



# GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

## **A crescente importância dos recursos de flexibilidade frente à expansão acelerada das fontes renováveis variáveis: o papel do armazenamento de energia**

Nivalde de Castro  
Roberto Brandão  
Lillian Monteath  
Lorrane Câmara  
Vinicius Botelho

# **TDSE**

## **Texto de Discussão do Setor Elétrico**

### **Nº 111**

**novembro de 2021**  
**Rio de Janeiro**



## **TDSE**

**Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 111**

**A crescente importância dos recursos  
de flexibilidade frente à expansão acelerada  
das fontes renováveis variáveis: o papel do  
armazenamento de energia**

Nivalde de Castro  
Roberto Brandão  
Lillian Monteath  
Lorrane Câmara  
Vinicius Botelho

ISBN: 978-65-86614-62-6

Novembro de 2022

Rio de Janeiro

## Sumário

1. Introdução .....	3
2. Definição de flexibilidade e os diferentes tipos de recursos de flexibilidade .....	4
3. Análise das reduções de geração no Brasil.....	8
3.1 Reduções de geração de fontes renováveis em 2021 .....	10
3.2 Reduções de geração de fontes renováveis em 2022.....	11
4. A flexibilidade operativa e o planejamento da expansão da transmissão.....	14
5. O Armazenamento de energia na expansão do sistema elétrico .....	19
6. Perspectivas para inserção do armazenamento no SIN .....	23
7. Considerações Finais .....	27
8. Referências Bibliográficas .....	28
ANEXO I.....	29
ANEXO II.....	34

## 1. Introdução

O processo de transição energética consiste em transformar as matrizes energéticas ao redor do mundo, hoje majoritariamente fósseis, em matrizes de baixo carbono. Esse processo envolve a descarbonização do setor elétrico, mas também a eletrificação de outros setores, como o setor de transportes e parte da indústria, para que utilizem mais energia elétrica de baixo carbono. Há, assim, uma necessidade de crescimento da geração de energia elétrica, ao mesmo tempo em que a participação relativa das fontes renováveis aumenta nas matrizes elétricas.

Inicialmente, o crescimento da geração renovável se deu mediante mecanismos de incentivo dos governos nacionais, através de fixação de metas de participação de geração renovável no sistema elétrico, bem como de concessão de créditos fiscais ou a criação de tarifas *feed-in* para incentivar os investidores. Todavia, nos últimos anos, as economias de escala na cadeia de fabricação e o avanço tecnológico tornaram a geração eólica e solar extremamente competitivas, de forma que em diversos países elas crescem mesmo na ausência de incentivos governamentais.

No Brasil, a participação da energia eólica e solar ainda é relativamente pequena, representando 15% do total da energia gerada centralizadamente em 2021. Mas o avanço das renováveis variáveis deve continuar em ritmo acelerado devido, em grande parte, aos fortes investimentos em projetos eólicos e solares que estão em curso e previstos para atender ao mercado livre. Além disso, a geração distribuída solar vive atualmente um *boom* e já injeta um volume expressivo de energia diretamente nas unidades consumidoras e na rede de distribuição. O aumento da inserção de geração renovável variável, seja de forma centralizada ou distribuída, gera complexidades operativas para o sistema elétrico e o Brasil já começa a experimentá-las. No atual cenário, a complexidade ocorre menos pela proporção da geração variável no total nacional e mais pela concentração regional no Nordeste, onde, em 2021, 55% de toda a geração centralizada já foi eólica e solar, tendo atingido 63% entre janeiro e a terceira semana de outubro de 2022. Estes números devem crescer ainda mais nos próximos anos, à medida que o Nordeste se consolida como região exportadora de energia elétrica de fontes renováveis.

## 2. Definição de flexibilidade e os diferentes tipos de recursos de flexibilidade

Do ponto de vista técnico e operativo, as fontes renováveis, em particular a eólica e a solar não são despacháveis e a geração, além de ter alta variabilidade, costuma estar associada a um componente sazonal importante, tanto a nível diário, mensal e até anual (IRENA, 2017). Por isso, conforme a cresce a inserção dessas fontes, aumentam os desafios para a operação do sistema elétrico relacionados à segurança e à confiabilidade de suprimento, que precisam ser garantidas mesmo em momentos sem vento ou sol.

Além disso, tendem a ocorrer cada vez com maior frequência, excessos momentâneos da geração em relação à capacidade de consumo e transmissão, obrigando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a limitar a geração de fontes renováveis (*curtailment*), desperdiçando parte das energias naturais. Portanto, a maior participação de geração variável na matriz elétrica leva a uma maior necessidade de recursos flexíveis no sistema tanto para garantir o suprimento confiável de energia elétrica como para aumentar a eficiência no aproveitamento dos recursos naturais.

A *flexibilidade operativa* é a capacidade de compensar potenciais desequilíbrios de curto prazo entre a geração e a carga, com o objetivo de manter a segurança, a confiabilidade e a economicidade no suprimento de energia. Os recursos de flexibilidade podem estar do lado da geração (hidrelétricas e térmicas flexíveis), do lado da carga (resposta da demanda, tanto a eventos de escassez como de abundância de energia), ou de ambos os lados (tecnologias de armazenamento, que podem oferecer tanto carga como potência para o sistema).

A flexibilidade do lado da geração permite que o suprimento de energia seja confiável, garantindo o atendimento à demanda em momentos de baixa geração variável e carga elevada. A flexibilidade do lado da carga e do armazenamento contribuem tanto para a confiabilidade do suprimento, reduzindo a demanda ou injetando potência em momentos de escassez, como também contribuem para a economicidade da geração, utilizando ou estocando energia nas horas em que ela é superabundante. Finalmente, reforços em interligações do sistema de transmissão também podem aumentar a flexibilidade do sistema, permitindo que as variações de geração e carga sejam em parte atendidas por recursos situados a grande distância (EPE, 2021).

No Brasil, os recursos de flexibilidade estão historicamente concentrados no lado da geração, mais especificamente na geração hidrelétrica. Estas operam acompanhando a carga, ou seja, reduzem a geração durante horas de baixa demanda para aumentá-la no horário de ponta, atendendo a comandos do ONS. Já as usinas termelétricas atuam, na maior parte do tempo, na base, isto é, gerando durante todo o dia, sem modulação. Porém, conforme crescem a carga e a fatia das renováveis variáveis na matriz de geração, em um contexto em que a capacidade instalada de hidrelétricas com reservatório permanece estagnada, as termelétricas tendem a desempenhar cada vez mais a função de provedoras de flexibilidade, variando a geração ao longo das horas do dia.

As grandes interligações entre regiões também estão mudando de papel. Tradicionalmente, elas eram utilizadas primordialmente para transportar grandes blocos de energia em longas distâncias. Hoje, contudo, a operação das grandes interligações já está, muitas vezes, programada com folga em relação à capacidade máxima, o que permite que o ajuste fino entre geração e carga em tempo real seja realizado utilizando recursos de flexibilidade dos diversos subsistemas do país.

O crescimento da carga e o aumento da participação da geração renovável variável na matriz elétrica devem criar, nos próximos anos, espaço para o desenvolvimento de sistemas de armazenamento em baterias e hidrelétricas reversíveis, bem como para a introdução da flexibilidade pelo lado da demanda. A razão principal é que os momentos de excesso de geração irão se tornar cada vez mais frequentes e intensos, representando uma situação com a qual a flexibilidade do lado da geração e os reforços na transmissão não conseguem lidar.

Quando há grandes volumes de geração variável e inflexível, por vezes não é possível reduzir a geração controlável (hídrica e térmica) de forma a manter o necessário equilíbrio entre geração e carga em tempo real. Nestas ocasiões, as alternativas disponíveis são a redução da geração hídrica, vertendo volumes d'água que poderiam ser turbinados, ou a redução da geração renovável (*curtailment*). Em ambos os casos se perde o recurso energético natural.

Não se trata, aqui, de um problema de segurança do abastecimento, uma vez que não há risco de falta de suprimento (ao contrário!). Há, sim, o uso pouco eficiente dos recursos energéticos pelo não aproveitamento de parte da energia natural disponível.

No Brasil, em horas de carga reduzida e alta geração renovável, esse fenômeno acontece hoje, embora em escala ainda modesta. Por exemplo, nas manhãs de domingos, em feriados e, com menor intensidade, também nas manhãs dos dias úteis, o consumo costuma ser muito baixo e é comum haver forte geração solar e eólica. Respeitados os limites de transmissão e as gerações mínimas de usinas hidrelétricas e termelétricas, frequentemente o *curtailment* se torna necessário.

Todavia, o *curtailment* não ocorreria, ou ocorreria em menor intensidade, caso o sistema contasse com recursos de flexibilidade capazes de aumentar a carga nessas horas, seja pelo deslocamento da carga de alguns consumidores, seja pelo armazenamento de energia em baterias ou usinas reversíveis. Reforços na transmissão podem minorar o problema, pelo aumento o transporte de energia entre subsistemas em horas de baixo consumo, desde que o sistema receptor tenha condição de acomodar esta energia excedente.

Observa-se que as usinas hidrelétricas tradicionais também são capazes de estocar energia em seus reservatórios. Esta estocagem é realizada pelo armazenamento ou acúmulo de água, ou seja, turbinando menos água do que as afluências ao reservatório.

Por outro lado, uma bateria ou uma usina reversível funcionam de forma diferente. Elas não acumulam energia reduzindo a geração, mas utilizam energia elétrica da rede para armazenar energia, seja na forma química (baterias), seja como energia potencial pelo bombeamento de água de um reservatório inferior para um reservatório superior em uma usina reversível.

Do ponto de vista prático, a limitação das hidrelétricas tradicionais no que diz respeito à flexibilidade está em não terem sido projetadas para oferecer carga ao sistema e, com isso, não conseguem utilizar energia elétrica excedente para bombear água e estocar energia. Assim, as hidrelétricas tradicionais oferecem geração flexível, enquanto as baterias e as usinas reversíveis oferecem tanto potência como carga flexíveis, o que lhes permite utilizar excedentes da energia elétrica para estocar energia e depois injetar potência na rede, possibilitando uma maior eficiência no uso dos recursos naturais.

Tanto a geração flexível como o armazenamento garantem a confiabilidade do sistema, viabilizando a continuidade do abastecimento em momentos em que a geração variável é

muito baixa em relação à carga. Porém, apenas baterias e usinas reversíveis conseguem absorver diretamente excedentes de energia elétrica, que tendem a se tornar mais comuns e intensos em um sistema com uma crescente geração renovável variável.

### 3. Análise das reduções de geração no Brasil

Eventos em que há limitação da geração de fontes renováveis com perda do recurso energético natural já são frequentes no Brasil. Eles ocorrem seja por indisponibilidade ou insuficiência de capacidade de transmissão, seja por insuficiência de mercado para absorver o montante total de geração inflexível ou não despachável.

Os relatórios de “Acompanhamento das Reduções de Geração” do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), mapeiam desvios entre a programação da operação e a operação em tempo real por diversas razões e permitem quantificar parcialmente as energias naturais que se perdem na operação do sistema. São identificadas reduções de geração com vertimentos turbináveis das hidrelétricas bem como reduções de geração renovável variável. As razões para as reduções de geração em tempo real são várias e vão desde razões elétricas a rampas de geração em curto espaço de tempo, passando por variações extremas na carga líquida e falta de mercado (ONS, 2022a).

No caso da energia eólica e, mais recentemente, da energia solar, os dados apresentados pelo ONS mostram a redução da geração em tempo real e são a melhor estimativa disponível do quanto da energia natural do vento e do sol se perde na operação em tempo real do sistema. No caso da geração hídrica, as reduções de geração em momentos em que há vertimentos turbináveis na usina que reduz a geração representam perdas de energias naturais nas hidrelétricas, porém apenas uma parte delas. Os vertimentos turbináveis que resultam da programação da operação diária (e não da operação em tempo real) não estão computados. No momento, o dado quanto ao volume total de vertimentos turbináveis em energia não está disponível no site do ONS e, portanto, trabalhamos com o melhor dado disponível.

O Gesel fez um levantamento<sup>1</sup> das reduções de energia em dois períodos: ao longo de todo o ano de 2021 e no intervalo de janeiro a junho de 2022. Segundo o ONS as causas para as reduções de geração em tempo real são classificadas três categorias:

---

<sup>1</sup> Uma análise mais detalhada dos consta nos ANEXOS 1 e 2 deste de documento.

- i. Razão energética:** são reduções de geração motivadas pela impossibilidade de alocar geração na curva de carga. Tais reduções de geração são solicitadas em tempo real ou realizadas automaticamente pelo Controle Automática de Geração (CAG) para as hidrelétricas telecomandadas pelo ONS;
- ii. Razão Elétrica:** são reduções de geração motivadas por indisponibilidades em instalações de rede externas às usinas. Tais reduções são determinadas em nível da programação da operação, contemplando tanto ocorrências em instalações de transmissão da Rede Básica, como nas Demais Instalações de Transmissão (DITs) no âmbito da distribuição. Esta classificação não abarca reduções de geração ocasionadas por problemas em instalações de uso exclusivo do gerador, ou ainda em instalações compartilhadas por vários geradores.
- iii. Razão de Confiabilidade Elétrica:** são solicitadas em tempo real para manter os critérios de confiabilidade por razões que não tenham origem em indisponibilidades de equipamentos do sistema de transmissão.

Além disso, o relatório apresenta as particularidades das principais reduções de energia e as respectivas ações adotadas para manter os critérios de segurança da operação e equilíbrio dinâmico do sistema elétrico. Com base no histórico de reduções de energia, a análise que se segue apresenta as reduções referentes às fontes de energia renovável classificadas em 4 tipos:

- i.** Hidrelétricas com Energia Vertida Turbinável (EVT)<sup>2</sup>;
- ii.** Hidrelétricas sem Energia Vertida Turbinável;
- iii.** Eólica; e
- iv.** Solar.

---

<sup>2</sup> Usinas Hidrelétricas com EVT são usinas cuja redução de geração levam a vertimento turbinável.

### 3.1 Reduções de geração de fontes renováveis em 2021

Em 2021, ano em que o Brasil enfrentou a maior crise hídrica dos últimos 91 anos, as reduções de geração de energias renováveis foram frequentes. Cabe salientar que durante todo o ano de 2021 as reduções de geração solar foram contabilizadas apenas em número de horas de redução, e não pelo montante estimado de energia reduzida, o que impede algumas comparações com reduções de geração de outras fontes. Por esta razão a análise das reduções de geração renovável será realizada apenas para geração eólica e hidrelétrica. O Anexo I traz informações complementares, notadamente as composições percentuais de redução de energia e sua distribuição por tipo de redução: elétrica, energética ou por confiabilidade.

A Tabela 1 apresenta os montantes de redução de energia em 2021, em MWh, para as fontes eólica e hídrica. Já a Tabela 2 destaca, com base na geração de energia total de determinada fonte, a dimensão percentual dos eventos de *curtailment* no ano.<sup>3</sup>

Tabela 1 – Redução de Geração Hídrica e Eólica em 2021 (MWh).

Fonte	Razão Energética	Razão Elétrica	Razão Confiabilidade	Total
EÓLICA	69.110	74.003	253.209	396.322
UHE com EVT	1.423.956	137.915	339.431	1.901.302
<b>SUBTOTAL com EVT</b>	<b>1.493.066</b>	<b>211.918</b>	<b>592.640</b>	<b>2.297.624</b>
UHE sem EVT	5.364.694	86.741	523.581	5.975.016
<b>TOTAL</b>	<b>6.857.760</b>	<b>298.659</b>	<b>1.116.221</b>	<b>8.272.640</b>

Fonte: Elaboração Própria.

<sup>3</sup> Subtotal nas Tabelas 1 e 2 está desconsiderando a redução de UHE sem EVT.

Tabela 2 – Redução de Geração Hídrica e Eólica em 2021 (% da Geração).

Fonte	Geração Total de Energia por Fonte [MWh]	Redução de Energia [MWh]	Redução [%]
EÓLICA	68.887.000	396.322	0,575%
UHE com EVT	365.592.000	1.901.302	0,520%
<b>SUBTOTAL com EVT</b>	-	<b>2.297.624</b>	<b>0,529%</b>
UHE sem EVT	365.592.000	5.975.016	1,634%
<b>TOTAL</b>	<b>434.479.000</b>	<b>8.272.640</b>	<b>1,904%</b>

Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se, pela Tabela 2, que a redução de geração eólica, comparada ao total de energia eólica gerada no ano de 2021 foi de 0,575%. A redução da geração de UHEs com EVT representou 0,52% de toda energia hidrelétrica gerada em 2021. Analisando conjuntamente esses dois tipos de redução, 0,529% da energia renovável foi perdida em razão de reduções de geração em tempo real. Ressalta-se que as reduções de geração de UHE sem EVT têm grande volume, 1,634% da geração hídrica total. Porém trata-se de uma redução de geração que não implica em perda direta de energia, uma vez que a água permanece armazenada.

### 3.2 Reduções de geração de fontes renováveis em 2022

Em 2022, as reduções de geração solar ainda foram computadas em horas até o mês de março, o que impediu, novamente, a utilização dos dados para estimar a energia natural perdida na operação em tempo real. Considerando isso, as análises comparativas foram feitas novamente apenas para as fontes eólica e hidrelétrica. Todavia, o Anexo II traz informações complementares, notadamente as composições percentuais de redução de energia e sua distribuição por tipo de redução: elétrica, energética ou por confiabilidade.

A Tabela 3 apresenta, os montantes de energia, em MWh, reduzidos no período de análise. Já a Tabela 4 destaca, com base na geração de energia total de determinada fonte, a dimensão percentual dos eventos de *curtailment* até junho de 2022.<sup>4</sup>

Tabela 3 – Redução de Geração Hídrica e Eólica de janeiro a junho de 2022 (MWh)

Fonte	Razão Energética	Razão Elétrica	Razão Confiabilidade	Total
EÓLICA	1.259	9.575	58.594	69.428
UHE com EVT	1.850.958	85.567	39.4587	2.331.112
<b>SUBTOTAL com EVT</b>	<b>1.852.217</b>	<b>95.142</b>	<b>453.181</b>	<b>2.400.540</b>
UHE sem EVT	2.823.731	11.782	240.278	3.075.791
<b>TOTAL</b>	<b>4.694.165</b>	<b>108.624</b>	<b>720.852</b>	<b>5.523.641</b>

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 4 – Redução de Geração Hídrica e Eólica de janeiro a junho de 2022 (% da Geração).

Fonte	Geração Total de Energia [MWh]	Redução de Energia [MWh]	Redução [%]
EÓLICA	47.535.000	69.428	0,146%
UHE com EVT	290.349.000	2.331.112	0,803%
<b>SUBTOTAL com EVT</b>	<b>-</b>	<b>2.400.540</b>	<b>0,711%</b>
UHE sem EVT		3.075.791	1,059%
<b>TOTAL</b>	<b>337.884.000</b>	<b>5.523.641</b>	<b>1,635%</b>

Fonte: Elaboração Própria

<sup>4</sup> Subtotal nas Tabelas 3 e 4 está desconsiderando a redução de UHE sem EVT.

Observa-se que em 2022 o percentual de redução de energia eólica foi menor do que no ano anterior, o que se deve, dentre outros, aos seguintes fatores:

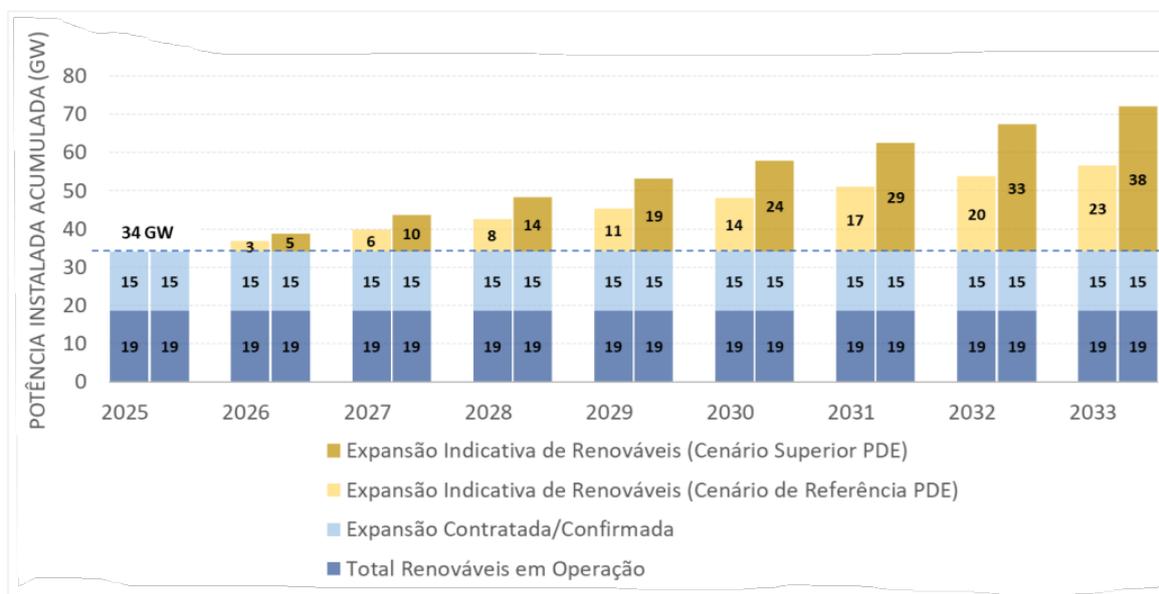
- i.** A menor geração eólica no primeiro semestre. O período de ventos melhores para geração eólica ocorre de maio a outubro, o que tenderá a elevar este percentual de redução.
- ii.** A entrada em operação de um reforço na interligação N-NE: Serra Pelada/Miracema C1, nos estados do Pará e de Tocantins em abril/22, possibilita um maior escoamento de excedentes de energia da região Norte e Nordeste.
- iii.** Geração térmica inferior ao período anterior.
- iv.** O primeiro semestre é a época da cheia nos rios do norte do país. Neste período os vertimentos turbináveis tendem com isso a serem mais frequentes, sobretudo em momentos de carga leve.

#### 4. A flexibilidade operativa e o planejamento da expansão da transmissão

O planejamento da expansão da transmissão passou recentemente a incorporar cenários de participação crescente de geração variável na matriz elétrica e leva agora em conta explicitamente que o sistema de transmissão deve ser capaz de prover a integração segura da geração prevista (potência) e proporcionar o atendimento seguro da demanda no SIN em diversos cenários operativos (MME; EPE, 2022c). Isso contrasta com a prática anterior, que dimensionava as grandes interligações para transferir grandes blocos de energia entre as regiões, sem levar em conta explicitamente a variabilidade de curto prazo da geração não controlável no dimensionamento da transmissão de longa distância.

Assim, para o planejamento das grandes interligações é essencial compreender os cenários de expansão da geração de energia nas regiões com maior potencial solar e eólico, isto é, nas regiões norte e, sobretudo, nordeste. A Figura 1 mostra a projeção de capacidade instalada de fontes renováveis variáveis nestas regiões, exibindo incrementos expressivos, tanto no cenário superior, como também no cenário de referência.

Figura 1<sup>5</sup> - Projeção da Potência Instalada Renovável no Norte/Nordeste. Cenário de Referência e Cenário Superior.



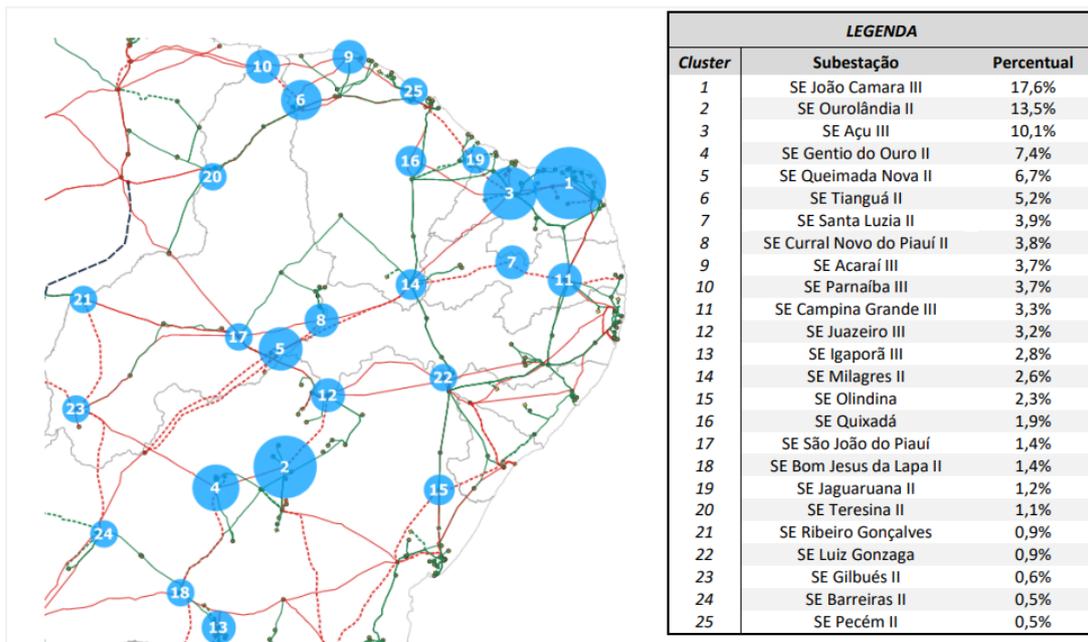
Fonte: EPE, 2022a.

<sup>5</sup> Apesar de 2030 ser o ano horizonte para determinação de novas soluções de transmissão, na análise econômica de alternativas foi utilizado o ano-horizonte de 2033 como ano de truncamento das séries temporais.

No cenário de referência, estima-se, para 2033, uma capacidade instalada de 57 GW de renováveis para o Norte/Nordeste, ou seja, um incremento de 23 GW em relação à estimativa para 2025. Já no cenário superior há incremento na ordem de 38 GW, totalizando 72 GW de capacidade instalada de energia eólica e solar nessas regiões. É importante destacar que 15 GW de potência instalada previstos para em 2025, refere-se a expansões de geração contratadas em leilão (6 GW) e a projetos com parecer de acesso e CUST assinado no mercado livre (9 GW) (MME; EPE, 2022b).

Considerando a dificuldade de previsão da localização da geração indicativa renovável na rede de transmissão, a EPE passou a elaborar Estudos Proativos de Transmissão. Além das projeções de capacidade instalada, foi introduzida uma nova estratégia de agregação do potencial prospectivo em *clusters* na região nordeste, como mostra a Figura 2, a partir da análise de dados dos sistemas AEGE (Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica) da EPE e o SIGEL (Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico) da ANEEL, contemplando projetos desde a fase de Despacho de Registro de Outorga (DRO), o que permite a avaliação de uma ampla amostra de empreendimentos de geração, indicando os pontos da rede de maior interesse do mercado (MME; EPE, 2022c).

Figura 2 - Representação dos clusters de geração indicativa no subsistema Nordeste.



Fonte: (MME; EPE, 2022a)

Com essa abordagem de identificação dos principais pontos de interesse para expansão das renováveis, o planejamento da expansão pode ser otimizado considerando a variabilidade da carga líquida.

A região nordeste concentra a grande maioria das usinas eólicas em operação e continuará dominando a expansão da geração centralizada no SIN. A geração solar centralizada também cresce aceleradamente nessa região, embora ainda esteja, hoje, em patamar bem inferior às eólicas. Porém, a maior carga do país encontra-se distante dessa geração, exigindo ampliações, reforços e modernizações de linhas de transmissão e subestações, tanto no âmbito regional como nas interligações entre subsistemas. Ou seja, além da necessidade de expandir a transmissão para acomodar a exportação de energia em si, as interligações serão ainda mais reforçadas para acomodar parte da variabilidade da geração renovável do nordeste nos demais subsistemas.

Neste contexto, o aumento de geração renovável projetado para o nordeste, levou à indicação da necessidade de duas novas conexões dedicadas ao escoamento da geração do subsistema Nordeste, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Isso, em adição aos reforços em construção já leiloados, mas que ainda não estão em operação. A Figura 3 (MME; EPE, 2022d) exhibe estas novas conexões. Salienta-se que para realização dessas expansões, os seguintes fatores chave são observados: otimização energética, minimização de perdas elétricas e redução de interações *multi-infeed*<sup>6</sup>.

O primeiro corredor expresso será composto por um sistema de transmissão em corrente contínua, em  $\pm 800\text{kVcc}$  e capacidade nominal de 5GW, denominado “Bipolo Nordeste I”, que interligará a subestação Graça Aranha, no estado do Maranhão, à subestação Silvânia, no estado de Goiás, além de reforços complementares na malha de transmissão em corrente alternada existente. A construção do Bipolo Nordeste I, em conjunto com os demais reforços previstos, agregará 7 GW de capacidade efetiva de exportação do N-NE para o SE (MME; EPE, 2022d).

---

<sup>6</sup> Interação entre elos de corrente contínua eletricamente próximos durante uma grande perturbação que leva a afundamentos de tensão, podendo ocasionar interrupções temporárias de potência transmitida.

O segundo corredor expresso de transmissão, provavelmente também em corrente contínua, tem sido objeto de estudos que serão apresentados em relatório futuro da EPE. Estima-se que ele possa agregar os ganhos adicionais necessários para que se atinja a meta de 15 GW de aumento da capacidade de exportação total do Norte/Nordeste, no horizonte 2030, permitindo o escoamento adequado dos excedentes de geração prospectivos.

Figura 3: Representação dos clusters de geração indicativa no subsistema Nordeste.



Fonte: (MME; EPE, 2022d)

Considerando que a expansão da geração, atualmente, tem sido feita com maior protagonismo no Ambiente de Contratação Livre (ACL), novos desafios são impostos ao planejamento da expansão da transmissão, em que se destacam (MME; EPE, 2022a):

- i. Maior dificuldade no gerenciamento de informações relativas à prospecção da oferta de geração, reduzindo a previsibilidade dos montantes e da sua localização;

- ii. Desafio de coordenação temporal da expansão integrada da geração e da transmissão, haja visto que o período de construção dessas plantas de geração renováveis – nomeadamente eólica e solar –, são em torno de 3 anos, enquanto o período de expansão de linhas de transmissão é de aproximadamente 5 anos; e
- iii. A nova dinâmica de expansão da geração via ACL, conforme prospectado junto ao ONS, levaria ao dimensionamento de um sistema de transmissão que supera em 4,5 vezes a necessidade de atendimento ao crescimento do mercado o que geraria custos excessivos e desnecessários aos pagantes dos sistemas de transmissão.

Assim, quando se analisa conjuntamente os desafios da expansão e os do planejamento da operação e da operação em tempo real, tais características proporcionam novas complexidades, a saber:

- i. Manutenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda sob eventos de intermitência cada vez maiores;
- ii. Gerenciamento de intercâmbio entre subsistemas;
- iii. Operação o sistema de transmissão dentro dos limites e critérios de segurança;
- iv. Redução/Restrição de Geração de Energia Renovável (*curtailment*).

Diante desse contexto, já é reconhecido tanto pelo ONS como pela EPE, que mecanismos e ativos que garantam maior flexibilidade ao sistema serão necessários. Do ponto de vista da expansão da transmissão, a EPE já tem realizado alguns estudos considerando alternativas de soluções, notadamente para as interligações regionais, de modo a viabilizar cada vez mais a gestão eficiente dos recursos globais disponíveis no sistema. As alternativas de flexibilidade consideradas potenciais no momentos são os dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*) e o armazenamento de energia, que podem contribuir para a controlabilidade e aumento da capacidade de transmissão de energia, otimizando a expansão da rede elétrica (MME; EPE, 2022a). Destaca-se que os sistemas de armazenamento, são capazes de prestar múltiplos serviços aos sistemas, sejam elétricos ou energéticos, agregando forte flexibilidade operativa, como será visto na seção a seguir.

## 5. O Armazenamento de energia na expansão do sistema elétrico

Estudos realizados pelo GESEL sobre a expansão do Setor Elétrico Brasileiro até 2040, utilizando como base a configuração do Sistema Interligado Nacional do Plano Decenal de Energia (PDE), apontam claramente que o armazenamento se torna econômico por mérito de custo conforme cresce a carga e a participação da geração variável (BRANDÃO; CASTRO DE; HUNT, 2021). Observa-se que esses estudos utilizam o software Plexos, capaz de representar de forma refinada as variações de carga, a geração variável e a operação dos recursos de flexibilidade, inclusive baterias e usinas reversíveis, podendo compará-los adequadamente com as alternativas tradicionais de geração e transmissão.

A partir das premissas do PDE 2029 e do PDE 2030, a expansão do sistema ao mínimo custo envolve o aumento progressivo da participação das gerações eólica e solar na matriz elétrica, como decorrência de serem fontes mais baratas. Nas simulações realizadas, essas fontes chegam conjuntamente a mais de 40% da energia gerada em 2040, incluindo geração distribuída, de modo a se aproximarem da geração hídrica (BRANDÃO; CASTRO DE; HUNT, 2021).

Destaca-se que a manutenção da confiabilidade do sistema irá requerer a contratação de projetos adicionais capazes de suprir potência firme e flexibilidade, compensando a variabilidade da geração renovável. Na falta de projetos hídricos com reservatório em quantidade expressiva, as alternativas principais são termelétricas e sistemas de armazenamento.

Em um primeiro momento, termelétricas a gás cem por cento flexíveis e com baixo fator de despacho esperado se mostram atrativas por envolverem investimentos relativamente baixos para a potência firme que conseguem aportar ao sistema. Entretanto, esses projetos geram pouca energia, sendo despachados com baixa frequência devido aos elevados custos variáveis de geração. Mesmo em situações de hidrologia desfavorável, essas usinas agregam relativamente pouca energia ao sistema, pois, com o avanço das renováveis variáveis, há um espaço limitado para a geração térmica em horas em que a geração variável é alta com relação à carga.

Retomando o nosso exemplo, nas manhãs, com carga baixa e gerações eólica e solar elevadas, há pouco espaço para volumes expressivos de geração térmica e, por isso, novas termelétricas simplesmente não acrescentarão energia alguma nessas horas. Mesmo que a hidrologia seja fraca, as usinas hidrelétricas ainda deverão gerar os volumes mínimos técnicos, que são necessários para a manutenção de reserva girante, bem como para respeitar as vazões defluentes mínimas e restrições de rampa de carga. Nessas situações, um espaço maior para geração térmica pode ser criado se o sistema contar com volumes expressivos de armazenamento, capazes de aumentar a demanda de energia nas horas da manhã.

Portanto, baterias e usinas reversíveis se mostram opções econômicas para a expansão do sistema na década de 2030 e se tornam tecnologias-chave na segunda metade da década (BRANDÃO; CASTRO DE; HUNT, 2021). Na prática, é provável, inclusive, que a adoção dessas tecnologias se mostre econômica para o sistema bem antes, tendo em vista que o PDE, utilizado como referência para a expansão do sistema nos anos da década de 2020, supõe, para o início desse período, um crescimento das gerações eólica e solar em um ritmo bem mais lento do que tem se verificado na prática.

A economicidade do armazenamento de energia possui quatro componentes. Em primeiro lugar, o armazenamento fornece potência firme para um sistema que, pela grande e crescente participação de renováveis variáveis, é carente dela. O valor deste componente depende dos projetos concorrentes mais baratos, isto é, dos custos de investimento e operação associados às termelétricas flexíveis.

O segundo componente é a otimização dos custos operacionais do sistema. Neste caso, a capacidade de deslocar energia dos momentos em que ela é abundante para quando ela é escassa faz com que as hidrelétricas e fontes renováveis gerem mais energia, uma vez que operam com menos vertimentos e *curtailment*. Além disso, as termelétricas com custos variáveis mais baixos também podem ser mais despachadas, pois o aumento da carga em momentos de energia relativamente abundante permite elevar a geração térmica com custos variáveis mais econômicos. Já as termelétricas com custos variáveis mais altos são deslocadas pelo armazenamento nos momentos de escassez, de modo que são menos despachadas e acarretam menores custos variáveis para o sistema.

O terceiro componente é a otimização da expansão da geração, tendo em vista que uma maior flexibilidade do lado da carga permite que as usinas hidrelétricas e renováveis gerem mais e, com isso, permite reduzir investimentos em novos projetos de geração. Por fim, o quarto componente vem da otimização do sistema de transmissão, pois o armazenamento permite postergar reforços na rede, seja em nível local, regional ou nas grandes interligações.

As simulações da expansão do SIN com alta participação de renováveis permitiram identificar três achados interessantes. O primeiro deles é que com a expansão das renováveis o *curtailment* veio para ficar. Na expansão a mínimo custo há um volume expressivo de armazenamento, mas não a ponto de eliminar vertimentos e *curtailment*. Em um exercício de expansão a mínimo custo sem qualquer restrição de transmissão para o horizonte de 2040, o plano de expansão inclui 16GW de baterias de 3 horas (tempo de descarga das baterias candidatas do PDE 2030) e mesmo assim permanece um *curtailment* de cerca 8% de toda a geração renovável. Simulações incluindo restrições de transmissão chegam a números ainda maiores. Isso significa que simplesmente não é econômico acrescentar armazenamento ao ponto de tornar o *curtailment* residual.

O segundo achado é que a operação ótima dos projetos de armazenamento em um sistema com alta participação de renováveis variáveis é o despacho centralizado com minimização de custos. Isso porque mesmo em situações em que há grande abundância de energia, com custo marginal de operação igual a zero por longos períodos, a solução ótima para a operação prevê um uso intenso dos projetos de armazenamento. Isto é, nestas ocasiões os projetos de armazenamento carregam e injetam potência na rede com preço zero, em um comportamento que dificilmente seria reproduzido se o despacho fosse formado por oferta de preços. Havendo concorrência entre armazenadores, a abundância de recursos energéticos faria o preço ser baixo nas horas de ponta em momento de oferta abundante. Mas se a oferta do armazenamento for necessária para fechar o balanço de energia em algumas horas não haveria por que os agentes oferecerem a energia de graça. O despacho por preços também se mostraria inadequado caso os limites ao PLD (mínimo e máximo) fossem mantidos, pois eles distorcem tanto decisões de carregar o armazenamento como de utilizá-los. Essas questões apontam para a conveniência de determinar o despacho do armazenamento de forma sistêmica.

O terceiro achado interessante é que não é apenas a flexibilidade para oferecer carga e ou potência ao sistema que dá valor aos projetos de armazenamento – o volume de energia armazenada também acrescenta valor. Em um sistema com alta participação de renováveis variáveis, um projeto de armazenamento capaz de injetar potência na rede a plena capacidade durante três horas tem substancialmente menor valor que um projeto com mesma capacidade instalada, mas com dez horas de armazenamento. Isso porque um armazenamento com tempo curto de descarga se presta bem para ajustar a geração à carga ao longo de um dia, por exemplo, retirando energia durante a manhã para injetar à noite, mas é demasiado pequeno para deslocar energia do fim de semana, quando a energia tende a ser particularmente abundante, para os dias úteis ou para fornecer maiores volumes de energia em dias em que a carga líquida é atipicamente elevada. Armazenamentos com tempo de descarga na casa de dezenas ou centenas de horas são ainda mais valiosos do que projetos com tempo de descarga de dez horas, pois permitem lidar com situações atípicas – uma semana inteira com pouco vento e sol – e também são capazes de deslocar energia de uma estação do ano para outra, por exemplo, acumulando energia durante o segundo semestre do ano, quando o vento do Nordeste é mais intenso, para utilizá-la no primeiro semestre do ano seguinte, quando a carga é maior em função do calor e há menos vento. O que se observa nas simulações é que com um sistema com alta participação de renováveis variáveis, projetos de armazenamento com maior tempo de descarga reduzem os custos globais de investimento e de operação do sistema de forma mais intensa do que projetos com a mesma capacidade instalada, mas com menor tempo de descarga.

Com as tecnologias hoje disponíveis, as baterias tendem a ser competitivas para tempos de descarga curtos, na faixa de poucas horas. Mas o custo das baterias cresce demasiadamente para instalações de longa duração, isto é, para projetos com tempo de descarga na casa de dez horas ou mais. Não há hoje exemplos internacionais de baterias comerciais, *utility scale*, com essa configuração. Para esse tipo de uso, as hidrelétricas reversíveis são por ora a opção indicada, pois há economias de escala importantes na formação de reservatórios: em locais favoráveis, mesmo uma barragem com custo relativamente baixo, é possível formar um reservatório de volume expressivo.

## 6. Perspectivas para inserção do armazenamento no SIN

A expansão eficiente do sistema elétrico brasileiro vai requerer a introdução de tecnologias de armazenamento para aproveitar os baixos custos e o alto potencial de geração solar e eólica no Brasil. Mas para isso será preciso promover inovações regulatórias que permitam criar modelos de remuneração capazes de proporcionar retorno financeiro positivo para o investidor.

Atualmente, no Brasil, ainda não existe regulamentação para inserção de sistemas de armazenamento, e, por ora, a introdução do armazenamento de grande porte ainda não entrou efetivamente no planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro. Todavia, diante das perspectivas e reconhecimentos supracitados, debates a nível governamental têm sido feitos desde 2018, pela ANEEL, e têm sido intensificados pelo ONS e EPE por meio de notas técnicas, eventos e consultas públicas (MADUREIRA, 2022). Existem também projetos pilotos e estudos apoiados pelo programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além disso, a ANEEL aprovou, excepcionalmente, o primeiro sistema de baterias em um projeto de expansão da transmissão de 30 MW e consta da agenda regulatória a abertura de consulta pública para regulação de armazenamento, inclusive através de usinas reversíveis.

As alternativas mais promissoras para o Brasil em termos de sistemas de armazenamento são as Usinas Hidrelétricas Reversíveis e os sistemas de armazenamento com baterias.

Há diferentes oportunidades para inserção de projetos de armazenamento no sistema elétrico brasileiro que poderão ser exploradas nos próximos anos à medida que a regulamentação evoluir no Brasil:

- i. **Armazenamento como parte da rede de transmissão (baterias ou UHRs):** a transmissão no Brasil possui um ambiente regulatório competitivo em sua expansão e garante receitas previsíveis para o investidor. Houve recentemente autorização excepcional pela ANEEL de um primeiro reforço em uma subestação através da instalação de um banco de baterias. Entretanto não há um ambiente regulatório adequado para a instalação em escala de baterias no segmento de transmissão. Entre outras barreiras, os transmissores

não são, pela regulação atual, agentes da CCEE e, por isso, não há enquadramento regulatório para medições de consumo e injeção de potência na rede, sem o que a atividade do armazenamento resultaria em variações das perdas no sistema de transmissão. Por outro lado, as transmissoras já prestam alguns serviços ancilares ao sistema e, conceitualmente, baterias instaladas em instalações de transmissão poderiam prestar serviços dessa natureza, agregando mais valor do que a simples postergação do investimento. Assim, a regulação para armazenamento no sistema de transmissão ainda necessita a evoluir.

- ii. **Armazenamento como parte da rede de distribuição:** as baterias devem se tornar uma opção de expansão e reforço da rede para as distribuidoras conforme seu custo baixe. Atualmente não há regulamentação estabelecida, embora, seja possível equiparar investimentos em baterias a outros investimentos na rede de distribuição. O desenvolvimento de uma regulação específica é necessário para permitir que baterias instaladas nas redes de distribuição prestem serviços ao Sistema Interligado Nacional, agregando, com isso, maior valor do que apenas como reforços na rede. Além disso, atualmente, as distribuidoras já são agentes da CCEE, sujeitas a medições, de forma que o problema assinalado acima, em relação às transmissoras, não se aplica.
- iii. **Armazenamento como provedor de capacidade:** a criação dos Leilões de Capacidade, que tiveram sua primeira edição em 2021 e a segunda em 2022, não incluiu até agora projetos de armazenamento, apesar da legislação existente sobre contratação de capacidade ser flexível o suficiente para acomodar projetos de armazenamento. Os contratos de capacidade, oriundos de leilões oficiais regulamentados, são sólidos e podem atrair investidores para esta atividade. Entretanto, há aqui uma necessária evolução da parte tanto do planejamento da expansão do sistema como da regulação: embora sistemas de armazenamento possam prover potência firme para o sistema, é preciso definir as condições em que isso pode se dar. É necessário definir quanta potência firme um certo sistema de armazenamento, por exemplo uma bateria de duas horas, pode comercializar, como ele deverá operar e

quais serão as penalidades. No que diz respeito a sistemas de armazenamento de maior tempo de descarga, há também que definir regras de leilão ou produtos específicos para que os benefícios do armazenamento de longa duração possam ser monetizados.

- iv. **Armazenamento com geração variável centralizada:** há uma tendência internacional para projetos híbridos, incluindo geração eólica e/ou solar e baterias, com a finalidade de dar maior previsibilidade à geração de energia em escala horária. Atualmente, não há regulamentação para tais projetos no Brasil, mas sua introdução não parece complexa, pois novos projetos podem ter um *mix* de receitas de energia e capacidade, tornando-os financiáveis. Além disso, há ganhos potenciais com o compartilhamento da conexão e com a exploração de diferenças entre preços horários. Mas, novamente, há uma série de definições de planejamento e de regulação a serem feitas.
- v. **Geração distribuída com armazenamento:** a geração distribuída está se expandindo rapidamente devido à regulamentação do sistema de compensação de energia que incentiva sua adoção reduzindo gastos do consumidor com energia, rede e encargos. Entretanto, a atual regulamentação não cria nenhum incentivo para os sistemas de armazenamento ao nível dos consumidores, pois estes podem utilizar a rede de distribuição como um armazenamento virtual gratuito. Portanto, esta modalidade de armazenamento depende de uma mudança regulatória substancial capaz de criar incentivo econômico para os consumidores.
- vi. **Deslocamento da ponta do consumo:** consumidores de maior porte, como aqueles usuários da tarifa verde, podem ser levados a adotar o armazenamento para deslocar o consumo do horário de ponta em substituição a geradores diesel. Isso é feito para que os consumidores possam auferir descontos significativos na tarifa de acesso à rede de alta tensão ao não terem consumo aparente no horário de ponta. Para esse nicho não parece haver empecilhos para a adoção do armazenamento. É mais uma questão do custo esperado da solução, comparado à geração diesel.
- vii. **Projetos híbridos com armazenamento para os sistemas isolados:** os sistemas isolados do Brasil, principalmente pequenas cidades ou

comunidades da região amazônica, contam hoje, majoritariamente, com sistemas de geração à diesel. Considerando as crescentes preocupações e restrições ambientais, novas alternativas de descarbonização estão sendo proposta com a utilização de geração híbrida (renováveis com armazenamento, com ou sem backup de diesel). No caso dos sistemas isolados, a geração é contratada por meio de leilões, que podem ser adaptados para incluir e/ou incentivar o armazenamento.

Finalmente, há que destacar que a regulação das usinas hidrelétricas reversíveis merece uma atenção especial. A legislação brasileira atribui à União a responsabilidade pela exploração, seja de forma direta ou por terceiros, do potencial hídrico. Como a legislação não define hoje as hidrelétricas reversíveis, por omissão elas devem ser consideradas, do ponto de vista legal, como hidrelétricas. Isso pode trazer problemas, pois um projeto de armazenamento é, por natureza, distinto de um projeto de geração, merecendo um tratamento adequado, por exemplo, do ponto de vista comercial e de encargos. Além disso, o enquadramento do potencial hídrico como sendo atribuído à União obriga que os próprios estudos de inventário sejam regulados pelo Estado e que a outorga siga os critérios fixados em lei o que, na prática obriga a realização de um leilão de concessão para cada aproveitamento reversível com mais de 50MW. Assim, para viabilizar este tipo de projeto de armazenamento, provavelmente serão necessárias alterações legais.

## 7. Considerações Finais

A evolução do parque gerador brasileiro, com o significativo aumento da geração variável eólica e solar, tornará a carga líquida (carga menos geração variável ou inflexível) cada vez mais volátil. Assim, a inserção de mais recursos de flexibilidade no sistema se torna uma oportunidade, sejam eles do lado da geração, do consumo ou do armazenamento. Os recursos de armazenamento, que oferecerem tanto potência como carga ao sistema, se mostram particularmente importantes, na medida em que conseguem contribuir para a confiabilidade do sistema e para a otimização do uso dos recursos energéticos, pelo aumento da carga em momentos em que há excesso de oferta, com alta sinergia com a geração variável.

A inserção do armazenamento no sistema elétrico requer, porém, aperfeiçoamentos regulatórios que tornem a tecnologia atraente para investidores. Há várias oportunidades de inserção destas tecnologias - na transmissão, na distribuição, como projetos independentes, como parques de geração híbrida e como soluções para consumidores associadas à geração distribuída. Contudo, a maioria desses usos ainda requer inovações e aperfeiçoamentos regulatórios capazes de criar condições favoráveis para o investimento privado. O armazenamento deve ser visto, portanto, como um tema essencial da agenda regulatória.

## 8. Referências Bibliográficas

BRANDÃO, R.; CASTRO DE, N.; HUNT, J. (EDS.). **A Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional**. 1. ed. Rio de Janeiro: E-papers, 2021.

EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento**. , 2019.

EPE. **Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão**. , 2021.

IRENA. **REthinking Energy 2017: accelerating the global energy transformation**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017.

MADUREIRA, H. **INICIATIVA “MERCADO MINAS E ENERGIA”**. , 2022.

MME; EPE. **Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste - Volume 3: Área Leste**. Empresa de Pesquisa Energética, , 2022c. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-621/Estudo%20de%20Escoamento%20de%20Geracao%20-%20Area%20Leste.zip>>. Acesso em: 10 set. 2022

MME; EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Transmissão de Energia**. , 2022b. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202031\\_v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202031_v2.pdf)>. Acesso em: 10 set. 2022

MME; EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Empresa de Pesquisa Energética, , 2022a. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031\\_RevisaoPosCP\\_rvFinal\\_v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf)>. Acesso em: 10 set. 2022

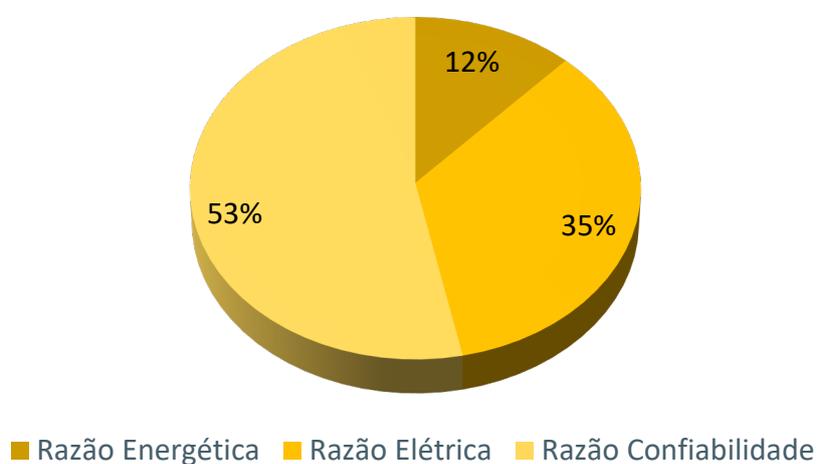
MME; EPE. **“Estudo de expansão das interligações regionais - Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste - Relatório R1”**. Empresa de Pesquisa Energética, , 2022d. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Relat%C3%B3rios-R1.aspx>>

ONS. **Reduções de Geração por Razões Energética e Elétricas - Junho 2022**. , 2022a.

## ANEXO I

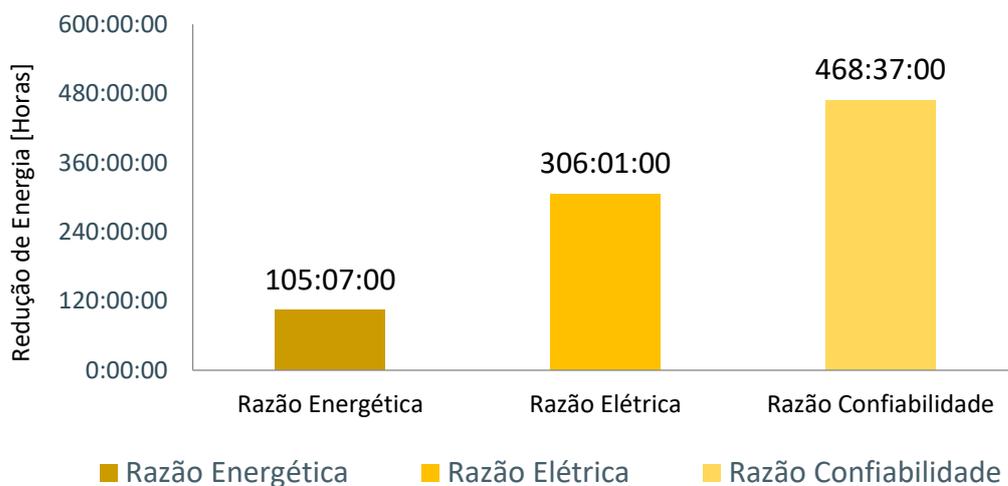
Este anexo apresenta análises complementares da análise de reduções de geração em 2021. Em relação à seção 3.1 constam aqui reduções de geração solar, contabilizados pelo ONS em horas, bem como a distribuição percentual das razões das reduções de geração. A Figura 4 apresenta a distribuição da redução da energia solar (em horas), por razão de redução. A Figura 5 apresenta a quantidade de horas de redução para cada uma das razões: elétrica, energética ou por confiabilidade.

Figura 4 - Distribuição Percentual de Energia Solar Cortada em Horas (2021).



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 5 – Quantidade de Horas de Energia Solar Cortada por Razão (2021).

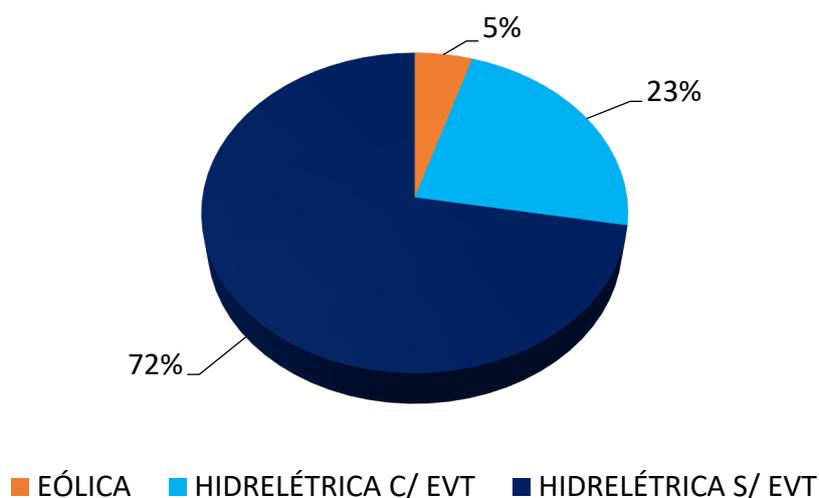


Fonte: Elaboração Própria.

A conclusão é que as reduções de geração solar em 2021 ocorreram sobretudo para manter em tempo real a confiabilidade do sistema. Reduções por razão elétricas também foram frequentes e reduções por razão energética ocorreram com menor frequência e intensidade.

Para as fontes eólica e hidrelétrica, cujos dados foram disponibilizados em unidade de energia, pode-se observar na Figura 6 a distribuição percentual das reduções de geração por tipo de redução. Na Figura 7 tem-se a distribuição percentual das reduções de geração por razão da redução e na Figura 8 exibe a distribuição percentual das fontes de energia por razão de corte, sempre em 2021.

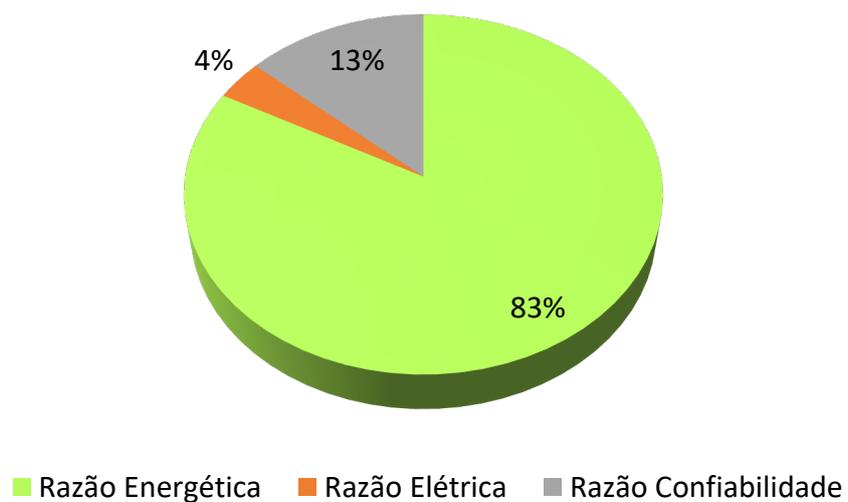
Figura 6 – Distribuição Percentual das Reduções de Energia Hidrelétrica e Eólica (2021).



Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6 permite ver que a maior parte das reduções de energia gerada em tempo real ocorre com hidrelétricas, o que não é surpreendente, pois a capacidade instalada em hidrelétrica era à época mais de seis vezes maior do que a eólica. Por outro lado, a maior parcela das reduções de geração é hidrelétricas sem energia vertida turbinável (72% do total). Isso ocorre porque o ONS prioriza a redução de geração de hidrelétricas que possam armazenar a energia reduzida. A redução de geração hidrelétrica com vertimentos turbináveis e de geração eólica implicam efetivamente em perda de energias naturais e envolvem apenas 23% e 5% das reduções de geração em tempo real.

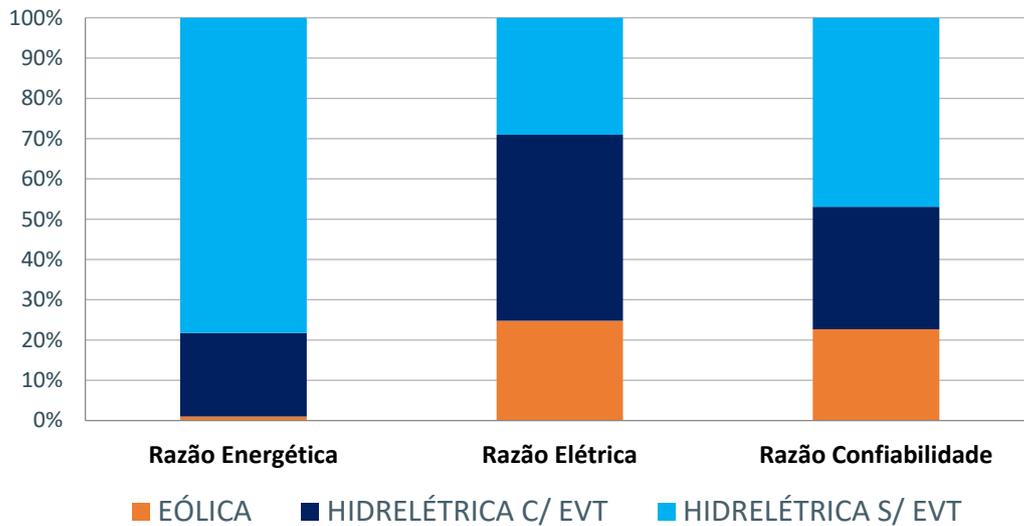
Figura 7 - Distribuição Percentual das Razões de Redução de Energia (2021).



Fonte: Elaboração Própria

A figura 7 mostra claramente que a maior parte das reduções de geração (83%) ocorrem por razão energética, ou seja, por falta de mercado ou capacidade de transmissão enquanto reduções por confiabilidade ou razões elétricas representam respectivamente 13% e 4% das reduções de geração.

Figura 8 - Distribuição Percentual das Fontes de Energia por Razão de Redução (2021).



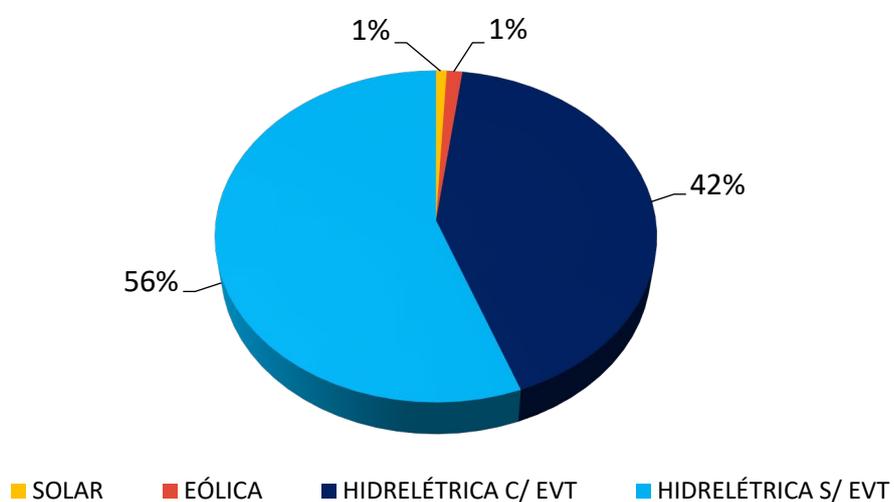
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 8 exibe para cada razão de redução da geração, qual o percentual de cada fonte que correspondeu a cada tipo de redução. Observe-se que, de forma geral a prioridade de redução de geração é dada para as hidrelétricas sem vertimento turbinável por implicar em armazenamento e não perda da energia reduzida, entretanto, esta afirmação é absoluta quando a razão da redução é de origem energética. No caso de restrições elétricas ou confiabilidade, que são definidas pela configuração da rede, não é possível fazer esta priorização, sendo os pontos de redução definidos pela posição relativa da planta de geração com relação ao problema elétrico.

## ANEXO II

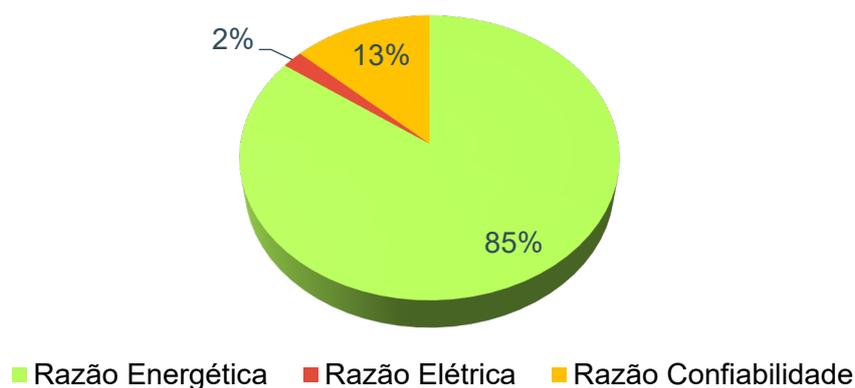
Este anexo apresenta análises complementares da análise de reduções de geração entre janeiro e junho de 2022. Em relação à seção 3.2 constam aqui reduções de geração solar, contabilizados pelo ONS em horas até março de 2022 e em energia a partir de abril, bem como a distribuição percentual das razões das reduções de geração. A Figura 9 apresenta a distribuição percentual das reduções de energia por fonte. A Figura 10 apresenta o percentual das razões de redução de energia e, por fim, na Figura 11 pode-se observar a distribuição percentual das fontes de energia por razão de corte, até junho de 2022.

Figura 9 – Distribuição Percentual das Reduções de Energia (2022).



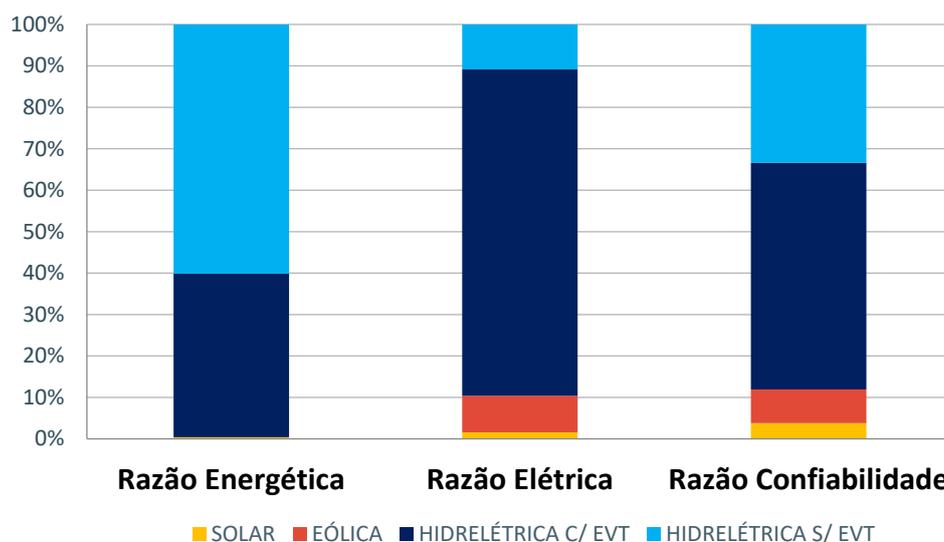
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 10 – Distribuição Percentual das Razões de Redução de Energia (2022).



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 11 – Distribuição Percentual das Fontes por Razão de Redução (2022).



Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 11 exibe para cada razão de redução da geração, qual o percentual de cada fonte que correspondeu a cada tipo de redução. Observe-se que a prioridade de redução de geração deveria ser dada para as hidrelétricas sem vertimento turbinável por implicar em armazenamento e não perda da energia reduzida, entretanto, esta afirmação é absoluta quando a razão da redução é de origem energética. No caso de restrições elétricas ou confiabilidade, que são definidas pela configuração da rede, não é possível fazer esta priorização, sendo os pontos de redução definidos pela posição relativa da planta de geração com relação ao problema elétrico.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado desde 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-62-6

**SITE:** [gesel.ie.ufrj.br](http://gesel.ie.ufrj.br)

**FACEBOOK:** [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

**TWITTER:** [twitter.com/geselufrj](https://twitter.com/geselufrj)

**E-MAIL:** [gesel@gesel.ie.ufrj.br](mailto:gesel@gesel.ie.ufrj.br)

**TELEFONE:** (21) 3938-5249  
(21) 3577-3953



Versão Digital

**ENDEREÇO:**

UFRJ - Instituto de Economia.  
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.  
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.  
CEP: 22290-240