



## **Grupo de Estudo de Geração Eólica, Solar e Armazenamento-GES**

### **Geração de Energia Eólica no Nordeste Brasileiro e o Cenário Meteorológico Adjacente: Parte I - Climatologia e efeitos meteorológicos de curto e longo prazo; Parte II - Estudos de casos e impacto no Preço de Liquidação das Diferenças Horário**

**RODRIGO AZAMBUJA(1); TAINÁ MOTA(1); EDUARDO FONSECA(1); REGIANE BARROS(1); CAMILA GIGLIO(1); HUMBERTO ALENCAR(1); LUCIO SUNANO(1); FABIO FERREIRA(1); DANIEL SIQUEIRA(1); PATRICIA ARRUDA(1); RODRIGO SACCHI(1); RAFAEL FERREIRA(1); CESAR PEREIRA(1); CCEE(1);**

#### **RESUMO**

O trabalho apresenta uma análise do cenário meteorológico associado à geração eólica no Nordeste brasileiro e os impactos das reduções das gerações no Preço de Liquidação das Diferenças Horário (PLDh). Os resultados mostraram que a ZCIT e a ASAS são os principais sistemas meteorológicos responsáveis por caracterizar o ciclo anual da geração eólica no NE. Uma análise do PLDh mostrou que reduções significativas das gerações estão associadas a passagens de frentes frias no litoral da região Sudeste e, de maneira geral, mostraram que essas reduções vieram acompanhadas de um aumento do PLDh.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Geração eólica, Cenário meteorológico, DESSEM, PLD horário

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

O Brasil é o quinto maior país do mundo em extensão territorial (~8.5 milhões de km<sup>2</sup>), ocupando áreas tropicais e subtropicais. Sua dimensão continental torna o país susceptível a atuação de distintos padrões meteorológicos em multi-escalas espaciais e temporais, que influenciam diretamente nas condições de tempo e clima. O cenário meteorológico favorável possibilita ao Brasil possuir a matriz energética mais renovável do mundo industrializado. 82% da produção é proveniente de recursos hídricos e energias eólica e solar. A região Nordeste é a mais favorável para geração eólica que, atualmente, corresponde a cerca de 14% da geração de energia elétrica no país. O presente trabalho apresenta uma análise do cenário meteorológico associado à geração eólica no Nordeste brasileiro. Os resultados ora apresentados possibilitaram: (1) caracterizar a meteorologia associada a geração eólica no Brasil e (2) identificar quais os fenômenos e como podem afetar a geração eólica no Nordeste brasileiro, bem como a previsibilidade dos mesmos.

Atualmente a CCEE calcula o valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em R\$/MWh com base semanal para três patamares de carga (leve, médio e pesado), que variam conforme o consumo de energia ao longo do dia. A partir de janeiro de 2020, o PLD poderá ser calculado em base horária. Desde abril de 2018 a CCEE, em conjunto com o ONS, vem realizando a "Operação Sombra", que tem como objetivo principal antecipar os eventuais impactos da adoção do preço horário. O modelo utilizado para o cálculo do PLD horário (PLDh) é denominado DESSEM e visa, através da operação diária, reduzir os custos operativos e dos riscos de déficit. O trabalho apresenta estudos de casos (Parte II - Estudos de casos e impacto no Preço de Liquidação das Diferenças Horário) baseados nos resultados obtidos na primeira parte: Parte I - Climatologia e efeitos meteorológicos de curto e longo prazo. Os casos foram escolhidos com base em reduções significativas na geração eólica observada no Nordeste no período do ano em que são esperadas as gerações máximas (Agosto a Novembro). A partir dos casos selecionados foram investigados os impactos no PLDh calculado pelo DESSEM.

## 2.0 - DADOS E METODOLOGIA

### 2.1 Geração eólica

Os dados de geração eólica observada utilizados são de fontes *onshore* contabilizados pelo Sistema de Apuração de Geração, Intercâmbio e Carga (SAGIC) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) entre 2013 e 2018 na região Nordeste do Brasil. A geração eólica prevista utilizada é oriunda do modelo de previsão desenvolvido pelo ONS para uso no modelo DESSEM. O modelo se baseia na relação entre a magnitude do vento e a geração observada no Nordeste. A partir da previsão da magnitude de vento proveniente dos modelos meteorológicos, é estimada a geração eólica a cada 30 minutos por usina. A previsão de magnitude do vento é de origem dos modelos meteorológicos GEFS, Eta15, BAM, ECMWF1 e ECMWF2. A geração eólica será representada no trabalho de diferentes formas (base mensal, semanal ou horária), conforme o objetivo da análise.

### 2.2 Variáveis meteorológicas

Os dados de suporte utilizados nas análises foram de variáveis meteorológicas provenientes de reanálise *do National Centers for Environmental Prediction/ National Center for Atmospheric Research* (NCEP/NCAR). Os dados de reanálise II utilizados possuem resolução espacial de 0,5° e as variáveis analisadas foram: pressão reduzida ao nível do mar em milibares (PNM) e direção/magnitude do vento no nível de 1000 hPa em m/s. Para exemplificar o posicionamento de sistemas meteorológicos foram utilizadas imagens do satélite GOES-16 no canal infravermelho realçada. As imagens foram disponibilizadas pela Divisão de Satélites Ambientais (DSA) do CPTEC/INPE.

### 2.3 DESSEM

O cálculo do PLD é atualmente realizado pelos modelos NEWAVE (NW) e DECOMP (DC). O NW calcula a política de operação a médio prazo (discretização mensal e horizonte de 5 anos) e o DC no curto prazo (discretização semanal e horizonte de 6 semanas) (Melo et al., 2011). Na tentativa de uma melhor representação do PLD, vem sendo realizada ao longo dos anos de 2018 e 2019 a operação sombra, que consiste em um período de testes de validade do modelo DESSEM para o cálculo do PLD, modelo este de política de operação de curto prazo, com discretização semi-horária e horizonte de 2 semanas. O modelo DESSEM está em fase de validação para ser utilizado oficialmente a partir de 2020. Atualmente o PLDh é calculado pelo DESSEM com e sem rede elétrica, sendo a opção que considera a rede elétrica empregada neste trabalho. O motivo dessa escolha se deve ao melhor detalhamento de restrições do PLDh com rede elétrica, que indicam um melhor sinal econômico do PLD horário.

## 3.0 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 3.1 Parte I - Climatologia e efeitos meteorológicos de curto e longo prazo

#### 3.1.1 Características gerais

A região Nordeste do Brasil é formada por nove estados e ocupa uma área de ~1.5 milhões de km<sup>2</sup> (18% do território brasileiro). O Nordeste é a região brasileira com maior potencial para geração eólica e possui parques eólicos instalados em todos os seus estados. O histograma mostrado na Figura 1 indica a geração eólica média mensal medida no Nordeste entre 2013 e 2018. Os valores estão normalizados conforme a equação (1) (Eq. 1) a fim de que não sejam contaminados pela potência instalada e permitam identificar o comportamento sazonal da geração eólica.

$$(Eq\ 1) \quad Geração\ eólica\ normalizada = 100 \left( \frac{Geração\ mensal}{Geração\ total\ anual} \right)$$

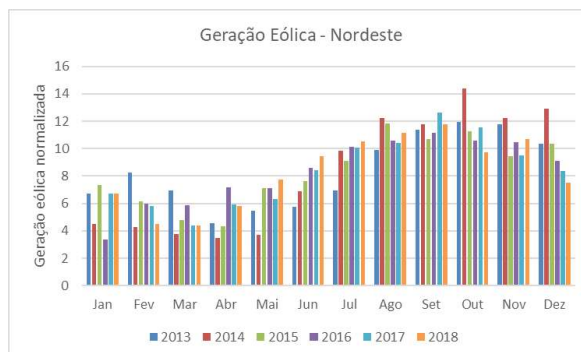


Figura 1 – Geração eólica média mensal (normalizada) no Nordeste medida entre 2013 e 2018.

O resultado evidencia um comportamento semelhante nos seis anos analisados: a geração eólica varia entre valores mínimos nos meses de março e abril e máximos em setembro e outubro. Contabilizando os valores de geração nos últimos seis anos, tem-se que o trimestre agosto, setembro e outubro (ASO) é o mais favorável à geração eólica no NE, correspondendo a 35% da geração anual, enquanto o trimestre fevereiro, março e abril (FMA) tem a menor geração. Esses trimestres coincidem com os períodos de menores (ASO) e maiores (FMA) índices pluviométricos na região (Cavalcanti, 2016).

### 3.1.2 Cenário meteorológico

O principal sistema meteorológico responsável pela precipitação no Nordeste é a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) (Uvo, 1989; Molion e Barbardo, 2000). A ZCIT é um importante sistema meteorológico para o Nordeste brasileiro e consiste em uma banda de nebulosidade em latitudes equatoriais proveniente da convergência de ventos de baixa magnitude, os ventos alísios (De Melo et al. 2002). Esse sistema se posiciona sobre as áreas oceânicas com anomalias de Temperatura da Superfície do Mar (TSM) positivas (Hastenrath, 1991). Diversos autores indicam um posicionamento sazonal característico da ZCIT, estando postada sobre o Oceano Atlântico Equatorial Norte nos meses de agosto e setembro e mais ao sul, atuando sobre o Nordeste brasileiro, nos meses de março e abril (Uvo, 1989; Waliser et al. 1993; De Melo, 2002). Os resultados mostrados na seção 3.1.1, associadas ao posicionamento da ZCIT, indicam que as condições do clima são responsáveis pelo ciclo anual (longo prazo) da geração eólica no NE.

Outro sistema meteorológico responsável por impactar a geração eólica no NE é a Alta Pressão Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) (Bastos e Ferreira, 2000). No trimestre ASO, a ASAS está mais intensa e próxima à costa leste do Brasil, com sua circulação característica (anti-horária) aumentando a magnitude dos ventos no NE. Situação oposta à observada no trimestre FMA, quando a ASAS está mais enfraquecida e deslocada para o leste do oceano Atlântico Sul. Os mapas na Figura 2 apresentam a magnitude média dos ventos no nível de 1000 hPa, aproximadamente 100 metros de altura, nos trimestres FMA (Figura 2(a)) e ASO (Figura 2(b)) observados entre 2013 e 2018. Os tons de cores mais quentes evidenciam uma maior magnitude dos ventos na região Nordeste no trimestre ASO.

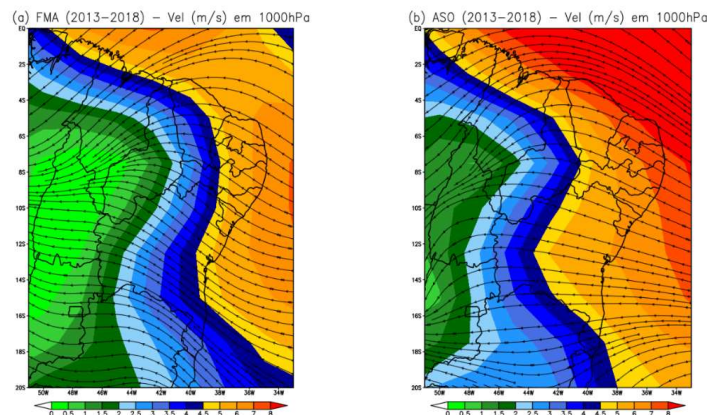


Figura 2 – Direção e magnitude média do vento (m/s) no nível de 1000hPa (~100 metros) observados entre 2013 e 2018: (a) FMA; (b) ASO.

Os mapas na Figura 3 mostram a média da pressão reduzida ao nível do mar entre 2013 e 2018 e indicam o posicionamento da ASAS (letra A em vermelho) no oceano Atlântico Sul. No trimestre FMA (Figura 3(a)) a ASAS não está atuando intensamente sobre o Brasil, os valores de pressão próxima a costa leste do Brasil estão enfraquecidos, resultando em menores magnitudes dos ventos e a consequente redução na geração eólica do NE. O oposto pode ser observado no trimestre ASO (Figura 3(b)), em que a ASAS atua intensamente na costa leste do Brasil e, conseqüentemente, a magnitude elevada dos ventos tende a aumentar o potencial de geração eólica no NE.

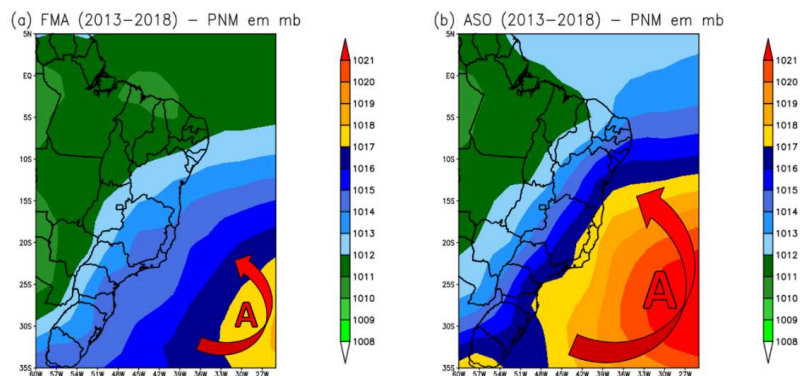


Figura 3 – Pressão reduzida ao nível do mar (PNM) média em milibares (mb) observados entre 2013 e 2018: (a) FMA; (b) ASO.

### 3.1.3 Impacto de fenômenos transientes

A intensidade da ASAS atuando sobre o Brasil favorece, além da geração eólica no NE, os episódios de bloqueio no Sudeste e região central do Brasil. Esses bloqueios impedem a propagação de frentes frias e a ocorrência de precipitações nessas regiões (Ambrizzi et al. 2009). O início de 2019 foi marcado por um intenso episódio de bloqueio que durou aproximadamente 40 dias, reduzindo as chuvas e aflúências nas principais bacias hidrográficas do Sudeste. Todavia, o episódio de bloqueio caracterizado pela atuação da ASAS sobre o Brasil favorece a geração eólica no NE. A imagem de satélite da Figura 4 (esquerda) exemplifica o episódio de bloqueio, com precipitação reduzida no Brasil e a ASAS atuando e elevando a geração eólica no NE, que chegou a 6.500 MWmed no dia 02 de janeiro de 2019. O enfraquecimento do bloqueio e da ASAS a partir da segunda quinzena de fevereiro/2019, permitiu o avanço de frentes frias sobre o oceano, resultando em chuvas no centro e SE do Brasil e na redução da geração eólica no NE, que em 16 de fevereiro de 2019 chegou a apenas 855 MWmed Figura 4 (direita).

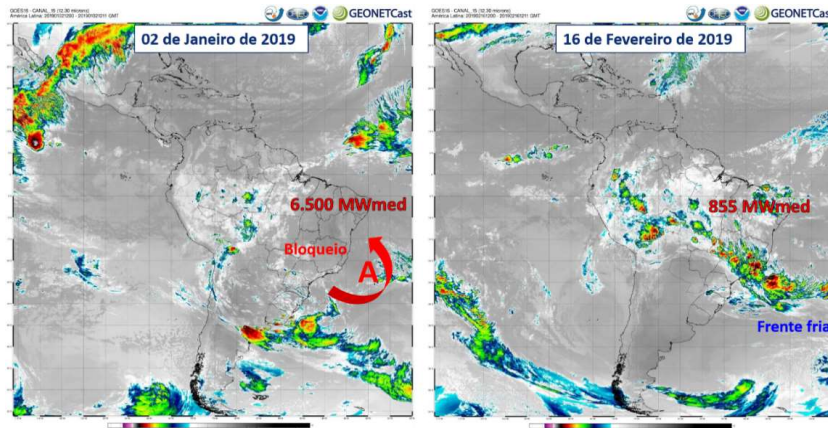


Figura 4 – Imagem do satélite GOES-16 no canal IR (realçada): período de bloqueio e geração eólica elevada no NE (esquerda) e chuva no SE e geração eólica reduzida no NE (direita).

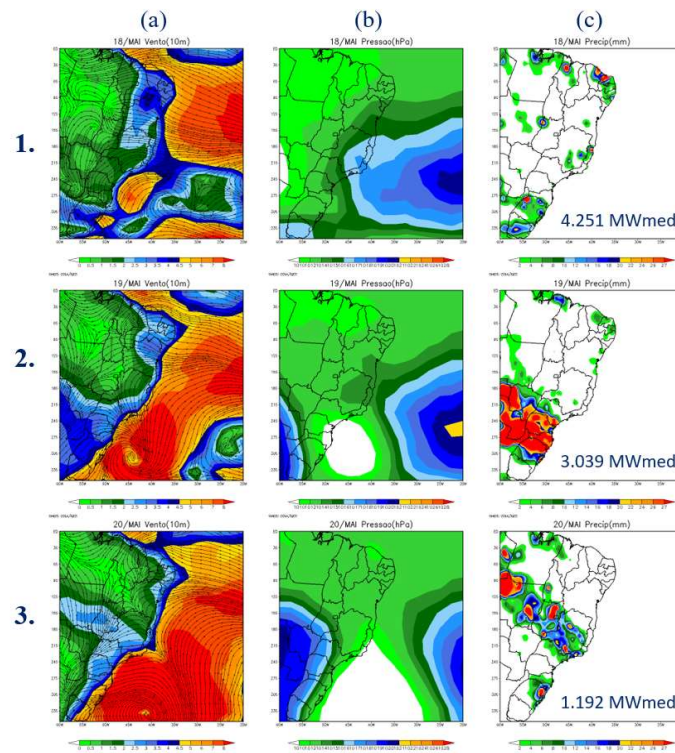


Figura 5 – Variáveis meteorológicas observadas nos dias 18 (1.), 19 (2.) e 20 (3.) de maio de 2018: (a) direção e magnitude média do vento (m/s) em 10 metros; (b) Pressão reduzida ao nível do mar (PNM) média em milibares (mb); (c) precipitação acumulada.

As frentes frias são sistema meteorológicos transientes, i.e. temporários, que afetam o tempo sobre o Brasil durante todo o ano e podem ser indicativos de redução da geração eólica no NE. As frentes frias geralmente se deslocam de sudoeste para nordeste sobre o continente e oceano atlântico adjacente (Andrade e Cavalcanti, 2004), ocorrendo devido ao enfraquecimento do sistema de alta pressão no oceano. Os mapas mostrados na Figura 5 exemplificam como as frentes frias interferem na geração eólica do NE. Entre os dias 18 e 20 de maio de 2018 a geração eólica do NE apresentou uma redução superior a 3.000 MWmed. No dia 18/05 (Figura 5.1) a geração eólica apresentava valores acima de 4.000 MWmed, dada a atuação de um sistema de alta pressão

sobre o Brasil (Figura 5.1(b)), que causou baixos volumes pluviométricos (Figura 5.1(c)). A partir do dia 19/05 (Figura 5.2) uma frente fria avança sobre o sul do Brasil, a alta pressão enfraquece, permitindo o avanço da frente fria (Figura 5.2(b)), e ocorrem chuvas entre as regiões Sul e Sudeste do Brasil (Figura 5.2(c)). No dia 20/05 (Figura 5.3) as magnitudes de vento já estão reduzidas no NE, o sistema de alta pressão já não impede o avanço das chuvas até o SE e centro do Brasil e a geração eólica total diária é de 1.192 MWmed. Segundo Cavalcanti et al. (2016), um total de 35 frentes frias avançam sobre o oceano Atlântico Sul, próximo a costa leste no Sudeste, ao longo do ano, sendo que a maioria dos casos ocorre entre os meses de setembro e novembro. A previsibilidade do avanço de frentes frias é de até 15 dias, com um menor desempenho da previsão ao longo do horizonte. A situação exemplificada na Figura 5 indica que a previsão de passagem de frentes frias no Sudeste e oceano adjacente pode ser um indicativo de redução na geração eólica do NE.

O gráfico na Figura 6 apresenta a geração eólica diária no Nordeste (azul claro) e uma média móvel de 30 dias (azul escuro) para o ano de 2018. A média móvel evidencia um comportamento característico da geração eólica no Nordeste, conforme abordado na seção 3.1.1: ocorrência de valores mínimos no trimestre FMA e de máximos no trimestre ASO. Entretanto, os valores diários apresentam oscilações expressivas chegando a valores abaixo de 4.000 MWmed nos meses de máxima geração (ASO). Esses valores estão associados ao avanço de sistemas frontais, fenômenos meteorológicos transientes e de curto prazo (1 a 3 dias) e esses dias serão avaliados na próxima seção sob o ponto de vista do PLDh.

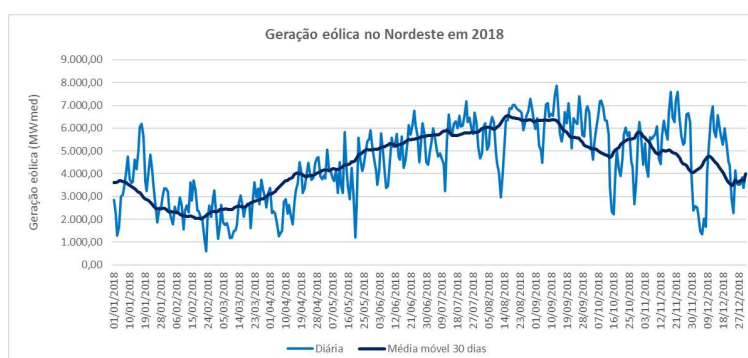


Figura 6 – Geração eólica diária no Nordeste medida em 2018: total diário (azul claro) e média móvel em 30 dias dos totais diários (azul escuro).

### 3.2 Parte II - Estudos de casos e impacto no Preço de Liquidação das Diferenças Horário

A seção 3.1 abordou as características meteorológicas associadas a geração eólica no Nordeste e esta seção apresentará os impactos dos efeitos meteorológicos de curto prazo na formação do PLDh no submercado Nordeste. As análises abrangeram, quantitativamente, a geração eólica prevista e observada no NE em relação ao comportamento do PLDh, sendo as demais variáveis que impactam no PLD (vazões, armazenamento, carga e intercâmbio entre submercados) interpretadas de maneira qualitativa.

#### 3.2.1 Geração eólica nos meses ASON de 2018

A geração eólica total diária nos meses de Agosto, Setembro, Outubro e Novembro (ASON) de 2018 variou entre valores elevados (> 6.000 MWmed), conforme esperado, até valores baixos (< 3.000 MWmed), apresentados na Figura 7(a). O modelo de previsão de geração eólica utilizado na entrada do modelo DESSEM apresentou um desempenho elevado quanto a acertabilidade para as próximas 24 horas, com  $R^2 = 0.89$  (Figura 7(b)).

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

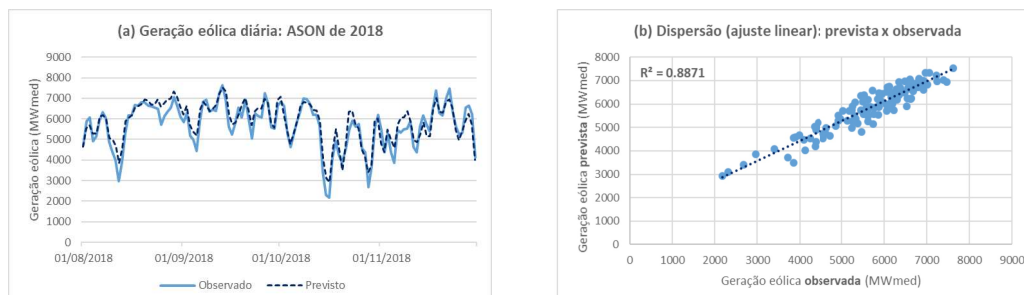


Figura 7 – (a) Geração eólica horária observada e prevista nos meses ASON de 2018; (b) Relação (dispersão e ajuste linear) entre a geração eólica horária observada e prevista pelo modelo de previsão do ONS. Os seis dias (seis casos) com geração inferior a 4.000 MWmed nos meses ASON de 2018, foram escolhidos para a análise do PLDh. Os referidos casos estão ilustrados no mosaico de imagens de satélite mostrados na Figura 8. Em todas as imagens, destacou-se a ocorrência de frentes frias, indicadas pela linha pontilhada em azul. Esse resultado evidencia uma clara relação, já anteriormente discutida, entre a redução significativa da geração eólica no NE em casos de avanços de frentes frias sobre o Sudeste e oceano Atlântico adjacente.

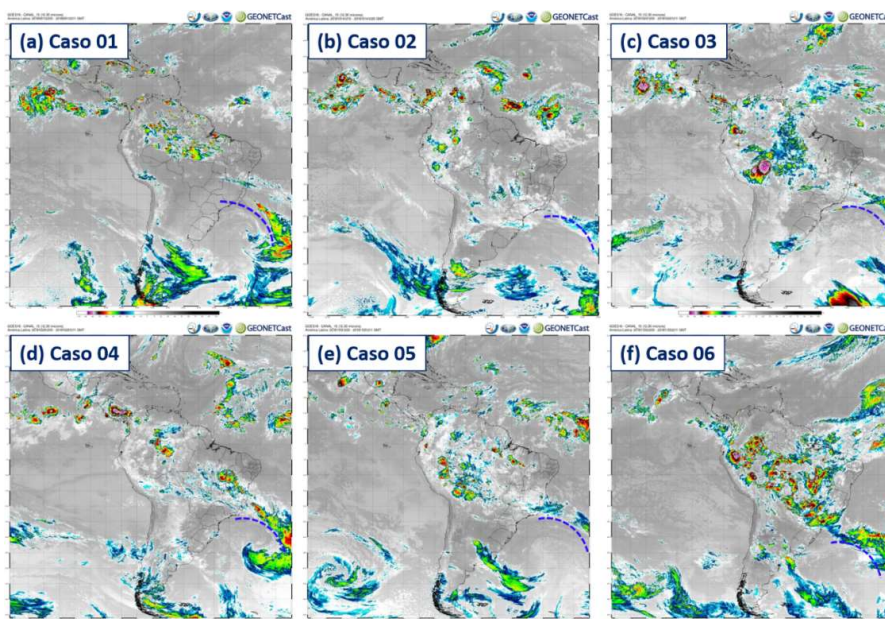


Figura 8 – Imagem do satélite GOES 16 no canal IR (realçada) às 12 UTC dos casos selecionados para análise do PLDh: (a) Caso 01 (12/08/2018); (b) Caso 02 (14/10/2018); (c) Caso 03 (20/10/2018); (d) Caso 04 (28/10/2018); (e) Caso 05 (05/11/2018); (f) Caso 06 (30/11/2018).

### 3.2.2 Análise do PLD horário

**Caso 01** – 12/08/2018 (Figura 9): a passagem da frente fria impactou significativamente a geração eólica total diária, que apresentou uma redução superior a 1.000 MWmed entre os dias 11 e 12/08. Entretanto, o mês de agosto é caracterizado pelo inverno, período de baixas afluências na maioria das bacias hidrográficas do Brasil, implicando em um PLDh máximo (R\$ 505,18/MWh) durante o período analisado. Nesse caso, a passagem da frente fria e a abrupta queda na geração eólica não impactou o PLDh, uma vez que já se encontrava no limite máximo do PLD.

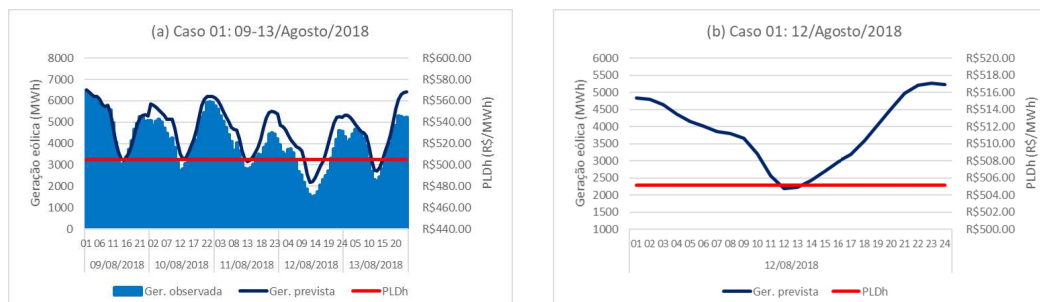


Figura 9 – Caso 01: (a) Geração eólica horária observada (coluna azul) e prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) em R\$/MWh entre os dias 09 e 13 de agosto de 2018; (b) Geração eólica horária prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) no dia 12 de agosto de 2018.

**Caso 02** – 14/10/2018 (Figura 10): a geração eólica apresentou valores elevados nos dias 12 e 13/10 (> 6.000 MWmed) e uma queda significativa no dia 14/10 (-3.500 MWmed em relação ao dia 13/10). A redução da geração não impactou significativamente o PLDh no dia 14/10, conforme mostra a Figura 10(b), variando entre R\$ 256/MWh e R\$ 276/MWh. O resultado se deve à redução da carga no dia 14/10 que, por ser um domingo, apresenta as características dos finais de semana. Ainda assim, a curva horária para o dia 14/10 mostra o aumento do PLDh entre as 10h e 12h, diretamente associado à queda da geração.

Nos dias 15 e 16/10 a geração eólica se manteve com valores baixos (totais diários < 2.300 MWmed), ocasionando em um aumento mais significativo do PLDh médio diário. No dia 15/10, o PLDh médio diário foi R\$ 276,69/MWh, apresentando valores máximos em 16/10, conforme mostrado na Figura 10(a). Após a passagem da frente fria, a geração eólica voltou a aumentar e, conseqüentemente, o PLDh apresentou valores reduzidos no dia 17/10.

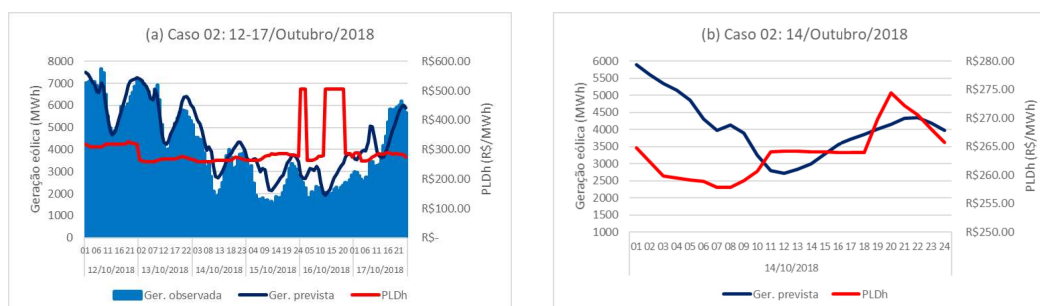


Figura 10 – Caso 02: (a) Geração eólica horária observada (coluna azul) e prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) em R\$/MWh entre os dias 12 e 17 de outubro de 2018; (b) Geração eólica horária prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) no dia 14 de outubro de 2018.

**Caso 03** – 20/10/2018 (Figura 11): a geração eólica apresentou valores elevados nos dias 18 e 19/10, mas em 20/10 observaram-se totais abaixo de 4.000 MWmed. O aumento do PLDh não foi expressivo no dia 20/10, estando esse resultado novamente associado às cargas reduzidas nos 20 e 21/10, sábado e domingo, respectivamente. As análises, nesse caso, estão de acordo com o Caso 02: a carga reduzida teve um peso maior no cálculo de PLDh do que a geração eólica, ainda que na curva diária da Figura 11(b) observa-se o aumento do PLDh relacionado à redução da geração (entre 9h e 12h).



10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

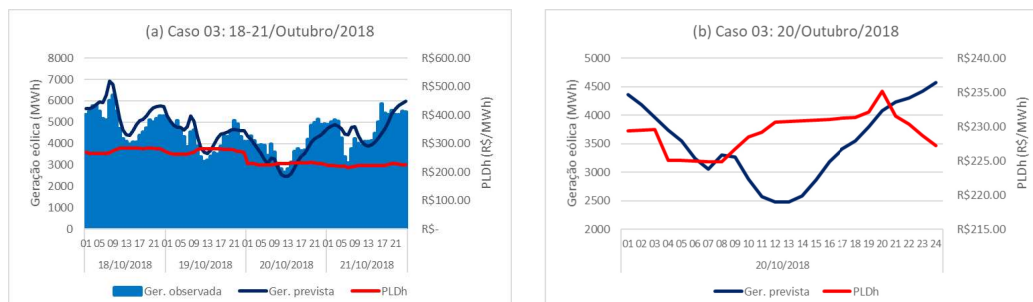


Figura 11 – Caso 03: (a) Geração eólica horária observada (coluna azul) e prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) em R\$/MWh entre os dias 18 e 21 de outubro de 2018; (b) Geração eólica horária prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) no dia 20 de outubro de 2018.

**Caso 04** – 28/10/2018 (Figura 12): a geração eólica apresentou uma redução significativa no dia 28/10, com decréscimo de mais de 1.000 MWmed em relação ao dia anterior. Os dias 27 e 28/10 são sábado e domingo, respectivamente, de maneira que, novamente, a carga mais baixa tenha impedido o aumento expressivo do PLDh. Nesses dias foram observadas elevações pontuais no PLDh: no dia 27/10 atingiu valores acima de R\$ 350/MWh às 19h e 20h e no dia 28/10 apresentou elevações (PLDh > R\$ 250/MWh) entre 19h e 24h (Figura 12(b)). O dia 29/10 foi marcado pela elevação da geração eólica e um PLDh com valores reduzidos. Esse caso (Figura 12(b)) mostrou um resultado diferente dos encontrados anteriormente. A carga baixa do final de semana não foi suficiente para manter o PLDh baixo, necessitando de uma maior investigação para essa situação quanto a outras variáveis que impactam no preço.

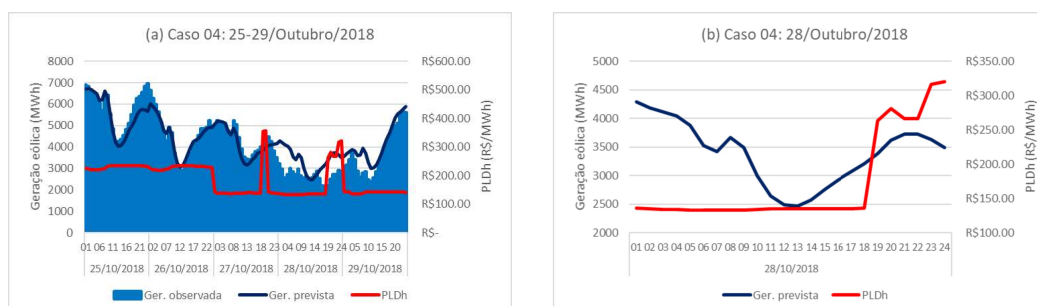


Figura 12 – Caso 04: (a) Geração eólica horária observada (coluna azul) e prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) em R\$/MWh entre os dias 25 e 29 de outubro de 2018; (b) Geração eólica horária prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) no dia 28 de outubro de 2018.

**Caso 05** – 05/11/2018 (Figura 13): a geração eólica total diária esteve em declínio entre os dias 03 e 04/11 (sábado e domingo, respectivamente) até atingir valores mínimos no dia 05/11 (3.800 MWmed). No dia 05/11 a baixa geração eólica implicou em um pequeno aumento do PLD médio diário, +R\$ 5/MWh em relação ao final de semana. Nesse caso, a geração eólica reduzida não impactou significativamente no valor do PLDh, podendo esse resultado estar associado às aflúências elevadas em decorrência da estação chuvosa, implicando em PLDh mais baixos.

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

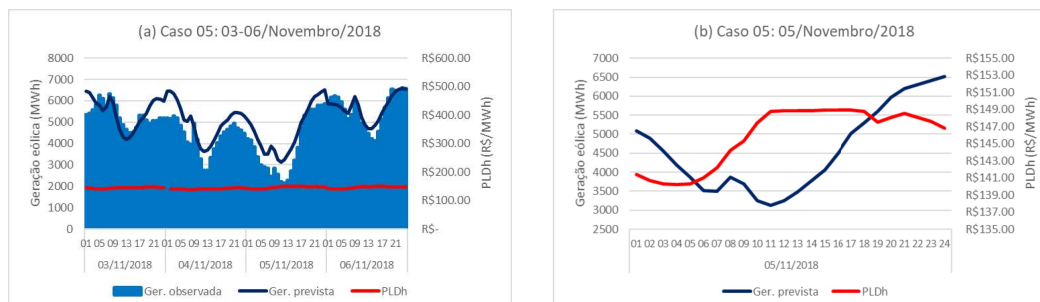


Figura 13 – Caso 05: (a) Geração eólica horária observada (coluna azul) e prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) em R\$/MWh entre os dias 03 e 06 de novembro de 2018; (b) Geração eólica horária prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) no dia 05 de novembro de 2018.

**Caso 06** – 30/11/2018 (Figura 14): nos últimos 3 dias do mês de novembro de 2018 (28, 29 e 30/11) a geração eólica apresentou uma redução significativa, atingindo mais de 2.000 MWmed por dia. Os três dias não ocorrem no final de semana, não sendo diretamente influenciados pela carga reduzida. O valor do PLDh apresentou valores baixos no período, provavelmente associado a vazões elevadas da estação chuvosa. O PLDh esteve em elevação juntamente com a redução da geração eólica, conforme pode ser observado na Figura 14(b) a partir das 11h.

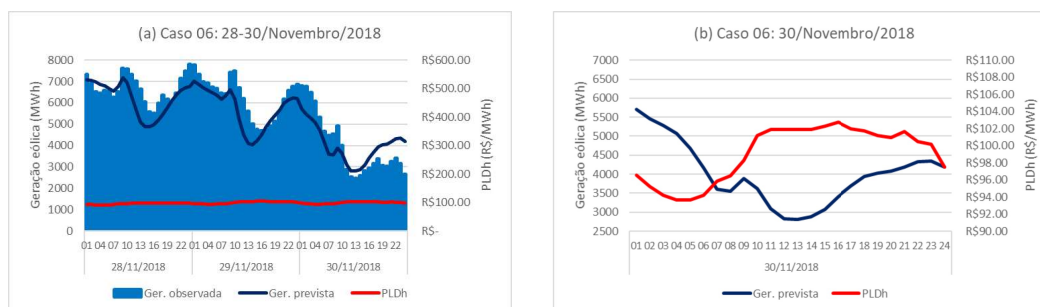


Figura 14 – Caso 06: (a) Geração eólica horária observada (coluna azul) e prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) em R\$/MWh entre os dias 28 e 30 de novembro de 2018; (b) Geração eólica horária prevista (linha azul escura) em MWh e o PLDh (vermelha) no dia 30 de novembro de 2018.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

O trabalho apresentou uma análise do cenário meteorológico associado à geração eólica no Nordeste brasileiro e os impactos da redução dessa geração no comportamento do PLDh. Os principais resultados encontrados no trabalho foram:

- Os seis anos analisados (2013 a 2018) mostraram que a ZCIT e a ASAS são os principais sistemas meteorológicos responsáveis por caracterizar o ciclo anual da geração eólica no NE. A menor (maior) geração eólica no NE ocorreu no trimestre FMA (ASO) e coincidem com: (1) posicionamento da ZCIT sobre o Nordeste do Brasil (Atlântico Equatorial Norte) e o período de chuvas (estiagem) na região; (2) posicionamento da ASAS próximo (afastada) do continente e magnitudes elevadas (baixas) dos ventos no NE;
- Os bloqueios atmosféricos, como o observado no início de 2019, caracterizado pela atuação da ASAS sobre o continente mantêm a geração eólica elevada no NE. O enfraquecimento e/ou deslocamento da ASAS para o leste do oceano Atlântico Sul, possibilita o avanço de frentes frias sobre o oceano e/ou continente, indicando um cenário de redução na geração eólica do NE;
- A geração eólica total diária no trimestre ASON de 2018 variou entre valores elevados (> 6.000 MWmed) até valores mais baixos (< 3.000 MWmed). Os dias com geração inferior a 4.000 MWmed estiveram associados a passagem de frentes frias e foram escolhidos para a análise dos possíveis impactos no PLDh;



- Seis casos foram selecionados para a análise do PLDh do NE e todos mostraram o aumento dos valores de PLDh por volta das 11h em função da redução da geração eólica no período. A análise encontrou 3 situações em que a variação do PLDh em relação a geração eólica foi atenuada:
  - (1) A estação seca, período de baixas afluências na maioria das bacias do Brasil, implicou em um PLDh máximo (R\$ 505,18/MWh), independentemente das variações de geração eólica no NE;
  - (2) As reduções de geração eólica que ocorreram nos finais de semana não impactam significativamente no PLDh, pois a carga reduzida nessas datas tem maior peso nos resultados;
  - (3) A geração eólica reduzida não impactou significativamente no valor do PLDh no período afluências elevadas (estação chuvosa), implicando em valores de PLDh reduzidos.
- Os resultados apresentados no trabalho possibilitam novas análises, a serem exploradas em atividades futuras, tais como: (a) estudos indicam que a maior variabilidade do PLDh no NE ocorre no primeiro quadrimestre do ano, devendo o presente estudo ser estendido para o período que contempla a menor geração eólica no NE; (b) avaliar o comportamento do PLDh com e sem rede elétrica em função da geração eólica no NE; (c) executar o modelo DESSEM com geração eólica observada e prevista, a fim de avaliar o impacto das previsões nos valores do PLDh.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) AMBRIZZI, T.; MARQUES, R.; NASCIMENTO, E. Bloqueios atmosféricos. Tempo e clima no Brasil, São Paulo: Oficina de Textos, p. p279-296, 2009.
- (2) ANDRADE, Kelen Martins; CAVALCANTI, Iracema FA. Climatologia dos sistemas frontais e padrões de comportamento para o verão na América do Sul. In: Congresso Brasileiro de Meteorologia. 2004.
- (3) BASTOS, CAMILLA C.; FERREIRA, NELSON J. Análise climatológica da alta subtropical do Atlântico Sul. CEP, v. 12220, p. 110, 2000.
- (4) CAVALCANTI, Iracema FA. Tempo e clima no Brasil. Oficina de textos, 2016.
- (5) DE MELO, Anna Bárbara Coutinho et al. A zona de convergência intertropical sobre o oceano Atlântico: Climatologia. 2002.
- (6) HASTENRATH, Stefan; GREISCHAR, Lawrence. The monsoonal current regimes of the tropical Indian Ocean: Observed surface flow fields and their geostrophic and wind-driven components. Journal of Geophysical Research: Oceans, v. 96, n. C7, p. 12619-12633, 1991.
- (7) MELO, Ébia; DE ALMEIDA NEVES, Evelina Maria; PAZZINI, Luiz Henrique Alves. The Brazilian electricity model: an overview of the current structure and market design. In: 2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM). IEEE, 2011. p. 592-597.
- (8) MOLION, Luiz Carlos Baldicero; BERNARDO, S. de O. Dinâmica das chuvas no Nordeste Brasileiro. In: Congresso Brasileiro de Meteorologia, Anais...(CD-ROM). Rio de Janeiro. 2000.
- (9) UVO, Cíntia Regina Bertacchi. A Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e sua relação com a precipitação da Região Norte do Nordeste Brasileiro. INPE, 1989.
- (10) WALISER, Duane E.; GAUTIER, Catherine. A satellite-derived climatology of the ITCZ. Journal of climate, v. 6, n. 11, p. 2162-2174, 1993.

#### 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



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

3372  
GES/23

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG



Rodrigo Azambuja possui graduação em Meteorologia pela Universidade Federal de Santa Maria (2009), mestrado (2013) e doutorado (2017) em Geofísica Espacial pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Possui experiência na área de Eletricidade e Magnetismo da Atmosfera: descargas elétricas, acoplamento eletrodinâmico da atmosfera, sistemas de detecção, proteção e previsão de descargas atmosféricas. Desde 2017 é analista na Gerência Executiva de Preços (GEPRE) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), atuando na área de Meteorologia Aplicada ao Mercado de Energia com foco em previsão numérica do tempo, energias renováveis, climatologia e modelos chuva-vazão.