmbio entre as duas regiões, razão pela qual o CAG foi programado para operar em modo *Flat Frequency* (FF), onde permite-se a variação do intercâmbio entre áreas com o objetivo de controle de frequência.

#### 4.0 - CASOS DE ESTUDO

Serão apresentados, nas seções seguintes, os resultados da análise de três cenários, considerados mais críticos do ponto de vista de desempenho elétrico do SIN. As análises foram realizadas com suporte do programa Anatem (6).

A topologia da rede simulada é ilustrada no diagrama esquemático da Figura 2, onde as linhas de transmissão em operação se diferenciam das planejadas pelo traçado contínuo ou tracejado, respectivamente.

Para cada cenário, são analisados dois casos de estudo, o primeiro com a carga e parque gerador previstos para o ano 2023 e o segundo com a carga e parque gerador, incluindo geração eólica e solar indicativas, previstas para o ano 2027, descritos na Tabela 1.

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

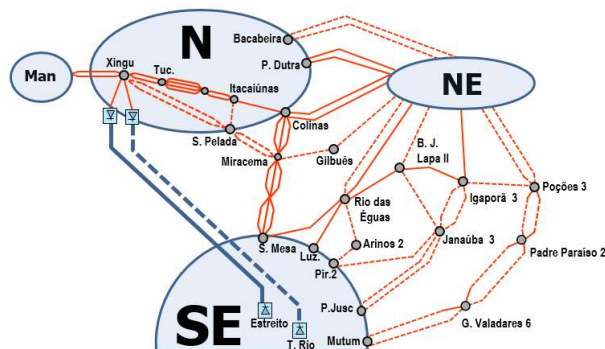


Figura 2 – Topologia da Rede considerada nos Casos de Estudo

Tabela 1 - Carga e Capacidade Instalada do SIN (MW)

Ano 2023					Ano 2027				
Fonte	Norte	Nordeste	SE/CO	SUL	Fonte	Norte	Nordeste	SE/CO	SUL
UHE	21.789	10.862	47.815	15.417	UHE	21.967	10.862	48.505	15.967
PCH	87	272	3.626	1.618	PCH	87	272	3.626	1.618
Eólica	221	17.295	28	2.646	Eólica	221	23.695	28	4.246
Solar	5	3.094	1.276	0	Solar	5	6.294	2.076	0
Biomass a	299	489	6.614	341	Biomass a	299	489	6.614	341
Térmica	3.283	7.616	14.255	2.905	Térmica	3.283	7.616	15.605	2.905
Carga do SIN (GW)	Leve		65		Carga do SIN (GW)	Leve		72	
	Média		109			Média		121	
	Pesada		104			Pesada		115	

NOTA: Valores aproximados de carga e geração considerados nos casos de fluxo de potência do PDE

#### 4.1 Cenário 1: Carga Leve – Norte Úmido - Máxima Exportação do Norte/Nordeste

O despacho energético nesse cenário é prioritariamente hidráulico na região Norte, sendo a disponibilidade eólica no Nordeste igual ao P95 correspondente a esse período (70%).

A Figura 3 – (a) e a Figura 3 – (b) ilustram os fatores de participação considerados por fonte, em cada subsistema, nos anos 2023 e 2027, respectivamente. Do ponto de vista da rede de transmissão, a criticidade desse cenário se dá pela condição de elevada exportação do Norte/Nordeste. Adicionalmente, o despacho dos casos impõe uma condição de baixa inércia no Sudeste, onde as hidrelétricas operam com despacho inferior a 50% de sua capacidade, e no Nordeste, onde o despacho hidro-térmico é mínimo e a geração eólica é máxima.

Em função do elevado carregamento das interligações, o bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio (seguido da atuação do Sistema Especial de Proteção (SEP), com *Run-Up* do bipolo Xingu-Estreito e corte de máquinas na UHE Belo Monte) é considerado a pior contingência nesse cenário, não tendo violado os critérios de segurança do SIN, conforme resultados exibidos na Figura 4.

A Figura 4 ilustra o perfil das tensões na interligação Nordeste-Sudeste e a frequência em máquinas de diferentes subsistemas do SIN, nos anos 2023 e 2027. Observa-se que, durante a perturbação, os afundamentos de tensão são pouco significativos e que, em regime permanente, as tensões convergem para valores compatíveis com os critérios de desempenho de rede. Nota-se, ainda, que em ambos os casos ocorre estabilização da frequência, apenas com atuação da regulação primária, visto que o modelo de CAG foi mantido desativado.

Adicionalmente, foi realizada uma análise de sensibilidade através da simulação de atrasos no tempo de atuação do SEP que desliga máquinas na UHE Belo Monte, sendo que esta é uma variável sensível para a segurança do sistema. A Figura 5 mostra que, até mesmo na ocorrência de falha que impeça a atuação do SEP, o sistema é capaz de estabilizar, convergindo, entretanto, para tensões inferiores a 1 p.u. em regime permanente.

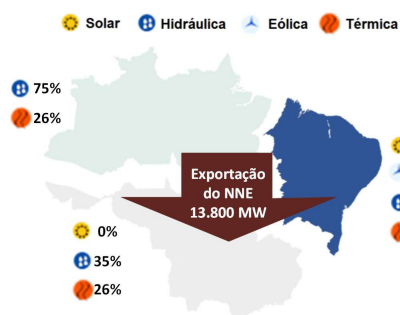


Figura 3 – (a) Fator de Participação por Fonte (Caso 2023)

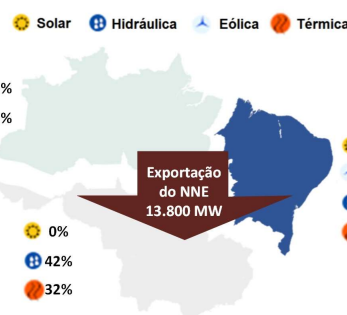


Figura 3– (b) Fator de Participação por Fonte (Caso 2027)

NOTA: Mapas gerados pela ferramenta EXCEL (Da Plataforma Bing ©Geonames, HERE, MSFT)

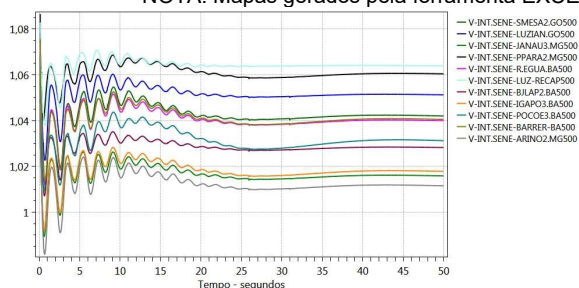


Figura 4 – (a) Tensões nas Interligações (p.u.) (Caso 2023)

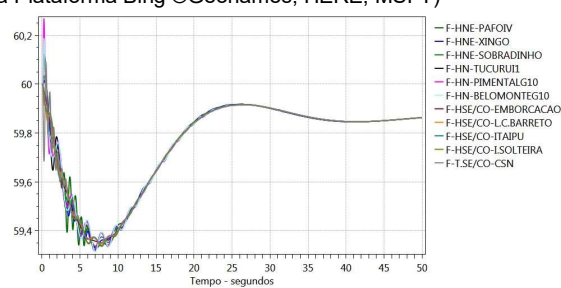


Figura 4 – (b) Frequência no SIN (Hz) (Caso 2023)

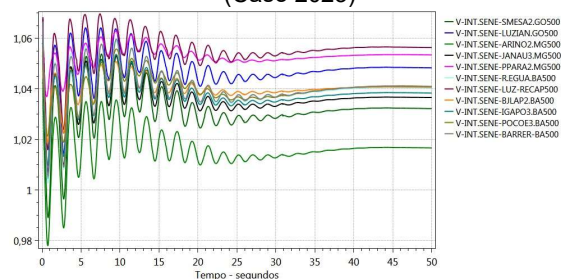


Figura 4 – (c) Tensões nas Interligações (p.u.) (Caso 2027)

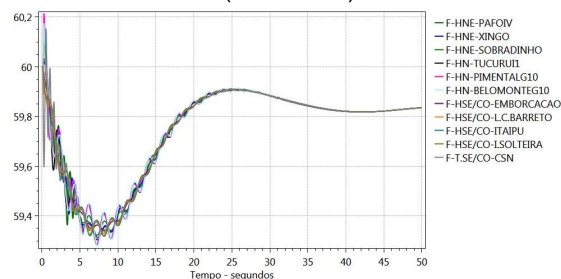


Figura 4 – (d) Frequência no SIN (Hz) (Caso 2027)

Figura 4 - Resultados de Simulação para o Cenário 1

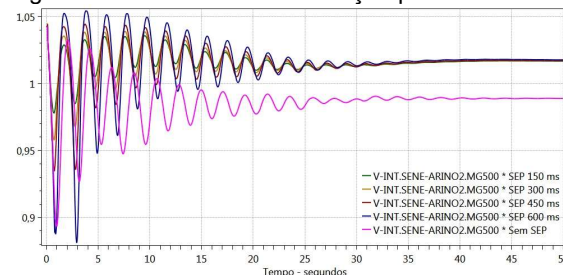


Figura 5 - Análise de Sensibilidade – Perfil de Tensão em 2023 (p.u.)

Conclui-se que o montante elevado de geração eólica no Nordeste e a consequente redução de inércia no SIN não provocam problemas de natureza dinâmica no patamar de carga leve, indicando que o sistema de transmissão planejado é robusto, no sentido de acomodar o fluxo de potência e atender os critérios de desempenho de rede, mesmo frente a ocorrência de eventos extremamente severos.



#### 4.2 Cenário 2: Carga Leve – Norte Seco – Máxima Exportação do Nordeste

O cenário 2 é um cenário crítico para a simulação de variação negativa da geração eólica do Nordeste, já que, neste caso, ocorre a coincidência de elevada geração eólica e carga reduzida, possibilitando a maior exportação de energia desse subsistema para os demais, em uma configuração de baixa inércia no SIN. A Figura 6 – (a) e a Figura 6 – (b) ilustram os fatores de participação considerados por fonte, em cada subsistema, nos anos 2023 e 2027, respectivamente.

Nesse cenário, foi avaliado o comportamento do sistema após a aplicação de um evento de redução, em toda a região Nordeste, de 9% da geração eólica (1.307 MW no ano 2023 e 1.791 MW no ano 2027), sendo ativado o modelo de CAG detalhado na Seção 3.

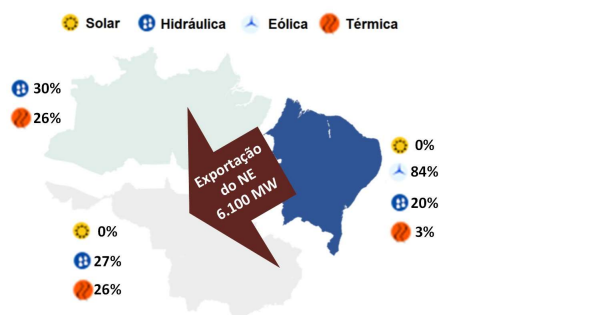


Figura 6 – (a) Fator de Participação por Fonte (Caso 2023)

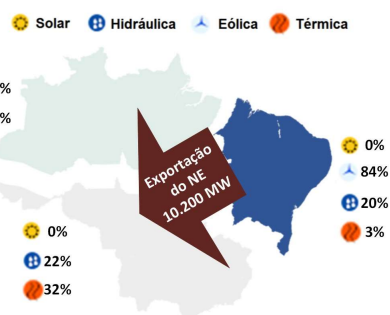


Figura 6 – (b) Fator de Participação por Fonte (Caso 2027)

NOTA: Mapas gerados pela ferramenta EXCEL (Da Plataforma Bing ©Geonames, HERE, MSFT)

Na Figura 7 são exibidos os resultados das análises para o caso representativo do ano 2023. A Figura 7 – (a) mostra a aplicação do evento em um ponto de conexão de geração eólica em um intervalo de 5 minutos (destaca-se que, como não é possível representar uma variação em rampa de forma simplificada, a fim de emular seu efeito, foram aplicados degraus consecutivos em intervalos de 30 segundos, cada). Na Figura 7 – (b) é exibido o comportamento da frequência no sistema, sendo possível observar a partir da Figura 7 – (c), a correta atuação do CAG, no sentido de eliminar o Erro de Controle de Área. A Figura 7 – (d) ilustra a tensão nas barras da interligação Nordeste – Sudeste, sem violação dos critérios de desempenho da rede.

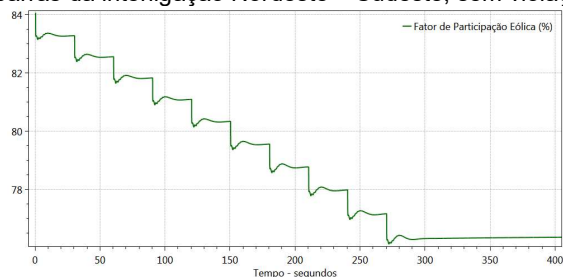


Figura 7 – (a) Fator de Participação Eólica (%)

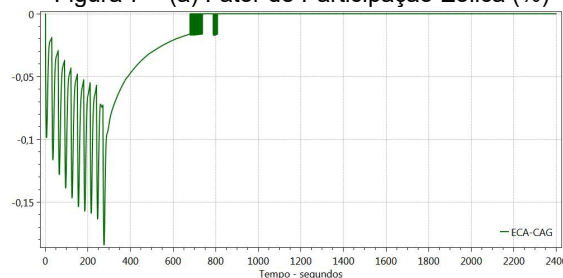


Figura 7 – (c) Erro de Controle de Área

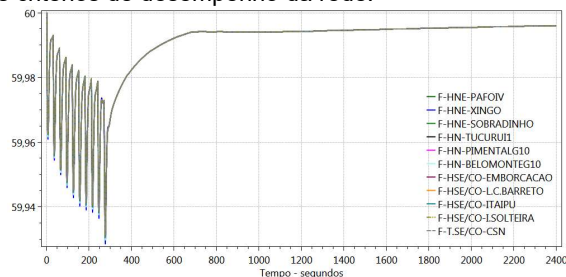


Figura 7 – (b) Frequência no SIN (Hz)

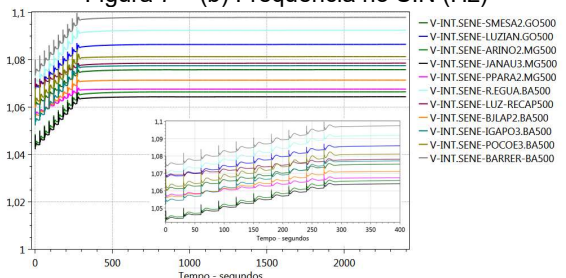


Figura 7 – (d) Tensão na Interligação SE-NE (p.u.)

Figura 7 – Resultados de Simulação para o Ano 2023

Na figura 8 são exibidos os resultados das análises para o ano 2027, no qual simultaneamente à redução da geração eólica no Nordeste, foi aplicado o evento de curto-circuito na SE 500kV Poções 3 seguido de abertura dupla da LT Poções 3 – Padre Paraíso 2 500kV, que é um dos eixos mais carregados da interligação Nordeste – Sudeste nesse cenário. O resultado exibido na Figura 8 – (a) e a Figura 8 – (b) evidenciam a estabilidade de frequência e de tensão do sistema frente a ocorrência do evento aplicado.

Como, no Brasil, a localização dos empreendimentos eólicos é distribuída em regiões com características de vento distintas entre si, graças ao efeito portfólio a probabilidade de variação simultânea e de mesma magnitude em todos os parques eólicos, tal como simulado, é pouco provável. Assim sendo, a simulação da redução de 9% da geração eólica total no Nordeste demonstra a robustez do sistema face a situações extremamente críticas de variação de geração e baixa inércia local no Nordeste. Resultados semelhantes foram encontrados, também, para aplicação de redução instantânea do mesmo percentual de geração eólica.

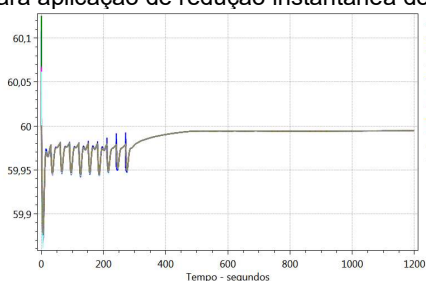


Figura 8 – (a) Frequência no SIN (Hz)

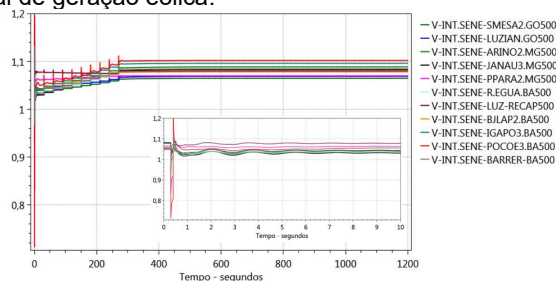


Figura 8 – (b) Tensão na Interligação SE-NE (p.u.)

Figura 8 – Resultados de Simulação para o Ano 2027

#### 4.3 Cenário 3: Carga Média – Norte Úmido – Máxima Importação do Nordeste

De modo semelhante ao anterior, o cenário 3 é propício para a simulação de variações negativas da geração eólica no Nordeste. Neste caso, o objetivo foi a reprodução de uma situação de máxima importação do Nordeste, coincidente com uma condição de baixa inércia local.

Nesse cenário, intencionalmente, o fator de capacidade utilizado para a geração eólica não foi baseado nos percentis de permanência, mas sim, num montante tal que garantisse a maior importação possível da região Nordeste, sendo este, um cenário com baixa probabilidade de ocorrência, porém, de mais alta criticidade no que concerne a disponibilidade de inércia local. A Figura 9 – (a) e a Figura 9 – (b) ilustram os fatores de participação considerados por fonte, em cada subsistema, nos anos 2023 e 2027, respectivamente.

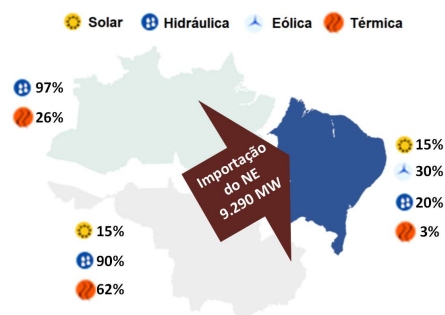


Figura 9 – (a) Fator de Participação por Fonte  
(Caso 2023)

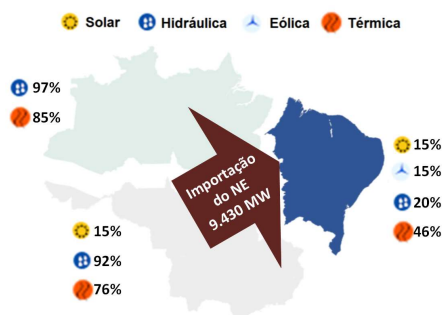


Figura 9 – (b) Fator de Participação por Fonte  
(Caso 2027)

NOTA: Mapas gerados pela ferramenta EXCEL (Da Plataforma Bing ©Geonames, HERE, MSFT)

Foi simulado simultaneamente à variação de 9% da geração eólica (467 MW no ano 2023 e 320 MW no ano 2027), a perda do Bipolo Xingu-Terminal Rio, conforme ilustrado na Figura 10 – (a). A Figura 10 – (b) exibe a frequência no SIN após a aplicação dos eventos, indicando que a atuação do CAG da região Sudeste é efetiva para o controle da frequência em 60Hz, na configuração do ano 2023. A Figura 10 – (c) mostra o aumento da importação total do Nordeste, acompanhando a redução da geração eólica local e a Figura 10 – (d) exibe a

tensão nas barras da interligação Norte – Nordeste e Nordeste – Sudeste, as quais se mantêm entre 1 p.u. e 1.1 p.u., valores adequados aos critérios de desempenho de planejamento e operação.

Na Figura 11 é exibido o comportamento do SIN após a aplicação do mesmo evento, na configuração 2027. A Figura 11 – (a) mostra a tomada de potência pelas usinas participantes do CAG da região Sudeste, compensando a redução de geração eólica e o corte de máquinas na UHE Belo Monte após a perda do Bipolo. A Figura 11 – (b) ilustra a frequência do SIN, que estabiliza em 60Hz no fim da simulação. A Figura 11 – (c) mostra a variação da importação total do Nordeste e a Figura 11 – (d) ilustra a tensão nas barras da interligação Norte – Nordeste e Nordeste – Sudeste, indicando que o sistema atende aos critérios de desempenho de rede.

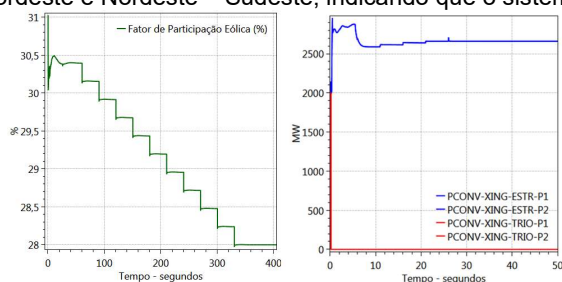


Figura 10 – (a) Aplicação do Evento

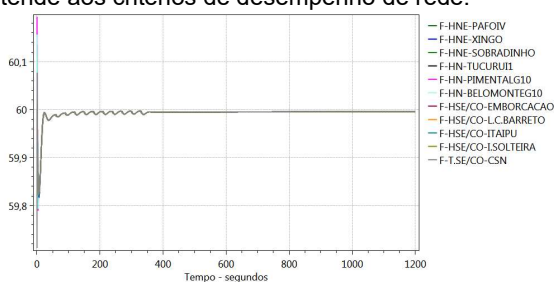


Figura 10 – (b) Frequência no SIN (Hz)

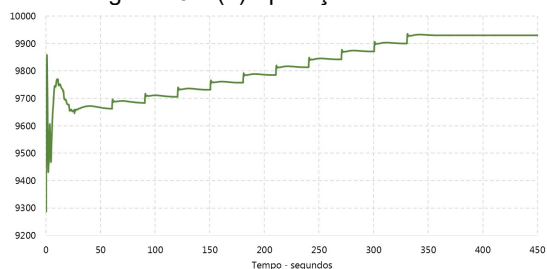


Figura 10 – (c) Importação do Nordeste (MW)

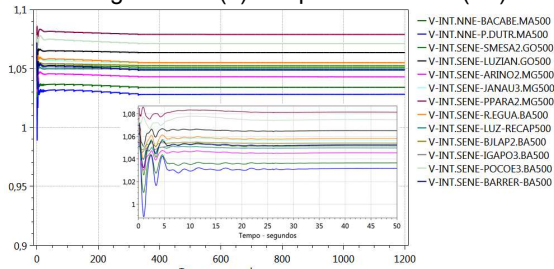


Figura 10 – (d) Tensão nas Barras da Interligação (p.u.)

Figura 10 – Resultados de Simulação para o Ano 2023

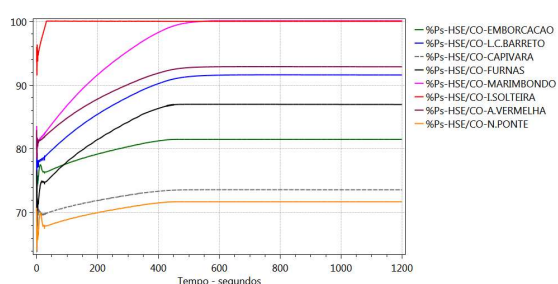


Figura 11 – (a) Relação entre Potência Gerada e Sincronizada nas Usinas do CAG (%)

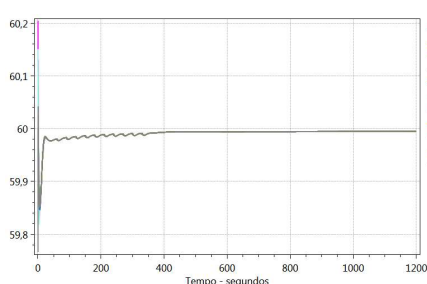


Figura 11 – (b) Frequência no SIN (Hz)

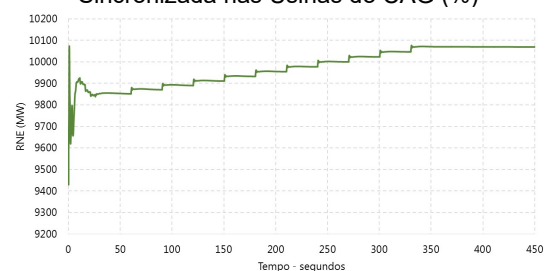


Figura 11 – (c) Importação do Nordeste (MW)

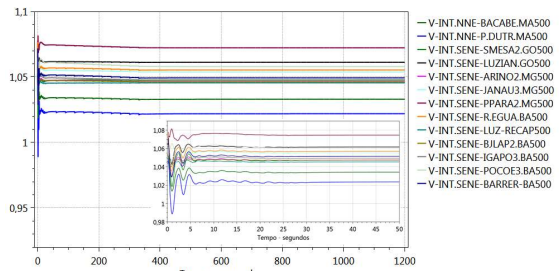


Figura 11 – (d) Tensão nas Barras da Interligação (p.u.)



Interligação(p.u.)

Figura 11 – Resultados de Simulação para o Ano 2027

A principal conclusão inferida a partir desse cenário é o fato de que, no final do horizonte decenal, com a expansão da geração eólica no Nordeste, torna-se pouco frequente a ocorrência de cenários de elevada importação desse subsistema coincidentes com baixa inércia local, visto que a condição de importação máxima ocorrerá, principalmente, quando o fator de capacidade eólico estiver reduzido. Nessa situação, a redução da geração eólica não é severa o suficiente para degradar o desempenho do sistema, o qual se mostrou estável para as simulações realizadas.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Os resultados das análises apresentadas neste artigo mostram que o sistema planejado é robusto e seguro, deixando evidente o fato de que a existência de uma rede de transmissão malhada agrega resiliência para o SIN frente a ocorrência de eventos de alta severidade, mesmo em cenários críticos de carga e geração.

As análises envolvendo a simulação de variação abrupta na geração eólica indicam que, para os piores cenários aqui apresentados, não há problemas de natureza dinâmica, na janela de tempo associada a análise de transitórios eletromecânicos, associados à redução da inércia no sistema, principalmente na região Nordeste.

Por fim, pode-se concluir que a expansão da malha de transmissão, especialmente na capacidade das interligações entre subsistemas, é um método que permite o aumento da flexibilidade de sistemas elétricos, possibilitando o aproveitamento otimizado dos recursos disponíveis na matriz energética brasileira.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Brasil.
- (2) ONS. ONS RE 3/149/2016 - Metodologia para o dimensionamento da reserva de potência operativa do SIN face ao crescimento da geração eólica - setembro de 2016. Brasil.
- (3) EPE. EPE-DEE-RE-148/2014 - Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste. Brasil.
- (4) ANA. Resolução nº 51, de 26 de julho de 2018 - Documento nº 00000.046586/2018-96. Brasil
- (5) DE ALMEIDA, LEONARDO PINTO. Análise de desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão – Dissertação de Mestrado – COPPE/UFRJ, março de 2004. Brasil.
- (6) CEPEL. Programa ANATEM – Manual do Usuário – Versão 11.5.1. Brasil.

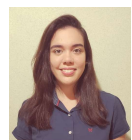
## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Daniel José Tavares de Souza** graduou-se Engenheiro Eletricista pelo CEFET/RJ em 2005 e é mestre em Sistemas de Potência pela COPPE/UFRJ (2011). Trabalhou em empresas como Eletrobrás, Furnas e ONS. Atualmente exerce a função de Consultor Técnico na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia desde 2007.



**José Marcos Bressane** graduou-se Engenheiro Eletricista pela Escola Politécnica da USP (1968), com mestrado em Sistemas Elétricos de Potência (1971) pela Washington State University, Pullman-Wa, USA. Vinculado à Empresa de Pesquisa Energética – EPE desde 2005, como Assessor da Diretoria de Estudos de Energia Elétrica até 2013 e desde então, até o presente, Superintendente de Transmissão de Energia. Com experiência de mais de 40 anos no setor elétrico brasileiro, no planejamento, operação, especificação e viabilidade técnico-econômica de sistemas elétricos em EAT, tendo atuado como funcionário ou como consultor para empresas como Themag, Promon, Shell Brasil, Tespo, Cepel, ONS, dentre outras.



**Thaís Pacheco Teixeira** graduou-se como Engenheira Eletricista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2013 e obteve grau de Mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ em 2018. Trabalhou em empresa de consultoria e no ONS, entre 2013 e 2015, quando passou a integrar a equipe da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da transmissão de energia.



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

4812  
GLP/14

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG



**Tiago Campos Rizzotto** engenheiro eletricista formado pela Universidade Federal de Uberlândia em 2007; mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2016. É Analista de Pesquisa Energética desde 2008 na Empresa de Pesquisa Energética – EPE onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia.



**Rodrigo Rodrigues Cabral** graduou-se Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal Fluminense-UFF em 2011 e obteve grau de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ em 2015. É Analista de Pesquisa Energética desde 2013 na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia.