

# EXPANSÃO DA GERAÇÃO

## Usinas associadas eólico- fotovoltaicas

*Considerações para cálculo de  
garantia física de energia*

**Dezembro de 2020**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME/SPE

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Bento Albuquerque

**Secretária-Executiva do MME**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**

Paulo César Magalhães Domingues

**Secretário de Energia Elétrica**

Rodrigo Limp Nascimento

**Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

José Mauro Ferreira Coelho

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral**

Alexandre Vidigal de Oliveira

# EXPANSÃO DA GERAÇÃO

## Usinas associadas eólico-fotovoltaicas

### *Considerações para cálculo de garantia física de energia*



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Erik Eduardo Rego

**Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível**

Heloisa Borges Esteves

**Diretora de Gestão Corporativa**

Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"  
Ministério de Minas e Energia - Sala 744  
Brasília – DF - CEP: 70.065-900

**Escritório Central**

Praça Pio X, n.54 – Centro  
20091-040 – Rio de Janeiro – RJ

**Coordenação Geral**

Erik Eduardo Rego

**Coordenação Executiva**

Bernardo Folly de Aguiar

Thiago Ivanoski Teixeira

**Equipe Técnica**

Anderson da Costa Moraes

Cristiano Saboia Ruschel

Fernanda Gabriela B. dos Santos

Flavio Alberto Figueredo Rosa

Gustavo Pires da Ponte

Josina Saraiva Ximenes

Juliana Santos Porciúncula

Rafaela Veiga Pillar

**Nº. EPE-DEE-NT-084/2020-r0**

Data: 16 de dezembro de 2020

## IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<b>epe</b> Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> <b>EXPANSÃO DA GERAÇÃO</b>		
<i>Estudo</i> <b>Usinas associadas eólico-fotovoltaicas</b>		
<i>Subárea de estudo</i> <b>Considerações para cálculo de garantia física de energia</b>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	16/12/2020	Emissão original

---

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>ESTUDOS DE CASO .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>PROPOSTA PARA CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA .....</b>	<b>18</b>
<b>3.1</b>	<b>CÁLCULO DO CURTAILMENT .....</b>	<b>19</b>
<b>4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>21</b>
<b>5</b>	<b>LIMITAÇÕES DA PROPOSTA E ESTUDOS FUTUROS .....</b>	<b>23</b>
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>24</b>

---

## 1 INTRODUÇÃO

A combinação de usinas de diferentes fontes de geração vem sendo discutida há alguns anos no Setor Elétrico Brasileiro. A EPE lançou três notas técnicas sobre o assunto: a primeira em 2017, discutindo uma metodologia para cálculo de cortes de geração concomitante em usinas eólico-fotovoltaicas (EPE, 2017), a segunda, com discussões conceituais, apontando tipologias de combinação, além de aspectos comerciais e regulatórios (EPE, 2018), e a terceira, com experiências internacionais e tópicos ligados ao planejamento (EPE, 2019), sendo que logo antes do lançamento desse último estudo, foi realizado um Workshop com os agentes do setor para debate do tema<sup>1</sup>.

Posteriormente, a ANEEL lançou a Consulta Pública 14/2019<sup>2</sup>, levantando questões para a realização de uma norma específica para as combinações de usinas, sejam usinas associadas<sup>3</sup> ou híbridas<sup>4</sup>. Um dos pontos que ainda carecem de detalhamento é a metodologia para definição da Garantia Física de Energia desses projetos combinados. A Garantia Física de Energia é uma variável de grande relevância para os contratos de comercialização de energia e para o atual mecanismo de adequação de suprimento, por consequência, é fundamental o estabelecimento de uma metodologia que busque refletir da maneira mais adequada possível esta grandeza.

Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar considerações iniciais para o cálculo de Garantia Física de Energia de usinas associadas eólico-fotovoltaicas, considerando restrições decorrentes da limitação da capacidade de escoamento, discutindo o impacto de diferentes variáveis, como discretização temporal, concomitância de medições, efeitos de longo prazo e variabilidade interanual. De certa forma, esta pode ser considerada um complemento à primeira Nota Técnica publicada pela EPE (EPE, 2017), que trouxe algumas análises preliminares do tema, as quais serão consideradas e, em parte, revisitadas neste trabalho.

Embora a associação ou hibridismo de usinas não se restrinja à combinação eólico-fotovoltaica, esta é a que possui propostas mais avançadas, havendo inclusive um projeto-

---

<sup>1</sup> <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-realiza-o-workshop-usinas-hibridas-no-sin->

<sup>2</sup> Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>

<sup>3</sup> De acordo com EPE (2018), usinas associadas são usinas de fontes energéticas distintas que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição, podendo manter medidores individuais e contratar capacidade de escoamento menor que a soma das potências instaladas das usinas.

<sup>4</sup> De acordo com EPE (2018), usinas híbridas são aquelas em que as distintas fontes se combinam ainda no processo de produção de energia elétrica, não sendo possível distinguir qual fonte primária foi responsável pela produção de determinada energia elétrica. Exemplo: usina fotovoltaica que compartilha os conversores dos aerogeradores, dispensando o uso dos inversores fotovoltaicos.

---

piloto em vias de aprovação pela ANEEL para construção de usina fotovoltaica nova que virá a associar-se a uma usina eólica existente.

Ressalta-se que as análises aqui apresentadas consideram compartilhamento do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), que só será permitido após alterações regulatórias<sup>5</sup>.

Destaca-se que a definição de metodologia de cálculo da garantia física cabe ao Ministério de Minas Energia. Assim, a presente Nota Técnica tem por objetivo contribuir para o debate acerca do assunto e subsidiar a tomada de decisão pelo MME.

Este documento possui mais 4 capítulos, em que são apresentados, respectivamente, os estudos de caso realizados pela EPE que embasaram o procedimento, a proposta de cálculo de Garantia Física de Energia, considerando o *curtailment*, algumas considerações e por último algumas limitações do estudo e propostas para avaliações futuras. Ao final, são indicadas as referências usadas.

---

<sup>5</sup> Vide minuta de Resolução Normativa anexa ao processo de Consulta Pública 061/2020.

---

## 2 ESTUDOS DE CASO

Para subsidiar a proposta de cálculo de Garantia Física de Energia para o caso de usinas associadas eólico-fotovoltaicas, foram realizados dois estudos de caso. Esse capítulo os apresenta, discutindo suas principais conclusões.

Destaca-se que, nos estudos anteriores, a EPE apontou a importância do uso de dados anemométricos e solarimétricos concomitantes para uma adequada estimativa da produção combinada e dos cortes decorrentes da limitação de escoamento. Porém, salientou-se a dificuldade em se dispor de dados próximos e concomitantes, e que estes, quando disponíveis, resumiam-se a um período limitado.

Com o avanço das discussões (estudos da EPE, Consultas Públicas da ANEEL e novos projetos sendo desenvolvidos) e a maior disponibilidade de dados, busca-se com esses estudos de caso reavaliar os impactos de uma análise mais discretizada temporalmente, mas restrita ao período de um ano, em comparação ao uso de dados de longo prazo em base horária, avaliando como cada metodologia afetaria a estimativa de garantia física.

O objetivo principal deste capítulo é o de comparar a importância da discretização temporal dos dados de produção eólica e solar frente à utilização de séries de mais longo prazo para ambas as fontes. Outra discussão importante que este capítulo busca levantar é a necessidade de concomitância dos dados eólicos e fotovoltaicos para a estimativa do corte de geração decorrente de restrições da capacidade de escoamento (*curtailment*). Para essa finalidade, foram realizados dois estudos de caso, que são descritos a seguir.

O primeiro estudo de caso baseia-se no projeto piloto de usina associada a ser instalada no município de Curral Novo do Piauí, o qual será utilizado para uma comparação de estimativas de *curtailment* feitos com dados horários frente a dados a cada dez minutos, e para uma primeira estimativa de variabilidade interanual do *curtailment*. Com estes, se busca comparar a importância relativa dos efeitos de discretização dos dados, variabilidade interanual da fonte eólica e variabilidade interanual da fonte fotovoltaica. Ainda, comparando-se os *curtailments* estimados utilizando anos de geração eólica e anos de geração fotovoltaica não concomitantes, avalia-se a importância da concomitância dos dados nessa estimativa.

O segundo estudo de caso inclui 5 localidades do Nordeste brasileiro, a fim de verificar a generalidade dos resultados obtidos no primeiro estudo de caso, e, principalmente estender a análise de variabilidade interanual das fontes, visto que para estes possui-se maior disponibilidade de dados eólicos.

Em ambos os casos, considera-se uma nova usina fotovoltaica associando-se a uma usina eólica existente, com compartilhamento de MUST. Considera-se uma capacidade de

escoamento igual à potência eólica instalada, e uma usina fotovoltaica adicional com 35% dessa capacidade. A potência não escoada (*curtailment*)<sup>6</sup> é tratada como uma perda na usina fotovoltaica, pois a usina fotovoltaica nova está associando-se a uma eólica já existente e a limitação será realizada nos inversores fotovoltaicos por comando de um sistema centralizado. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra as proporções adotadas, bem como o montante de conexão disponível, com um exemplo numérico. Os resultados seriam semelhantes para quaisquer potências escolhidas, desde que se mantenham as proporções. Avaliações considerando variação das proporções das fontes estão fora do escopo dessa Nota e já foram realizados em trabalho anterior (EPE, 2017). Entende-se que as conclusões do presente estudo independem dessas proporções e são complementares ao trabalho supracitado.

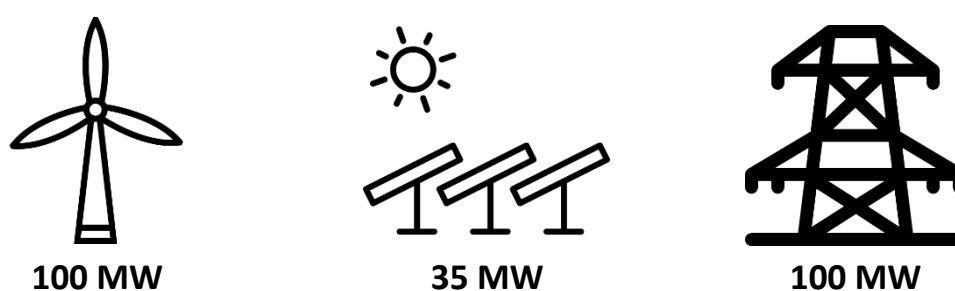


Figura 1 - Proporções de potências instaladas e conexão disponível

## DADOS DISPONÍVEIS

### Estudo de caso 1: projeto-piloto no Piauí

Para a localidade onde será implantado o projeto-piloto, há um total de três anos completos (2017-2019) de medição de vento, registrados no sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA<sup>7</sup>). A discretização original dos dados é de 10 minutos. Em uma das avaliações realizadas, os dados foram integralizados para horários, a partir de médias simples dos seis períodos de cada hora. Utilizando-se a curva de potência dos aerogeradores instalados no local, estima-se a geração eólica verificada nesse período.

Para a estimativa da produção fotovoltaica, são utilizados dois conjuntos de dados de irradiação e temperatura. O primeiro provém de uma medição local da empresa responsável

<sup>6</sup> O *curtailment* avaliado nesta nota técnica não inclui o corte que já ocorre nas usinas mesmo sem associação entre elas, como, por exemplo, o chamado *clipping*, que é realizado pelo inversor fotovoltaico quando a potência do arranjo CC é superior àquela que pode ser convertida pelo equipamento. Assim, o inversor desloca o ponto de operação do arranjo para fora do ótimo, reduzindo sua potência, limitação que deve estar considerado na expectativa de produção da usina fotovoltaica.

<sup>7</sup> Banco de dados para registro das medições anemométricas e climatológicas fornecidas pelos parques eólicos vencedores dos leilões do ACR. Mais informações em: [bit.ly/AMA-EPE](http://bit.ly/AMA-EPE)

---

pelo projeto piloto, cujos dados foram cedidos à EPE para a realização desse estudo<sup>8</sup>. Foi utilizada a série de irradiação e temperatura do ano de 2019, com discretização de 10 minutos, também integralizados em um segundo momento para avaliação a partir de médias simples dos dados de cada hora. O segundo conjunto de dados para avaliação de produção fotovoltaica é proveniente do MERRA-2<sup>9</sup>, que possui 20 anos (2000-2019) de irradiação global horizontal e temperatura, a partir de um modelo de reanálise, com discretização horária. Apesar de alguns estudos apontarem que esta base possui um viés de alta (Urraca et al., 2018), o prazo disponível é útil para realização do estudo da variabilidade interanual da fonte.

Para ambos os conjuntos de dados de irradiação global horizontal, a produção fotovoltaica é estimada com simulações no software SAM (System Advisor Model), desenvolvido pelo NREL e disponibilizado gratuitamente em seu *website*. Este permite a simulação da produção não apenas em base horária, mas também em intervalos mais curtos, bastando para tanto adequar os dados de entrada.

### **Estudo de caso 2: Análises de longo prazo de 5 locais**

Para o segundo estudo de caso, foram escolhidas 5 localidades para as quais se possui, próximos entre si:

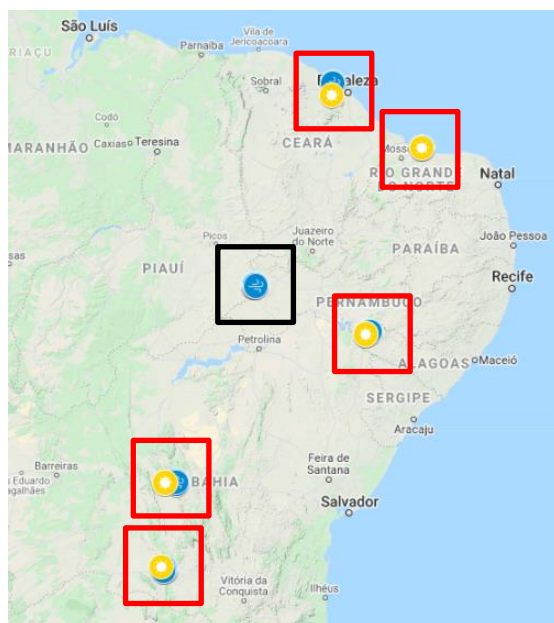
- Dados de irradiação global horizontal fornecidos pelo LABREN-INPE, de 2006 a 2017;
- Dados de vento disponíveis no sistema AMA, com pelo menos seis anos completos e consecutivos em cada estação, entre 2012 e 2019.

Essas localidades são apresentadas na Figura 2, sendo a do Estudo de caso 1 destacada em preto, e as do Estudo de caso 2 em vermelho.

---

<sup>8</sup> Registra-se aqui o agradecimento à Votorantim Energia, que compartilhou seus dados e estudos realizados para o projeto-piloto submetido à ANEEL.

<sup>9</sup> MERRA-2 (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2). Disponível em: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>



**Figura 2 – Dados disponíveis e locais estudados**

Os dados de irradiação do INPE possuem discretização horária, e são provenientes do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, que utiliza imagens de satélite. Pelas características do modelo físico e pelas validações realizadas no Brasil, esses dados tendem a possuir uma precisão maior do que os do MERRA-2, e por isso são utilizados quando disponíveis, apesar do prazo menor. A Tabela 1 resume as principais informações dos estudos de caso.

**Tabela 1 - Resumo dos estudos de caso**

<b>Estudo de caso</b>	<b>Localidades</b>	<b>Dados velocidade do vento</b>	<b>Dados irradiação solar</b>	<b>Variáveis estudadas</b>
<b>1</b>	Curral Novo do Piauí	3 anos de dados de vento do AMA (2017-2019)	1 ano de dados medidos no local (2019) e 20 anos de dados de reanálise - MERRA-2 (2000-2019)	Discretização dos dados, variabilidade dos recursos solar e eólico (3 anos), concomitância dos dados
<b>2</b>	5 localidades do Nordeste	6 a 8 anos de dados do AMA	12 anos de dados fornecidos pelo LABREN-INPE (BRASIL-SR)	Variabilidade dos recursos solar e eólico (maior prazo), concomitância dos dados

---

## RESULTADOS

### 2.1 ESTUDO DE CASO 1: projeto-piloto no Piauí

#### a) Avaliação do efeito da discretização temporal

Na primeira avaliação, foram utilizados os dados solarimétricos e anemométricos medidos com discretização de 10 minutos e concomitantes do ano de 2019. O *curtailment* encontrado foi de 19% da produção fotovoltaica.

Na segunda simulação, para estudar o efeito da base temporal dos dados, estes mesmos dados foram integralizados de hora em hora, fazendo-se as médias horárias de produção eólica e de irradiação solar, sendo o *curtailment* encontrado de 18%. Portanto, ao menos neste caso, o impacto da integralização dos dados foi pouco significativo.

Ressalta-se, porém, que é possível que em determinados casos este impacto seja mais elevado. Ruschel e Ponte (2019) estudaram o impacto da discretização horária na estimativa de perdas por *clipping* no inversor de usinas fotovoltaicas, e concluíram que, para usinas com inversor mais carregado, esse efeito é mais relevante. Por se tratar também de uma perda devido a restrições técnicas, considera-se essa perda análoga ao *curtailment* em usinas associadas. Assim, é possível que no caso de usinas híbridas com maior fator de capacidade, ou seja, mais sobredimensionamento em relação à capacidade de escoamento, o uso de dados integralizados leve a uma subestimativa do *curtailment*. Outros fatores também poderiam levar a um maior impacto da integralização, e necessitam ser estudados. Avaliação dos efeitos da variabilidade interanual e da concomitância dos dados

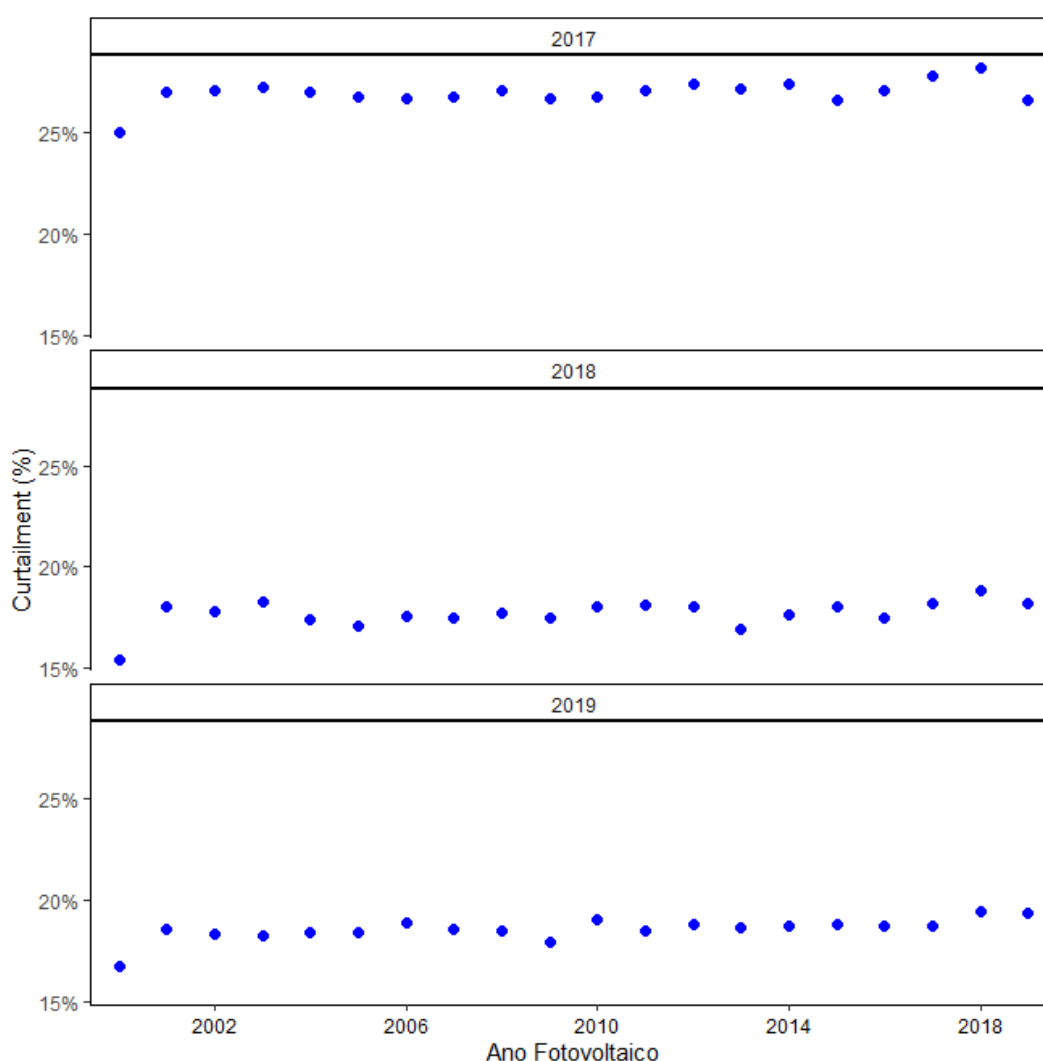
Além de eventuais erros na estimativa de *curtailment* decorrentes da discretização dos dados, foi estudado na primeira Nota Técnica da EPE (EPE, 2017) sobre usinas híbridas, que para um mesmo local, este dependeria também dos equipamentos e do dimensionamento utilizados em cada usina, como o tipo de estrutura da fotovoltaica e o diâmetro do rotor da eólica, por exemplo. Outro fator discutido, mas à época não explorado por falta de dados, foi o impacto da variabilidade interanual das fontes. Com um maior histórico de geração eólica, e o uso de séries de irradiação fotovoltaica de longo prazo (MERRA-2), é possível analisar este ponto em mais detalhes.

Assim, foram simulados os 20 anos de geração fotovoltaica (2000-2019) e combinados individualmente com os três anos de dados de geração eólica, com integralização horária. Ao combinar-se cada ano simulado de geração fotovoltaica com os três de geração eólica, possui-se 60 “anos virtuais” de geração combinada, para os quais analisa-se o comportamento do *curtailment*. Essa análise desconsidera uma eventual correlação entre

irradiação solar e velocidade do vento ao combinar produções de anos diferentes, mas permite avaliar a influência da variabilidade de ambas as fontes.

Embora nessa análise seja mais importante a variação do *curtailment* do que seu valor propriamente dito, como comparação, verificou-se que o valor encontrado utilizando apenas o ano de 2019 para ambas as fontes com os dados solarimétricos do MERRA-2 foi de 19%, um pouco superior aos 18% obtidos com os dados de irradiação medidos, integralizados em base horária. Uma possível explicação para a diferença é o já citado viés de alta dos dados solarimétricos do MERRA-2.

A Figura 3 apresenta os valores de *curtailment* para cada "ano eólico" variando-se o "ano fotovoltaico".

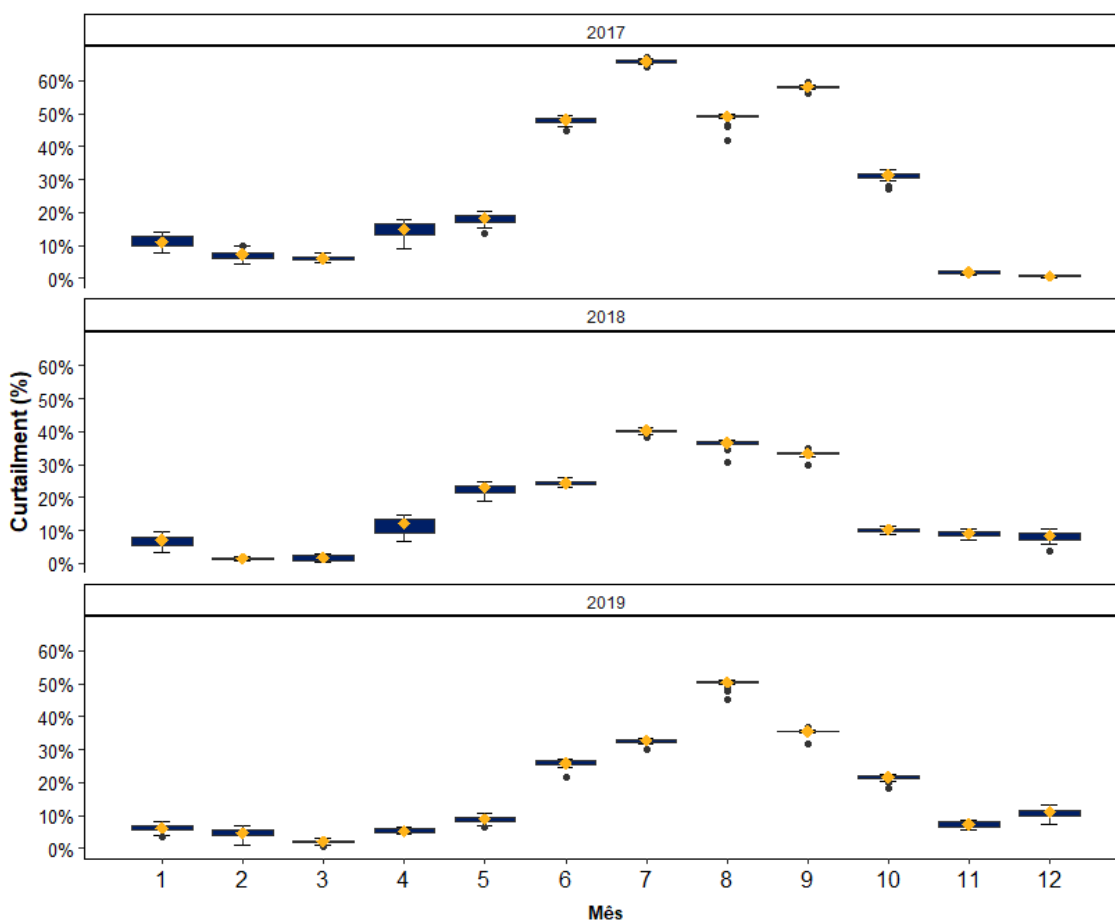


**Figura 3 - Variações do *curtailment* em diferentes anos**

Verifica-se que, apesar de algumas oscilações, o ano fotovoltaico considerado tem influência secundária no *curtailment* médio anual, enquanto as variações com o ano eólico são mais significativas. Considerando a geração eólica de 2019, o *curtailment* fica entre 17% e 20% para qualquer que seja o ano de produção fotovoltaica e considerando a

produção eólica de 2017 o nível de corte fica entre 25% e 28%. Pelo menos três fatores influenciam esses resultados: a baixa variabilidade interanual da geração fotovoltaica, a variabilidade interanual da geração eólica e a maior capacidade instalada proporcional da fonte eólica nesse estudo.

Verifica-se na Figura 4 que, para cada ano de produção eólica, em cada mês, a variabilidade do *curtailment* com o ano de produção fotovoltaica é relativamente reduzida. A sazonalidade do *curtailment* também se mantém ao variar o ano de produção eólica, embora os níveis variem, principalmente nos meses de maior geração, resultando em maior corte anual.



**Figura 4 - Comportamento sazonal do *curtailment* com diferentes anos eólicos e fotovoltaicos**

É possível notar, também, que os resultados de *curtailment* são semelhantes (frente às variações com o ano eólico), inclusive em base mensal, para qualquer dos anos fotovoltaicos. Isso indica que, independente dos dados eólicos e fotovoltaicos utilizados serem concomitantes ou não, os resultados não se alteram significativamente. Destaca-se que a afirmação de que a concomitância não é fundamental, pois refere-se apenas ao **ano** de dados utilizado. A compatibilização horária e mensal dos dados ainda deve ser realizada, a fim de considerar os perfis horários e sazonais de ambas as fontes, e de sua combinação.

Assim, a influência da variabilidade interanual da fonte eólica aparenta ser mais relevante inclusive que a influência da discretização temporal dos dados, o que poderia justificar o uso de dados horários com um maior prazo de estudo, em detrimento de dados mais discretizados e concomitantes. Idealmente, contudo, os dois estudos poderiam ser realizados e combinados, ou confrontados entre si para validação. Portanto, os resultados indicam a importância de utilização de séries mais longas, principalmente para a geração eólica, o que será mais bem explorado no segundo estudo de caso, a seguir.

## 2.2 ESTUDO DE CASO 2: Análises de longo prazo para outros locais

Para avaliação da variabilidade da produção eólica em prazo mais longo, o segundo estudo de caso considera as 5 localidades apresentadas na Figura 2. Cada localidade possui de 6 a 8 anos de produção eólica, que, em conjunto com os 12 anos de dados solarimétricos do LABREN-INPE, perfazem um total de 72 a 96 anos virtuais de produção combinada.

Os perfis horários médios de produção eólica e fotovoltaica de cada localidade são apresentados na Figura 5. É visível a diferença entre os perfis de vento, com a localidade de Caucaia (CE) tendo ventos mais diurnos que as demais, por exemplo. Para comparação, foram incluídos os perfis do município de Curral Novo do Piauí, localidade avaliada no estudo de caso 1.

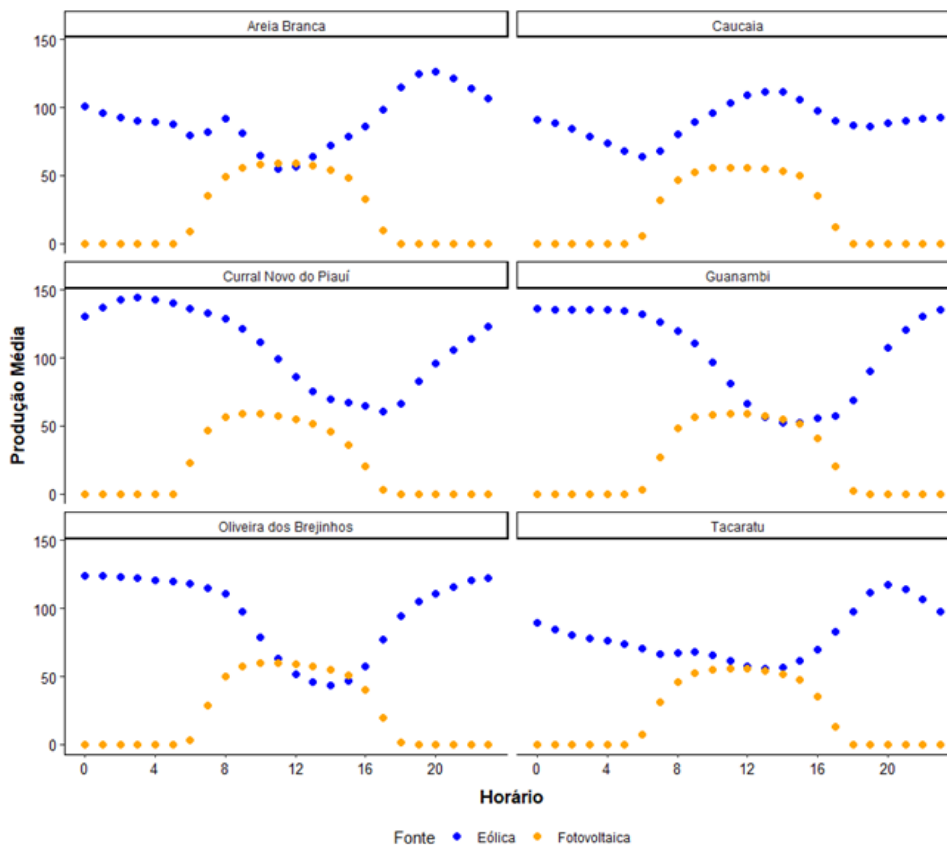
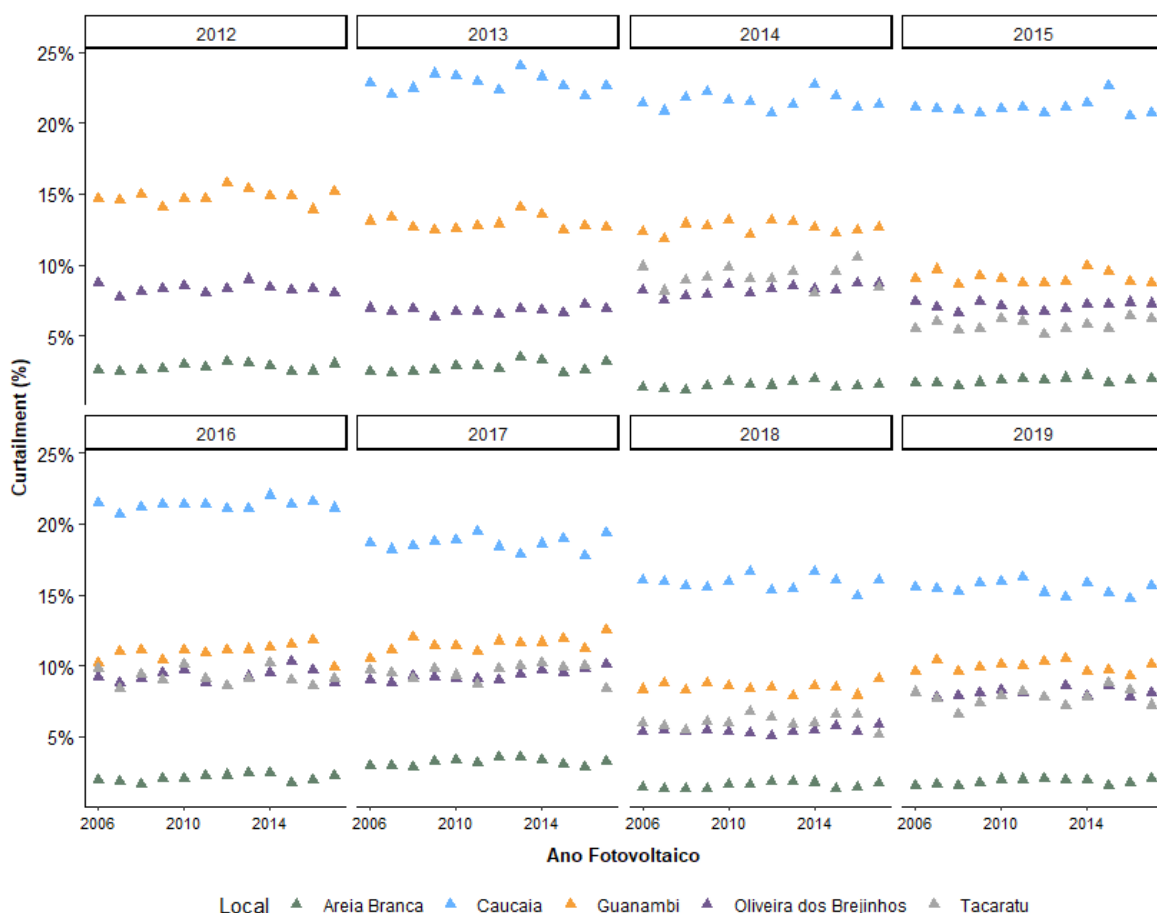


Figura 5 - Perfis de produção eólica e fotovoltaica dos locais estudados

Os resultados de variabilidade interanual do *curtailment* são apresentados na Figura 6.



**Figura 6 - Variações do *curtailment* para cada local com os anos eólicos e fotovoltaicos**

Verifica-se que o nível base de corte depende do local, dado que os perfis de vento e as turbinas eólicas instaladas em cada um deles são diferentes. A influência desses dois fatores já foi explorada na primeira Nota Técnica (EPE, 2017), e não será detalhada nesse estudo. Além desses fatores, percebe-se que o ano de produção eólica possui forte influência no nível de corte de geração.

Tomando, como exemplo, a produção em Caucaia, o corte de produção fotovoltaica fica próximo a 25% considerando a produção eólica de 2013, para qualquer produção fotovoltaica considerada. Utilizando-se a produção eólica de 2018 ou 2019, esse nível de *curtailment* fica em torno de 15%. Assim, caso um projeto tenha considerado como base a produção eólica de 2019 no cálculo de *curtailment*, e a produção eólica seja similar à de 2013 em um ano futuro, o corte de produção fotovoltaica seria 66% superior ao projetado. O uso de mais anos reduz esse risco, mas não o elimina. Ainda para a localidade de Caucaia, mesmo utilizando o período de 2017-2019, verifica-se que este ainda possui um viés de baixa em relação ao período estudado de 7 anos.

---

Já o ano de produção fotovoltaica, conforme visto na análise anterior, tem influência secundária no corte de energia anual. A baixa variabilidade interanual, o perfil horário bem definido, e a menor proporção instalada da fonte são as prováveis causas para essa menor influência.

Verifica-se, portanto, que além das variáveis analisadas em estudos anteriores (EPE, 2017), tais como a característica dos ventos do local, a tecnologia e o dimensionamento dos equipamentos, a variabilidade do recurso eólico no longo prazo também possui influência significativa na estimativa anual de *curtailment* em usinas associadas eólico-fotovoltaicas. A ordem de grandeza das variações ao se considerar diferentes anos de vento parece inclusive ser superior à diferença verificada ao se estimar o *curtailment* com dados horários ao invés de dados com maior discretização.

Ainda, dado que o impacto da variação do ano da geração fotovoltaica é baixo na estimativa do *curtailment*, é possível que haja benefícios em realizar a estimativa com dados não-concomitantes, se isso significar a possibilidade de uso de uma série de produção eólica mais longa. Dessa forma, havendo um ano completo de medições fotovoltaicas com discretização de 10 minutos, este poderia ser combinado com cada ano de produção eólica, possuindo-se assim diversas estimativas de *curtailment* anuais. Outra possibilidade seria o uso do Ano Meteorológico Típico (TMY) fotovoltaico, que tende a representar a característica de longo prazo de irradiação da localidade. Contudo, nesta opção seria necessária a integralização dos dados eólicos para horários, perdendo-se a vantagem da discretização temporal de 10 minutos.

### 3 PROPOSTA PARA CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA

Considerando as avaliações realizadas no capítulo anterior, para a combinação das fontes eólica e fotovoltaica, propõe-se, em um primeiro momento, utilizar-se da mesma metodologia utilizada para as fontes individualmente, descontando-se a estimativa do *curtailment* da Garantia Física de Energia da fonte que venha a ser instalada por último, em caso de associação com usinas existentes. Essa proposta visa simplificar o processo, evitando revisões nas Garantias Físicas de usinas existentes, bem como alterações em contratos vigentes. No caso de uma usina associada totalmente nova, o empreendedor deve indicar em qual fonte o corte será realizado, para que o cálculo de Garantia Física de Energia dessa fonte o leve em consideração.

Aplicar-se-ia, assim, o disposto nos itens 2.2 e 2.3 do Anexo I da Portaria MME nº 101/2016, a depender de qual usina está sofrendo o *curtailment* quando houver excesso de geração.

Caso a eólica seja a usina que será cortada, aplica-se o item 2.2 da referida portaria, adaptando a equação de cálculo de modo a destacar o abatimento do *curtailment*, conforme apresentado na Equação 1 abaixo.

$$GF = \left[ \frac{P90_{ac} (1 - TEIF)(1 - IP) - \Delta P - curtailment}{8760} \right] \quad (1)$$

Sendo:

GF: garantia física de energia, em MW médio;

P90<sub>ac</sub>: produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade [pu];

IP: indisponibilidade programada, por unidade [pu];

$\Delta P$ : estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o PMI da usina [MWh];

*Curtailment*: estimativa anual da perda por falta de capacidade de escoamento, [MWh];

e 8760: número de horas por ano.

A produção anual de energia certificada deve considerar o abatimento das perdas por conta da disposição dos aerogeradores, das condições meteorológicas locais, da densidade do ar, da degradação das pás e das perdas aerodinâmicas do próprio parque e dos efeitos esteira e turbulência de outros parques, entre outras.

---

Caso o corte ocorra na fotovoltaica, aplica-se o item 2.3 da Portaria MME nº 101/2016, adaptando a equação de cálculo de modo a destacar o abatimento do *curtailment*, conforme apresentado na Equação 2 abaixo.

$$GF = \left[ \frac{P50_{ac} (1 - TEIF)(1 - IP) - \Delta P - curtailment}{8760} \right] \quad (2)$$

Sendo:

GF: garantia física de energia, em MW médio;

P50ac: produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento, constante da Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia;

A produção anual de energia certificada deve considerar o abatimento das perdas relacionadas à temperatura, sujeira, sombreamento, angulares e espectrais, degradação dos módulos, *mismatch*, tolerância sobre a potência nominal dos módulos, ôhmicas na cablagem, eficiência do inversor e controle de potência máxima, degradação inicial dos módulos, nível de irradiância, entre outras.

É importante notar que a Portaria MME nº 101/2016 não restringe as perdas que devem ser consideradas no cálculo da Garantia Física de Energia, indicando apenas as mais comuns que devem ser abatidas, e afirmando que outras também devem ser incluídas. A perda por *curtailment* por falta de capacidade de escoamento pode assim ser enquadrada como uma perda esperada, a exemplo de qualquer outra, devendo ser estimada na etapa de projeto.

Ressalta-se que a proposta aqui apresentada é uma alternativa adequada para a definição de Garantia Física de Energia específica para projetos eólico-fotovoltaicos associados, considerando a evolução da discussão regulatória acerca de projetos híbridos e associados. Esta poderia ser considerada, por exemplo, enquanto se discute uma proposta mais abrangente para o tema, inclusive para outras fontes, permitindo assim um tratamento mais imediato dos projetos que vierem a ser autorizados pela ANEEL como projetos piloto sem causar distorções ou desequilíbrios decorrentes da incorreta estimativa de Garantia Física de Energia.

### 3.1 CÁLCULO DO CURTAILMENT

Conforme discutido nos estudos de caso, verificou-se que, em adição aos já conhecidos efeitos do perfil de ventos local e do dimensionamento dos equipamentos de geração instalados, a variabilidade do recurso eólico tem influência relevante no *curtailment* anual

---

em usinas associadas eólico-fotovoltaicas. Esse impacto mostrou-se inclusive mais relevante do que a perda de informação gerada pela integralização dos dados de 10 em 10 minutos para horários. O erro causado pela integralização dos dados, a rigor, existe mesmo quando da estimativa de produção de energia de longo prazo das fontes individualmente. Ou seja, esta aproximação deve ser avaliada e tratada não só no estudo da combinação das fontes, mas também nas simulações individuais.

Os testes realizados combinando-se diferentes “anos eólicos” e “anos fotovoltaicos” demonstraram que a influência do ano fotovoltaico é secundária na estimativa do *curtailment*, com todo um histórico simulado de 20 ou 12 anos fornecendo valores de corte semelhantes para um mesmo ano eólico.

Assim, entende-se que, embora fosse desejável uma análise em base temporal mais reduzida e com dados concomitantes, a variabilidade interanual da eólica exerce um impacto mais significativo do que estes fatores. Por essa razão, entende-se que uma estimativa de produção das fontes com prazo mais longo, mesmo que em base horária, seja mais adequada para uma boa estimativa do corte, e conseqüentemente, das garantias físicas de energia.

Portanto, sugere-se que a estimativa do *curtailment* deve incluir uma avaliação com pelo menos três anos de geração eólica verificada ou estimada<sup>10</sup> com medições anemométricas locais. Para a irradiação, pode ser utilizado um histórico de medições concomitante, caso disponível, ou o Ano Meteorológico Típico (TMY) utilizado para estimativa de produção de energia fotovoltaica repetido para cada ano eólico disponível. Pelas características do TMY, de utilizar meses típicos de anos reais, avalia-se que o resultado do *curtailment* tenderia a um valor intermediário dentre aqueles obtidos com diferentes anos fotovoltaicos.

O *curtailment* a ser considerado nas Equações 1 ou 2, para fins de cálculo de Garantia Física de Energia dos empreendimentos, deve ser a média aritmética dos *curtailments* calculados para cada ano simulado com o procedimento citado. O uso de um histórico mais longo de produção eólica ou dados anemométricos tende a otimizar a estimativa, trazendo-a mais para mais próximo do valor que será verificado na operação no longo prazo, como indicam os estudos de caso.

É importante ressaltar que, após o início da operação comercial da usina, os procedimentos de revisão de garantia física serão aplicados conforme a legislação vigente ou que venha a substituí-la (Portarias MME nº 416/2015 e nº 60/2020, para as fontes eólica e fotovoltaica, respectivamente). Desta forma, erros na estimativa do *curtailment* tendem a ser corrigidos.

---

<sup>10</sup> Esta estimativa deve se basear em no mínimo 3 anos de medições anemométricas, seguindo os requisitos para habilitação técnica em Leilões de Energia.

---

## 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em sendo permitido, e havendo o compartilhamento do Montante do Uso do Sistema de transmissão (MUST), parte da produção deverá ser cortada e o montante de energia não escoado deve ser abatido na Garantia Física de Energia da usina entrante que venha a se associar à existente. Portanto, as propostas aqui discutidas partem da premissa que, apesar da associação, cada usina teria sua própria Garantia Física de Energia.

Atualmente, a Garantia Física de Energia das usinas eólicas e fotovoltaicas segue a formulação disposta na Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016. Para ambas, estima-se a produção anual de energia no longo prazo, subtraindo as indisponibilidades (programada e forçada), o consumo interno e as perdas elétricas. A principal distinção é que para eólicas considera-se a energia anual média que é excedida com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% (P90), enquanto para fotovoltaicas adota-se o valor de P50. É importante ressaltar que, dado a baixa variabilidade interanual das usinas fotovoltaicas, o P50 destas usinas tende a ser mais próximo ao P90.

Essa diferença sinaliza a dificuldade em se estimar uma Garantia Física de energia única para a geração combinada. Outras dificuldades foram discutidas na Consulta Pública 14/2019, tendo sido apresentadas por alguns agentes a proposta da soma simples das garantias físicas individuais. Outros sugeriram adotar o valor de P90 para ambas as fontes. Também foi proposta a consideração de um coeficiente que capturaria os ganhos da correlação da produção conjunta.

Porém, a definição de uma Garantia Física de Energia única pressupõe a comercialização unificada, levando a desafios adicionais ligados a questões contratuais e de contabilização discutidas em Nota Técnica anterior (EPE, 2018), o que justifica, ao menos inicialmente, manter garantias físicas individualizadas, com devida consideração dos cortes de produção estimados.

A depender do porte das usinas, e da sobrecapacidade em relação ao MUST contratado, torna-se crucial considerar uma estimativa de perdas por falta de capacidade de escoamento para definição do montante de Garantia Física de Energia dos empreendimentos. Nos casos em que uma das usinas é associada com uma existente, um caminho natural seria alocar a perda em questão na usina nova, a fim de evitar alterações na usina existente que poderiam inclusive interferir em contratos vigentes.

De acordo com a regulação atual para estabelecimento de Garantia Física de Energia, seria possível considerar a energia não escoada pela restrição de escoamento como uma perda prevista já na etapa de projeto. No caso de usinas eólicas ou fotovoltaicas, tal perda comporia a estimativa de produção de energia de longo prazo realizada pelas

---

certificadoras<sup>11</sup>, a qual embasa o cálculo de Garantia Física de Energia para esses empreendimentos, utilizando-se a Portaria MME nº 101/2016. Ainda que se reconheçam as dificuldades metodológicas associadas ao cálculo dessa perda, avalia-se que a realização de uma estimativa, ainda que preliminar, seja o caminho mais adequado no cálculo da Garantia Física de Energia.

Os resultados das análises apresentadas indicam que os efeitos da variabilidade interanual da produção eólica são significativos e devem ser de alguma maneira considerados na estimativa do *curtailment*. Assim, recomenda-se que tal estimativa seja realizada utilizando todo o período de geração eólica e/ou medições anemométricas disponíveis, a fim de um melhor conhecimento do recurso local e do comportamento do *curtailment* no longo prazo. A partir daí, a média dos cortes verificados no período estudado pode ser uma estimativa inicial para esta perda. Essa estimativa tende a ser mais precisa quanto mais anos de medições anemométricas forem utilizados para a realização desse estudo.

---

<sup>11</sup> Conforme Instruções de Cadastramento para os Leilões de Energia, a estimativa de produção de energia de projetos eólicos e fotovoltaicos deve ser feita por uma entidade Certificadora independente, com experiência reconhecida.

---

## 5 LIMITAÇÕES DA PROPOSTA E ESTUDOS FUTUROS

As análises apresentadas nessa Nota Técnica consideram apenas dados de geração eólica obtidos a partir de medições anemométricas locais. Tendo em vista a importância demonstrada da variabilidade interanual da fonte eólica, cabe avaliar em estudo futuro a possibilidade do uso de dados eólicos de longo prazo obtidos por modelos de reanálise. As avaliações poderiam estabelecer métricas que, a partir da variabilidade interanual do recurso no local, auxiliassem na estimativa e na incerteza do *curtailment* no longo prazo.

Uma estimativa de longo prazo da produção combinada com dados concomitantes para um período superior a 10 anos poderia demonstrar ainda eventuais benefícios de redução de variabilidade de produção conjunta no longo prazo, o que traria ganhos em termos de produção em percentis mais elevados. Assim, pode-se avaliar, por exemplo, se o ganho no P90 é superior ao ganho no P50, e, mais genericamente, como varia a curva de probabilidades com diferentes combinações de fontes.

Adicionalmente, cabe ressaltar que a proposta apresentada considera algumas simplificações e pontos de atenção, identificados adiante, que reforçam o seu caráter preliminar, podendo ser aperfeiçoada com base nos resultados obtidos por meio dos projetos-piloto que venham a ser autorizados pela ANEEL.

- Como explicado, abrir mão de dados discretizados temporalmente em favor de dados de mais longo prazo, tem como benefício capturar efeitos de maior impacto, como a variabilidade eólica interanual. Porém, deixa-se de enxergar os efeitos de variações no curto prazo, que podem levar à subestimativa do *curtailment*, devido a suavizações de picos que ocorrem com intervalo sub-horário, mais comuns na geração fotovoltaica.
- Ainda que sejam considerados 3 anos de geração eólica na estimativa do *curtailment*, é possível que no período adotado as velocidades de vento tenham sido excepcionalmente altas ou baixas, afetando o cálculo, conforme demonstrado no Estudo de caso 2. Por isso, ressalta-se a importância do uso de prazos mais longos, caso disponíveis.
- A proposta considera uma estimativa de *curtailment* com base em valores médios anuais, enquanto as estimativas de produção de energia se dão com base nos valores de P50 (fotovoltaica) e P90 (eólica). Entende-se que uma estimativa do *curtailment* com base em probabilidades de ocorrência só seja possível com uma avaliação das produções conjuntas em um prazo mais longo.
- A proposta considera apenas uma tipologia de combinação (usinas associadas) e de duas fontes (eólica e solar fotovoltaica). Outras combinações merecem avaliações específicas que considerem suas particularidades.

---

## 6 REFERÊNCIAS

ANEEL, Consulta Pública 014/2019

EPE – Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas -Proposta metodológica e estudos de caso, 2017

EPE – Usinas Híbridas – Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento, 2018

EPE - Usinas Híbridas No Contexto do Planejamento Energético, 2019

Ministério de Minas e Energia, Portaria MME n. 101/2016

Ruschel, C.S. e Ponte, G. P. – Efeito da discretização temporal na estimativa da produção de energia de usinas fotovoltaicas. XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte, 2019.

Urraca, R., Huld, T., Gracia-Amillo, A., Martinez-de-Pison, F.J., Kaspar, F., Sanz-Garcia, A. - Evaluation of global horizontal irradiance estimates from ERA5 and COSMO-REA6 reanalyses using ground and satellite-based data. Solar Energy. vol. 164, pp. 339-354, 2018.