



GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

O DESAFIO DA GESTÃO DOS EVENTOS DE CONSTRAINED-OFF EÓLICO (CURTAILMENT) NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO VIS A VIS A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.

**Victor
Ribeiro(*)**
Brookfield

**Sinvaldo
Moreno(**)**
Brookfield

**Gabriel
Freitas**
Brookfield

**Priscila
Lino**
Brookfield

**Pablo
Motta**
Brookfield

RESUMO

O índice de penetração da energia eólica no submercado Nordeste do Sistema Interligado Nacional apresenta-se superior ao apurado em países que lideram o ranking nesse mesmo indicador. A expressiva expansão de geração por meio de fontes intermitentes tem resultado em aumento na ocorrência de eventos de *curtailment*, que restringem a produção de energia dessas usinas. A experiência internacional tem revelado que a mensuração da energia frustrada, estatísticas dos eventos de *curtailment* e política de compensação aos geradores são importantes para induzir o apropriado nível de investimento em expansão e em reforços na rede de transporte pelo planejador do sistema elétrico.

PALAVRAS-CHAVE

Curtailment, constrained-off, geração eólica.

1.0 - INTRODUÇÃO

O índice de penetração¹ da energia eólica no submercado Nordeste do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta-se superior ao apurado em países que lideram o ranking nesse mesmo indicador. Enquanto que a penetração da geração eólica na Dinamarca foi de 48% em 2018 (1), no submercado Nordeste (NE) este patamar foi de 30% em 2016, 54% em 2018² e estima-se que alcance 57% até 2020 (2). Os investidores em empreendimentos de energia renovável desejam que suas usinas produzam energia, aproveitando ao máximo o recurso disponível. Por outro lado, a expressiva expansão de geração por meio de fontes intermitentes verificada nos últimos anos, não só no Brasil, mas em todo o mundo, tem resultado em aumento na ocorrência de eventos de constrained-off (*curtailment*), que restringem a produção de energia dessas usinas.

Os operadores de sistemas elétricos em todo o mundo vêm se modernizando e aperfeiçoando seus processos internos com o objetivo de reduzir estas situações de curtailment. Tais ações têm permitido limitar o risco de mercado e diminuir os custos de ressarcimento às fontes intermitentes nos países da Europa e nos EUA. No entanto, no Brasil não é possível verificar a mesma condição, visto que não há estatísticas sobre a quantidade de eventos e duração de curtailment de empreendimentos eólicos.

Verifica-se, também, que a perda de geração em fontes renováveis tem se tornado uma solução cada vez menos aceita pela sociedade, por tratar-se de uma energia sustentável com custo marginal de operação próximo de zero (3). Ainda assim, empreendedores estão sujeitos às reduções involuntárias na produção de energia de suas usinas,

¹ Razão entre o total gerado por usinas eólicas em um subsistema elétrico e o montante total de geração no mesmo subsistema elétrico.

² Cálculo a partir dos dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: Geração Eólica NE (25.774 GWh) / Total geração NE (47.982 GWh).

determinadas por ordens do operador do sistema em razão da manutenção da segurança sistêmica ou por restrições no escoamento da energia produzida. Ainda que o empreendedor aufera compensações financeiras pela energia não fornecida por eventos de *curtailment*, este não é seu objetivo final. Mesmo assim, a experiência internacional tem revelado que uma política de compensação aos geradores por eventos de *curtailment* é importante para induzir a confiança em investimentos em empreendimentos de geração, bem como o apropriado nível de investimento em expansão e em reforços na rede de transporte pelo planejador do sistema elétrico.

As Regras de Comercialização da CCEE descrevem o conceito de *constrained-off* como a situação na qual a “*usina tem sua geração reduzida em relação à ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais (desvios negativos da ordem de mérito)*”. Por se tratar de uma situação determinada pelo operador do sistema elétrico, entende-se que há custos de oportunidade observados em decorrência da redução de energia e que deveriam ser ressarcidos. Para as usinas eólicas, pelo princípio da isonomia, o conceito de *constrained-off* também deve ser aplicado: ressarcimento dos custos de oportunidade decorrentes da redução de geração determinada pelo operador do sistema elétrico, de forma não gerenciável pelo empreendimento.

Ocorre que para usinas eólicas o conceito de *constrained-off* deve ser adaptado às suas características operativas, quais sejam: não possuir custos de combustível e não serem despachadas. O *National Laboratory of the U.S. Department of Energy* - NREL define situação de *curtailment* como a redução de “*geração induzida pelo operador quando o recurso está disponível*”, sendo geralmente causado por restrição ou falta de acesso à transmissão, geração excessiva durante períodos de carga leve, violação dos limites de tensão ou problemas de interconexão.

Nesse sentido, o objetivo deste artigo é explorar alguns aspectos relacionados ao desafio da gestão dos eventos de *curtailment* eólico no SIN *vis a vis* a experiência internacional. O texto se encontra estruturado da seguinte forma: a Seção 2 expressa uma percepção sobre a atual situação no Brasil, a Seção 3 apresenta um overview de experiência internacional, a Seção 4 propõe aperfeiçoamentos na apuração e valoração da energia frustrada por eventos de *curtailment* em usinas eólicas e, finalmente, a Seção 5 expõe nossas conclusões, recomendações e sugestões para futuras investigações.

2.0 - SITUAÇÃO NO BRASIL

O subsistema Nordeste do SIN caracteriza-se como um sistema elétrico que, embora tenha atingido elevado índice de penetração de energia eólica em um curto espaço de tempo, permanece com relevantes restrições para escoamento da energia produzida. Este cenário decorre das dificuldades ocorridas na expansão da rede de transmissão responsável por este escoamento, motivadas em sua maioria por elevados atrasos de entrada em operação comercial destes empreendimentos de transmissão decorrentes de fatores diversos, tais como lentidão do processo de licenciamento ambiental e *default* de grandes *players* no setor de transmissão.

No Brasil não há estatísticas sobre os eventos de *curtailment* de geração eólica no SIN, o que impossibilita uma avaliação mais apurada sobre o quadro atual, tanto sob o ponto de vista do volume de energia restringida quanto das perdas financeiras imputadas aos agentes de geração eólica.

As informações atualmente disponíveis relatam apenas as taxas de indisponibilidade dos elementos da transmissão, o que permite ter uma ideia, ainda que superficial, dos impactos sofridos pelos agentes de geração eólica. Verifica-se que a média de Disponibilidade das Funções de Transmissão³ (DISPF) no subsistema Nordeste do SIN é de 92,97% (indisponibilidade de 7,03%), valor inferior à média da DISPF observada no SIN, que é de 94,64% (indisponibilidade de 5,36%) (4). Isto resulta em uma indisponibilidade média no subsistema Nordeste de 51h horas por mês, enquanto que a média do SIN é de 39 horas por mês.

Tais valores médios de indisponibilidade apresentam-se acima do limite regulatório previsto para aplicação de penalidades de redução da Receita Anual Permitida - RAP dos agentes de transmissão. A Resolução Normativa ANEEL nº 270, de 26 de junho de 2007, estabelecia, em média, um limite máximo de 40 horas ao mês (36 horas para paradas programadas e 4 horas para paradas forçadas) para fins de aplicação de penalidades. Posteriormente, a partir da publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 729, de 27 de junho de 2016, o critério tornou-se mais rígido e aplicável sobre uma maior base de agentes de transmissão (todos os agentes, inclusive aqueles em operação antes de 26 de junho de 2007).

Conforme o novo critério aplicado com base na Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016, o número máximo de horas para desligamentos programados foi reduzido para 20 horas ao longo de seis anos para as Linhas de Transmissão (cerca de 3,3 horas por ano) e 20 horas ao longo de três anos para as Funções de Transformação e Compensação de Reativo (cerca de 6,7 horas por ano). Isto equivale, em média, a 10 horas ao ano para paradas programadas (0,83 horas ao mês). A Resolução Normativa nº 729/2016 não prevê ainda qualquer franquia para as paradas por indisponibilidade forçada sem que haja redução da RAP.

³ Definido no Submódulo 25.3 dos Procedimentos de Rede do ONS.

3.0 - EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

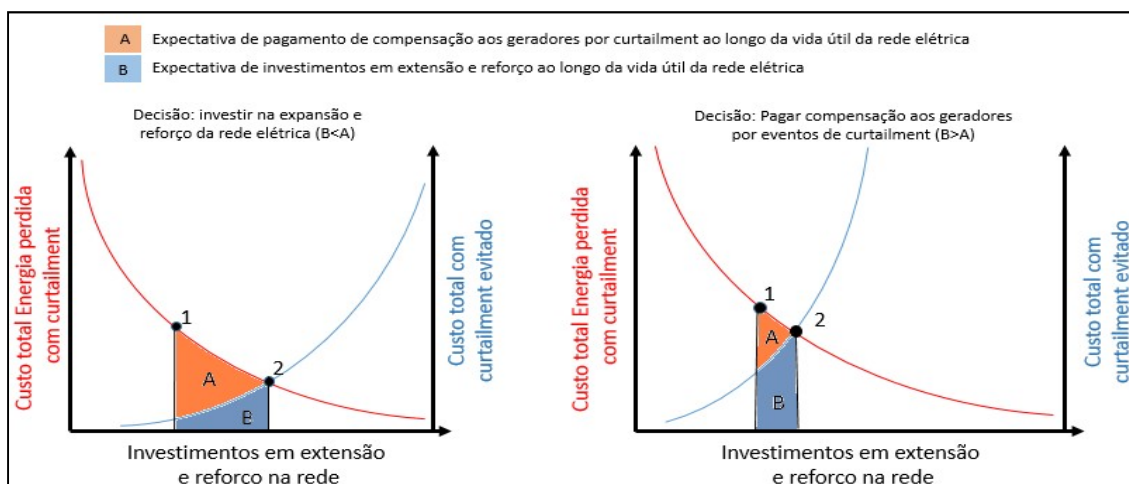
Como será mostrado nessa seção, a maioria dos países europeus determina que as fontes de energia renovável tenham prioridade de acesso ao sistema elétrico, e configurem-se como última opção de *curtailment* em situações de excesso de geração ou restrição da rede elétrica. De maneira em geral, picos de geração acima da carga, contendo fontes de energia renováveis, ocorrem em poucas horas ao longo do ano, visto que a rede elétrica é planejada de forma eficiente para atender ao máximo a produção de energia disponível. No entanto, o eventual dimensionamento da expansão e do reforço da rede elétrica a fim de evitar todo e qualquer evento de *curtailment* tornaria o custo do sistema elétrico proibitivo.

Observa-se, portanto, a existência de um ponto de equilíbrio entre o nível de *curtailment* e a expansão da rede elétrica. Esse nível ótimo de *curtailment* é gerenciado pelos operadores de sistemas elétricos europeus por meio dos seguintes mecanismos: (i) pagamento de compensação aos geradores por *curtailment* involuntário; (ii) divulgação de estatísticas dos eventos de *curtailment* e de pagamentos de compensação aos geradores e (iii) modalidade de *curtailment* voluntário. Como mostra Henrik (3), a prática sinaliza que o nível máximo de *curtailment* tolerável sob o ponto de vista socioeconômico é de 2% do potencial total de geração da fonte renovável.

A compensação paga aos geradores por eventos de *curtailment* é uma prática exercida pela maioria dos países europeus e baseia-se em racional econômico: tem como objetivo induzir o nível apropriado de investimentos em extensão e reforço na rede exigidos pelas fontes renováveis de produção variável, tal como a energia eólica.

Considere os exemplos do Quadro 1 abaixo: se a expectativa de pagamento por compensação aos geradores, por eventos de *curtailment* involuntário ao longo da vida útil da rede elétrica (A), supera os investimentos necessários para levar a rede elétrica do estágio 1 para o estágio 2 de robustez da rede elétrica (B), a decisão do *Transmission System Operator* (TSO) será de investir para que os custos com a energia perdida por eventos de *curtailment* se reduzam. Por sua vez, o oposto também ocorre: se a expectativa de pagamentos por compensação aos geradores for menor que os investimentos, a decisão será manter a rede elétrica no estágio de robustez atual.

Quadro 1 – Racional Econômico do pagamento de compensação aos geradores por curtailment (autor*,3,5)



A divulgação de estatísticas dos eventos de *curtailment*, por ponto de conexão e dos pagamentos de compensação aos geradores, fornecem importantes informações para o processo de avaliação e decisão dos empreendedores com relação à localização da usina. O investidor tem a opção de estabelecer, previamente, com o operador do sistema, entre duas modalidades de *curtailment*: voluntário e involuntário. Dessa forma, o empreendedor, de posse de tais informações, pode optar: (i) entre menor custo de conexão (sujeito a maior *curtailment*) e (ii) maior custo de conexão (sujeito a menor *curtailment*). A tabela 1 abaixo expõe essas motivações e modalidades de *curtailment*.

Tabela 1 – Motivação e modalidades de curtailment – overview da experiência internacional (3,6,7)

<i>Curtailment</i>	Voluntário	Involuntário	Racional Econômico	Compensação ao gerador
Restrição elétrica	Aceito no contrato (no momento da conexão).	Ordem do operador do sistema elétrico.	Subinvestimento na rede elétrica.	Pelo preço do mercado ou de contrato.
Segurança	Modalidade de produto ancilar.	Ordem do operador do sistema elétrico.	O sistema elétrico possui reduzido nível de reserva de capacidade.	Mercado de serviço ancilar.
Excesso de geração (redução da carga)	Induzido por preço spot baixo ou negativo.	Ordem do operador do sistema elétrico.	O design de mercado e a formação de preço determina qual fonte deve verter primeiro ?	Não se trata de compensação, mas incentivo para o <i>curtailment</i> voluntário.

Outro aspecto que a experiência internacional revela é que as condições para o pagamento de compensação aos geradores por eventos de *curtailment* são estabelecidas previamente, tal como expõe a tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Pagamento de compensação aos geradores – overview da experiência internacional (3,6,7)

Motivação <i>Curtailment</i>	Modalidade <i>Curtailment</i>	Pagamento de compensação ao gerador
Restrições na rede elétrica	<i>Curtailment</i> voluntário (previsto em contrato celebrado com o operador)	Não há compensação ao gerador.
	<i>Curtailment</i> involuntário	Sim. Compensação ao gerador ao preço de mercado.
Atrasos em obras da rede elétrica	A fonte renovável tem prioridade de despacho	Sim. Compensação integral da energia não gerada.
	A fonte renovável não tem prioridade de despacho	Sim, porém a compensação é parcial.
Segurança do sistema	Causa externa, para manter a integridade do sistema elétrico	Não há compensação ao gerador.
	Específico à renovável intermitente não controlável	Sim. Compensação ao gerador ao preço de mercado
Excesso de geração (preço spot zero ou negativo)	Excesso de geração (redução de carga)	Não há compensação ao gerador.
	<i>Curtailment</i> voluntário (previsto em contrato celebrado com o operador)	Não é compensação. É Incentivo ao <i>curtailment</i> voluntário.

Atualmente, 13 países europeus possuem políticas de compensação aos geradores por eventos de *curtailment*, inclusive, os seis países com maior nível de penetração de geração eólica do mundo (Dinamarca, Irlanda, Portugal, Alemanha, Espanha e Grã-Bretanha). Detalhes dessas políticas dos principais países *vis a vis* seus respectivos índices de penetração e índice de disponibilidade de rede elétrica encontram-se na tabela 3 abaixo.

Tabela 3 –Compensação aos geradores – overview da experiência internacional vis a vis NE SIN (4,6,7)

Subsistema elétrico ou país	Penetração Eólica (2018)	Indisponibilidade (Horas/mês)	Curtailment de renovável como última opção	Compensação por curtailment	Detalhe da Política de compensação de curtailment
NE SIN	54%	51,32	Não	Não	Não existe política de compensação
Dinamarca	41%	0,03	Não	Sim	Todos os geradores eólicos são compensados
Irlanda	28%	0,29	Sim	Sim	Todos os geradores foram compensados até 01/10/2018, data de implantação do sistema _I-SEM. Após essa data deixaram de ser compensados.
Portugal	24%	0,24	Sim	Sim	Como regra geral, não há direito à compensação. No entanto, há um subconjunto de geradores renonováveis em que existe a compensação se restringido. Essa compensação é aplicada ao valor estimado de energia não produzida. Essa compensação é paga pelas instalações não restritas do subconjunto mencionado.
Alemanha	21%	0,04	Sim	Sim	Se constatada restrição na rede, o operador ressarcir 95% da redução de receita do gerador advinda do evento de curtailment. Se os eventos de curtailment ao longo do ano provocarem, para o gerador, perda de mais de 1% da receita anual o operador da rede passa a ser obrigado a ressarcir 100% (e não mais 95% da redução por curtailment).
Espanha	19%	0,12	Sim	Sim	Os geradores são compensados em 15% do preço spot
Grã-Bretanha	18%	0,11	Não	Sim	Os geradores são ressarcidos dos bids de oferta recusados pelo operador devido à restrição

Por sua vez, a tabela 4 informa o volume de *curtailment* de energia eólica em GWh e a compensação paga aos geradores em Euros entre os anos de 2014 a 2017.

Tabela 4 – Principais compensação na Europa – overview da experiência internacional (6,7)

Ano	2014		2015		2016		2017	
Pais	Curtilment (GWh)	Compensação (EUR)	Curtilment (GWh)	Compensação (EUR)	Curtilment (GWh)	Compensação (EUR)	Curtilment (GWh)	Compensação (EUR)
Alemanha	1.581	82.691.505	4.722	314.836.916	3.743	372.735.588	5.518	609.975.214
Itália	171	2.900.000	217	5.300.000	361	7.000.000	463	17.000.000
Espanha	740	807.963	136	697.081	113	675.000	76	74.000

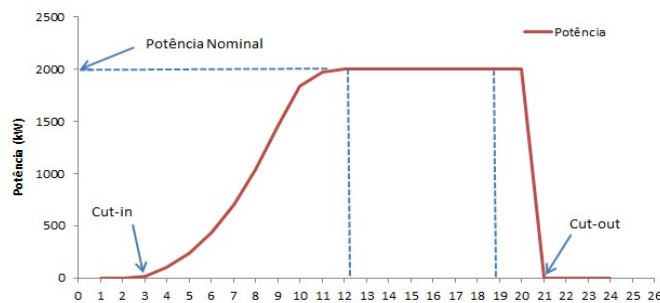
4.0 - PROPOSTA PARA APERFEIÇOAMENTO DO PROCESSO DE APURAÇÃO E VALORAÇÃO DA ENERGIA FRUSTRADA POR EVENTOS DE CURTAILMENT EM USINAS EÓLICAS DO SIN – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O primeiro passo para a elaboração de estatísticas e divulgação aos agentes do setor é o estabelecimento de uma metodologia para o cálculo do montante de energia frustrada oriunda de um evento de *curtailment*. Entretanto, não há ainda no Brasil regulamento e definição clara sobre o método de cálculo desse montante de energia frustrada, e nem quais as fontes de dados das variáveis de entrada a serem utilizadas pelo modelo, ou *data quality assurance* para o tratamento das variáveis. Nesta seção é apresentado um *framework* para tratar da análise do *curtailment*, bem como uma proposta do fluxo de comunicação entre os agentes envolvidos (gerador, transmissor e ONS).

4.1 CURVA DE POTÊNCIA TEÓRICA

A curva de potência do aerogerador (WTG) é um meio gráfico de representação do desempenho de cada aerogerador na transformação da energia extraída do vento em energia elétrica. É importante ressaltar que cada turbina eólica tem uma curva característica de desempenho de energia (8). Devido ao formato *sigmoidal* da curva de potência, conforme representado na Figura 1, não é muito trivial ajustar uma função paramétrica para a representação da mesma (9). A curva de potência possui três regiões distintas: *Cut-in* representa a região com a velocidade inicial mínima a partir da qual a turbina é capaz de produzir energia elétrica; *Potência Nominal* representa a região onde a turbina opera a plena capacidade e; *Cut-out* representa a velocidade máxima limite onde a turbina deixa de produzir potência elétrica, por questões de segurança estrutural e mecânica.

Figura 1 – Curva de potência teórica (fonte: autor**)



Normalmente o fabricante da turbina fornece a curva de potência, bem como uma tabela com os pontos de velocidades discretizados a cada 1 m/s e as respectivas potências que compõe a curva. Com essa tabela é possível ajustar um modelo numérico de interpolação não linear, por exemplo *Spline* Cúbica, e obter um modelo numérico de simulação da curva de produção do Parque Eólica, que resultará em uma nuvem de pontos sobre a curva do fabricante e não em uma curva efetivamente.

4.2 MEDIÇÃO DE VELOCIDADES NA ALTURA DA NACELLE

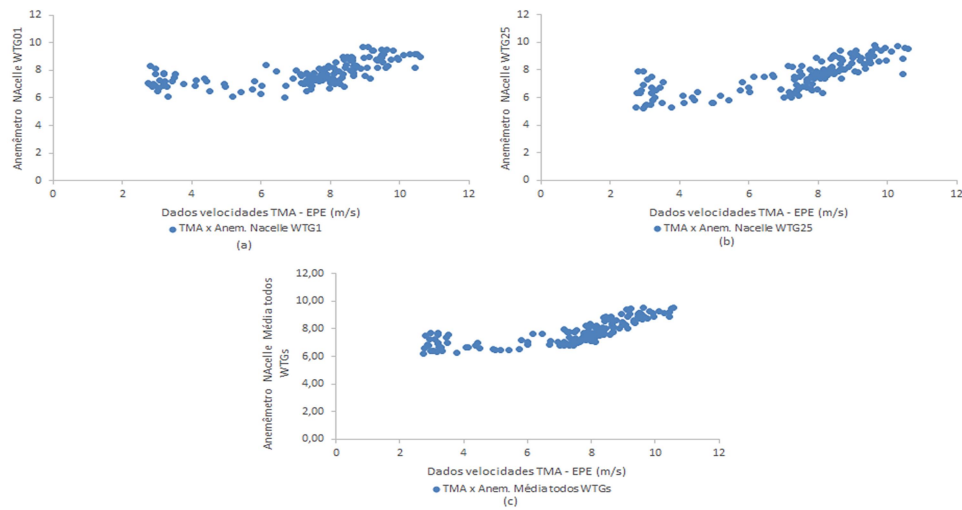
Cada aerogerador possui instalado em seu topo um anemômetro que é utilizado pela malha de controle para regular o *pitch* (controle de pás) e o *yaw* (orientação) do aerogerador. Apesar deste anemômetro estar localizado atrás da turbina, podendo gerar impacto no valor medido da velocidade, o mesmo oferece uma estimativa mais realista do recurso disponível (velocidades de vento) para o aerogerador a que pertence, se comparada ao valor que o anemômetro da torre do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) fornece.

Vale ainda ressaltar que para cada parque existe apenas uma torre AMA, sendo desta forma necessário a estimativa de uma função de transferência e correção das velocidades para o local de cada aerogerador, aumentando substancialmente a complexidade do modelo, sem reproduzir com certo nível de significância os efeitos de turbulência (efeito esteira ou *wake effect*) a que estão sujeitos cada aerogerador. Desta forma, a proposta de utilizar o anemômetro da *nacelle* visa manter o princípio da parcimônia, onde um modelo deve possuir o menor número de parâmetros e variáveis explicativas.

A Figura 2 apresenta uma comparação entre um dia de dados medidos no anemômetro da *nacelle* de um aerogerador específico, Fig. 2a e 2b, *versus* os dados da Torre AMA. Pode-se observar que não existe uma correlação linear, de forma que impossibilita o ajuste de um modelo matemático para a correção destes dados. Mesmo utilizando a média de velocidades de todos os anemômetros das *nacelles*, conforme Fig. 2c, ainda assim a relação de correlação não se faz presente. Vale ainda destacar que, para cada dia em questão, este comportamento é substancialmente alterado, significando que o modelo de transferência, caso exista, deve ser recalibrado para cada situação específica de velocidades de vento, impossibilitando a reprodutibilidade dos

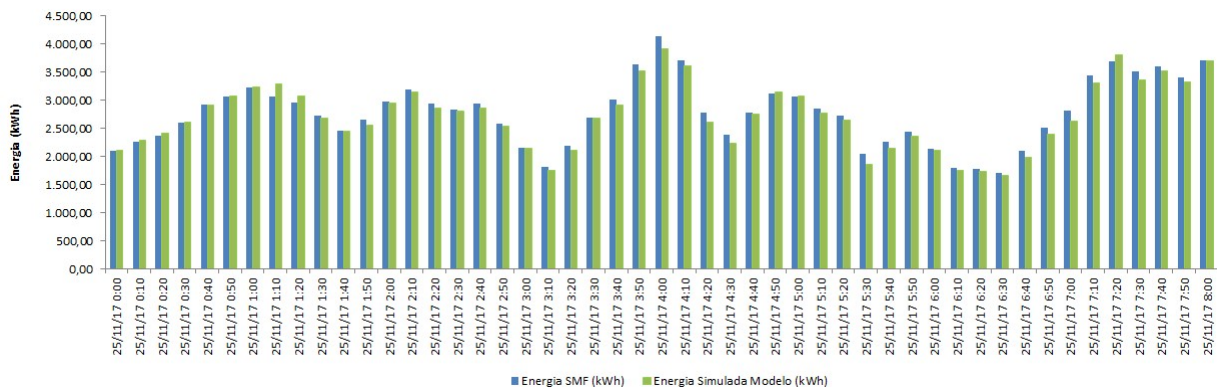
resultados de forma simples e automática.

Figura 2 – Comparação entre medições Anemômetros Nacelle WTG versus Anemômetro TMA (fonte: autor**)



Uma maneira de validar a coerência das velocidades medidas no anemômetro instalado na *nacelle* do aerogerador é através do erro médio absoluto da produção de energia simulada versus a produção realizada, obtida no medidor de faturamento (SMF), para o período de simulação. Esta análise é apresentada na Figura 3, onde pode-se observar que o modelo de simulação proposto, tendo como variável de entrada as velocidades de cada anemômetro no topo da *nacelle*, consegue representar com bastante precisão o processo de produção de energia do parque eólico. O erro médio absoluto para o período total de simulação foi de 74,53kWh.

Figura 3 – Comparação entre valor de energia simulada pelo modelo *versus* total real extraído do SMF

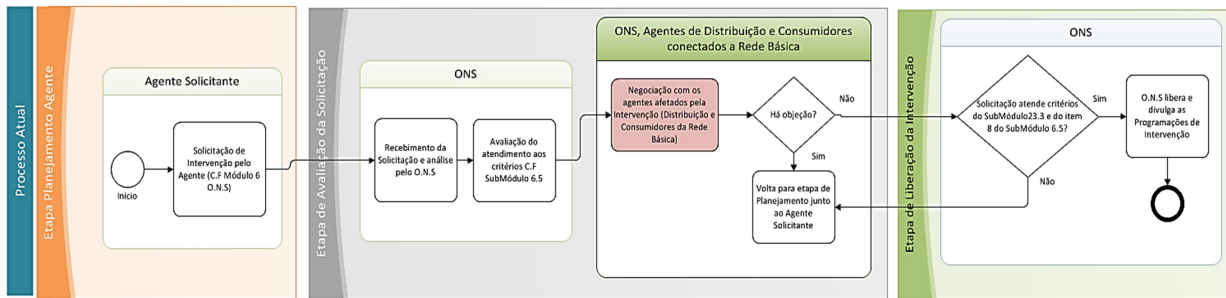


4.4 FLUXO DE APROVAÇÃO DA INTERVENÇÃO QUE GERE CURTAILMENT

Os pedidos de intervenção por parte dos agentes de transmissão são regulamentados pelo Submódulo 6.5 e pelo Módulo 23 dos Procedimentos de Rede do ONS. Mais especificamente, o Submódulo 6.5 trata dos critérios e requisitos necessários para aprovação da intervenção pelo ONS, enquanto que o Módulo 23 cita requisitos básicos. A Figura 4 apresenta, de forma resumida, como o processo é tratado desde a solicitação pelo agente de transmissão até a sua aprovação e publicação pelo ONS. O Submódulo 6.5 avalia ainda se a solicitação do agente atende aos critérios de planejamento, ao tempo em que prevê uma consulta prévia aos agentes de Distribuição e Consumidores conectados à Rede Básica sobre a concordância ou não com a proposta de intervenção. Em linhas gerais, busca-se avaliar os critérios de período de duração, restrição de carga e critérios de segurança do sistema.

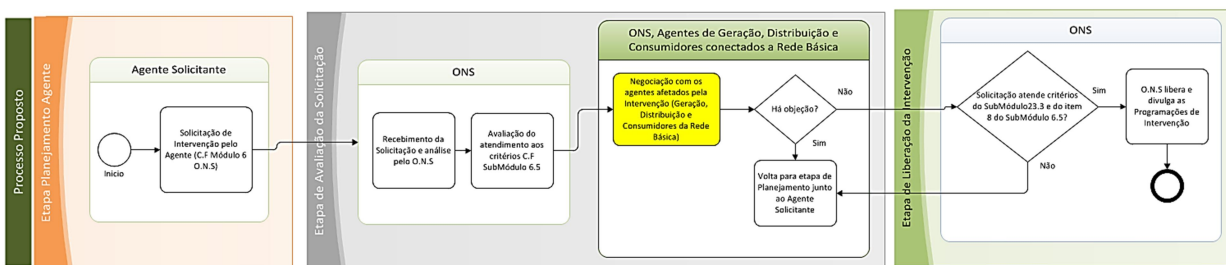
Observa-se que não há qualquer participação do agente de geração conectado à Rede Básica neste fluxo de decisão. O agente de geração é apenas notificado, para fins de ciência e por meio de aviso do Sistema de Gestão de Intervenções - SGI, que haverá a intervenção, sem direito de emitir avaliação ou opinião se seria de fato o melhor momento para realização da intervenção e restringir sua produção de energia.

Figura 4 – Processo de análise, aprovação e divulgação de intervenção pelo ONS (fonte: o autor)



Entendemos que a participação do agente de geração neste processo é necessária e bem-vinda, visto que trará transparência ao processo e possibilitará a redução de eventuais situações de *curtailment*. Neste sentido, propomos que o fluxo de informações inclua o agente de geração neste processo de consulta, conforme descrito na Figura 5 abaixo.

Figura 5 – Processo proposto para análise, aprovação e divulgação de intervenção pelo ONS



Outra proposta sugerida neste fluxo de informações é que exista formalização por parte do ONS para solicitações de *curtailment* em situações de restrição de escoamento devido a limitação de fluxo de potência. Atualmente, quando o ONS identifica situações de violação dos critérios de segurança e estabilidade devido a limitações de fluxo de potência, a solicitação de *curtailment* ocorre apenas por contato telefônico e em tempo real, sem que exista formalização documental posterior. Esse procedimento impossibilita a elaboração e manutenção de banco de dados de eventos de *curtailment* para fins de análise estatística ou referencial para o assunto.

4.6 METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DA ENERGIA RESTRINGIDA POR CURTAILMENT

A metodologia proposta para o cálculo da energia restringida decorrente de eventos de *curtailment* consiste na integralização de valores estimados de potência de cada aerogerador, obtidos a partir da velocidade do vento verificada no anemômetro da *nacelle* deste aerogerador, amostradas em intervalos de 10 minutos. A relação entre potência e velocidade de vento é obtida a partir da curva de produção teórica fornecida pelo fabricante dos equipamentos. Desta forma, o volume de energia restringido devido aos eventos de *curtailment* pode ser obtido a partir da Equação 1 abaixo.

$$E_{perdas}(kWh) = \frac{1}{6} \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m P_{simulada_{i,j}} - P_{constrained_i} \right) \text{ com } i = 1, 2, \dots, n \text{ e } j = 1, 2, \dots, m \quad (1)$$

onde E_{perdas} representa o montante de energia restringida para um determinado evento de *curtailment*; $P_{simulada_{i,j}}$ é a potência simulada no intervalo de 10min no instante i da restrição nos aerogeradores $j = 1, 2, \dots, m$, onde m representa o número total de aerogeradores do parque eólico; $P_{constrained_i}$ é o valor da potência restrita ao parque eólico durante o instante i em que ocorreu o evento de *curtailment*. O fator de integralização é representado na equação pela razão de $\frac{1}{6}$ do somatório de todos os intervalos de restrição, considerando que cada intervalo tem duração de 10min. Caso o instante de início e fim não coincida com um intervalo inteiro de 10min, deve-se fazer a correção através da proporcionalidade entre o período real e o intervalo completo de 10min. Para casos em que o parque eólico ficou totalmente impossibilitado de produzir, ou seja, $P_{constrained_i} = 0$, o montante de energia restringida será igual ao valor de $P_{simulada_{i,j}}$ integralizada no período da intervenção.

4.7 RESULTADOS DO MODELO DE CÁLCULO PROPOSTO

O modelo de cálculo proposto foi aplicado a um evento real de *curtailment* ocorrido no mês de novembro de 2017. A restrição de produção teve início às 08h:10min, com término efetivo às 17h:20min do mesmo dia. A Figura 6 apresenta o período do *curtailment* destacado na cor vermelha. Para a validação da aderência do modelo, a Figura 6 também apresenta os resultados do modelo para o período que precede o evento, bem como momento posterior ao mesmo, de forma a ficar explícito a aderência da metodologia proposta aos dados reais de produção de energia extraídos do SMF.

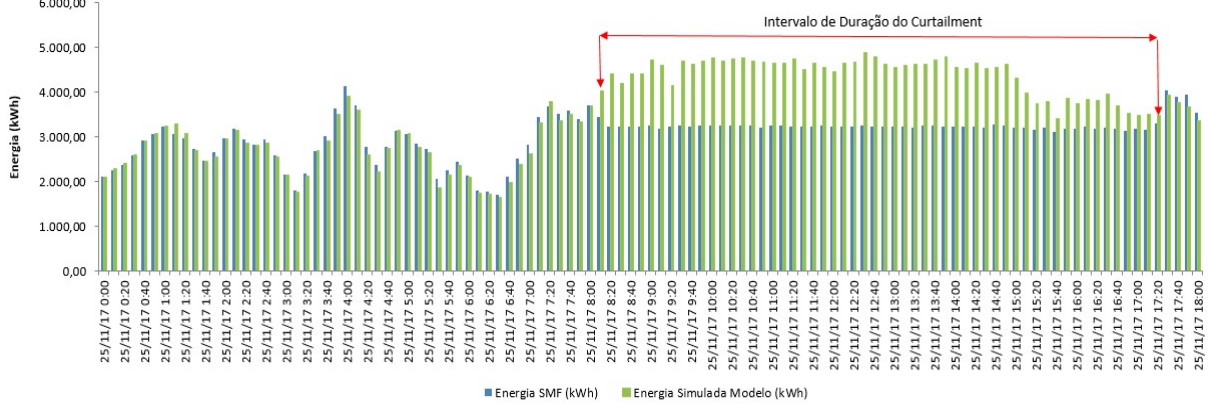


Figura 6 – Simulação dos valores da energia frustrada por *curtailment* (período em destaque na cor vermelho)

O montante total de energia restringida é descrito na Tabela 5 abaixo:

Tabela 5 – Montante total de energia restringida por *curtailment*

Produção	kWh
Disponível	244.314,93
Realizado	180.561,84
<i>Constrained</i>	63.753,10

5.0 - CONCLUSÕES

A análise da experiência internacional aponta que 13 países europeus possuem políticas de ressarcimento financeiro para eventos de *curtailment* involuntário, inclusive aqueles com maior nível de penetração de geração eólica (Dinamarca, Irlanda, Portugal, Alemanha, Espanha e Grã-Bretanha). Os países europeus mencionados nesse artigo conseguiram conciliar elevados índices de penetração e baixo nível de *curtailment* por meio de investimentos em flexibilidade operacional (extensão e reforços na rede, interligação e armazenamento). A combinação destes dois fatores (elevadas disponibilidade e penetração) decorrem de um racional econômico eficiente que induz ao nível ótimo de investimentos na rede elétrica que observa o custo financeiro decorrente dos ressarcimentos por *curtailment*: se a expectativa de ressarcimento financeiro aos geradores em decorrência de eventos de *curtailment* supera a expectativa de investimentos na rede de transporte, o planejador ou o operador do sistema sinaliza os investimentos necessários na rede elétrica. Caso contrário, realiza-se a compensação financeira dos geradores.

No Brasil, a disponibilidade da rede de transmissão do subsistema Nordeste do SIN é cerca de 270 vezes inferior à disponibilidade média das redes da Europa. Tal situação deriva do fato de que o NE SIN seguiu uma trajetória diferente da dos países europeus: alcançou rapidamente elevados índices de penetração de energia eólica (superando os índices dos países analisados nesse artigo) sem o investimento condizente em flexibilidade operacional. De Jong (2) estima que em 2020, o subsistema NE do SIN tenderá a um índice de penetração na ordem de 57%. E considerando o atual nível de flexibilidade operacional daquele submercado, o *curtailment* naquele ano poderá superar patamares de 7% - mais de três vezes o máximo aceitável conforme apontado por Henrik (3): (i) o nível máximo de *curtailment* tolerável sob o ponto de vista socioeconômico é 2% do potencial de geração da fonte renovável de produção variável; (ii) acima desse valor, os investimentos na rede devem ser realizados; (iii) enquanto tais investimentos não forem realizados, tal situação caracteriza-se como *curtailment* involuntário (não previsto em contrato) e os empreendimentos de geração nessa situação devem ser ressarcidos.

No Brasil ainda não foi estabelecida regulamentação específica sobre a forma de ressarcimento aos geradores eólicos em eventos de *curtailment*. Não há, inclusive, estatísticas sobre a duração e o custo médio anual dos

eventos de *curtailment*, o que dificulta a análise de ações semelhantes àquelas realizadas nos países europeus. No momento encontra-se em discussão, por meio da Consulta Pública ANEEL nº 08/2018, a elaboração de ato normativo sobre a classificação e formar de ressarcimento dos eventos de *curtailment* em usinas eólicas.

A minuta de resolução resultante da Consulta Pública ANEEL nº 08/2018 considera que o ressarcimento financeiro somente ocorrerá quando os eventos de *curtailment* ultrapassarem 14 horas por mês, valor excessivamente elevado se comparado ao previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016, a qual determina a franquia máxima de cerca de 10 horas por ano para eventos de indisponibilidade em equipamentos de transmissão sem aplicação de penalidade de redução de Receita Anual Permitida.

Face ao exposto, o presente artigo discorreu sobre os desafios para a implantação de um sistema de gestão dos eventos de *curtailment* no Brasil e apresentou propostas no sentido de reduzir o volume de energia restringida por eventos de *curtailment*, além de apresentar uma metodologia para estimar este volume de energia restringida. A metodologia é baseada nos dados de velocidade de vento medidos diretamente no anemômetro da *nacelle* dos aerogeradores, que combinado com a curva potência x velocidade do vento fornecida pelo fabricante dos equipamentos, permite apurar a produção de energia que seria obtida caso não houvesse a restrição, discretizada em horizontes de 10 minutos. O montante de geração restringido seria obtido, portanto, a partir da diferença entre a produção de energia estimada sem restrição e aquela efetivamente medida, considerando a restrição.

Para futuras pesquisas sobre o tema, sugerimos o estudo da evolução tecnológica em controles digitais, que permitirão que fontes eólicas contribuam com inércia, suporte reativo e até mesmo reserva para compensar variabilidade (o efeito portfolio ofereceria uma espécie de “energia firme”). Nesse cenário, seriam instalados maiores volumes de potência do que os requeridos pela carga, e conseqüentemente, o nível de *curtailment* aumentaria. Nesse cenário, será preciso uma regra para separação entre os agentes de geração que entraram em operação na fase de sistema elétrico confinado (baixa flexibilidade operacional, tal como o subsistema nordeste do SIN) e os entrantes na fase posterior do SIN sob o modelo portfolio. Os primeiros receberiam compensação por eventos de *curtailment* até que o nível de robustez ótimo da rede fosse alcançado. Ao passo que os segundos teriam uma apuração distinta.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Wind Europe.org. “Wind energy in Europe in 2018 - trends and statistics.” 2019
- (2) De Jong, Pieter. “Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast power system”. Elsevier Applied Energy Journal, nº195 (2017) pp. 538–555.
- (3) Jacobsen, Henrik. “Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives”. Elsevier Energy Policy, nº 49 (2012), pp. 663–675
- (4) ONS -Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Relatório de análise estatística de indisponibilidades programadas e forçadas – 2017”, 2018.
- (5) Stoft, Steven. “Power System Economics-Design Markets for Electricity”. IEEE/Wiley, 2012, ISBN 0-471-15040-1
- (6) CEER – Council of European Energy Regulators. “Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017 - Public report”
- (7) European Commission. “Study on the quality of electricity market data of transmission system operators, electricity supply disruptions, and their impact on the European electricity markets - Final report, March 2018”
- (8) Manwell, J. F.; MCGowan, J. G.; Rogers A. L. 2010, Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. 2 ed. England: Ed. John Wiley and Sons.
- (9) Carrillo, C.; Obando Montaño, A.F.; Cidrás, J.; Díaz-Dorado, E. Review of power curve modelling for wind turbines, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 21, 2013, Pages 572-581, ISSN 1364-0321.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Victor Hugo Ribeiro dos Santos: Especialista em Regulação, trabalhando há 23 anos no Setor Elétrico Brasileiro, em empresas como Ampla, FURNAS, Light, MPX, VALE, Queiroz Galvão Energia Renovável e Brookfield, com pós-graduação lato sensu em Engenharia Econômico-Financeira pela UFF – Universidade Federal Fluminense e diversos cursos de extensão nas áreas de Operação de Sistemas Elétricos, Market Design, Regulação Econômica e Finanças pela UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas, UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá, PUC-Rio e FGV.



Sinvaldo Rodrigues Moreno: Coordenador de Estudos e Planejamento Energético, atuando há 14 anos no Setor Elétrico Brasileiro, mais especificamente na área de Fontes Renováveis. Atualmente esta na fase final para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (UFPR), é Mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental pela UFPR, onde também obteve graduação em Engenharia Elétrica.



Gabriel Freitas Santos: Assistente de Engenharia Elétrica na Brookfield Energia Renovável atuando no setor de Estudos e Planejamento Energético, dedicado a estudos de eficiência e Performance de Plantas Eólicas e Fotovoltaicas. É graduando no curso de Engenharia Elétrica no Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca no Rio de Janeiro (CEFET-RJ)



Priscila Rochinha Lino: Diretora de Assuntos Regulatórios, com mais de 20 anos de experiência no setor elétrico nas áreas de geração, transmissão e distribuição. Graduada em Matemática Bacharelado pela UFRJ, mestre em Pesquisa Operacional pela UFRJ e com MBA em Finanças Corporativas pela PUC-RJ.



Pablo Motta Ribeiro: Trabalha no Setor Elétrico desde 1999 em empresas como CEPEL, COELBA e Neoenergia e Brookfield Energia Renovável, onde desde 2017 é Gerente Sênior de Assuntos Regulatórios. Graduado em Engenharia Elétrica pela UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora. Mestre em Engenharia Elétrica pela PUC-