



SISTEMAS DE ENERGIA DO FUTURO:

Soluções regulatórias para redução ou limitação da geração na operação de tempo real



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA



Sistemas de Energia do Futuro: Soluções regulatórias para redução ou limitação da geração na operação de tempo real

Projeto: Sistemas de Energia do Futuro
Contrato: 83354029
Documento: Soluções regulatórias para redução ou limitação da geração na operação de tempo real

Elaborado por: RegE Barros Correia Consultoria (RegE)

Coordenação: Tiago de Barros Correia (RegE)
Florian Geyer (GIZ)

Autores: Tiago de Barros Correia (RegE)
Paulo de Barros Correia (RegE)
Natália Addas Porto (RegE)
Miguel Vazquez (RegE)

Comitê Técnico: Bernardo Doer (GIZ)
Florian Geyer (GIZ)
Angélica de Cássia Pertille Ambrosini (ANEEL)
Christiano Vieira da Silva (ANEEL)
Fábio Maya Cavalcante (ANEEL)
Felipe Alvez Calabria (ANEEL)
Gabriel de Jesus Azevedo Barja (ANEEL)
Izumi Renata Santos Takada Marwell (ANEEL)
Patrícia Núbia Takei (ANEEL)
Rafael Costa Ribeiro (ANEEL)

Data: Dezembro 2020

Este estudo foi elaborado no âmbito da Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável, por intermédio da *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ), dentro do Programa Sistemas de Energia do Futuro. Pelo lado brasileiro, o Programa tem como parceiro coordenador político o Ministério de Minas e Energia (MME), contando também com a participação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), parceira executora técnica deste estudo.

Informações Legais:

- a. Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelo(s) autor(es). No entanto, erros com relação ao conteúdo não podem ser evitados. Consequentemente, nem a RegE, a GIZ, ou o(s) autor(es) podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto ou indireto resultante do uso ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou direta ou indiretamente resultante de seus erros, imprecisões ou omissões de informações neste estudo.
- b. A duplicação ou reprodução de todo ou partes do estudo (incluindo a transferência de dados para sistemas de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida com a devida citação da fonte. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento escrito da GIZ.

Apresentação

O estudo sobre soluções regulatórias para redução ou limitação da geração na operação de tempo real (*curtailment*) foi concebido no âmbito da Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável, por intermédio da *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ), dentro do Programa Sistemas de Energia do Futuro. Pelo lado brasileiro, o Programa tem como parceiro coordenador político o Ministério de Minas e Energia (MME), contando também com a participação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), parceira executora técnica deste estudo.

O estudo foi estruturado a partir da metodologia de Análise de Impacto Regulatório (AIR) aprovada pela RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 798, de 12 de dezembro de 2017, que é adotada pela ANEEL em suas análises e processos internos e que determina a realização dos seguintes passos:

- a. Definição do problema regulatório;
- b. Identificação dos atores ou grupos afetados pelo problema regulatório;
- c. Apresentação de justificativas para a possível necessidade de intervenção da Agência
- d. Mapeamento da experiência nacional e internacional no tratamento do problema regulatório sob análise
- e. Identificação de restrições regulatórias;
- f. Identificação de alternativas;
- g. Identificação dos custos e benefícios;
- h. Comparação das alternativas; e
- i. Mapeamento dos riscos envolvidos em cada uma das alternativas consideradas.

Objetivo

O estudo visa apresentar e analisar possíveis soluções regulatórias que promovam a minimização da ocorrência da necessidade de corte de renováveis, ou ainda a valoração dos custos associados a esses cortes, mesmo num cenário de crescimento da participação de fontes de Geração Renovável Variável (GRV). Dentre as soluções pesquisadas se encontram a inserção de recursos de **armazenamento**, melhores práticas em mecanismos de **resposta da demanda**, **estrutura tarifária** que permita ao consumidor reagir às oscilações de preços decorrentes da inserção de fontes intermitentes, produção de **hidrogênio verde**, contratação de **tecnologias de geração** com reduzidos níveis mínimos operativos, de forma a absorver a **oscilação das fontes intermitentes**, **interligação** com outros mercados, agregação de recursos de **armazenamento distribuídos**, como os **veículos elétricos**, dentro outros.

Boa leitura.

SUMÁRIO

1.	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO	8
2.	ATORES OU GRUPOS AFETADOS	10
3.	BASE LEGAL.....	10
4.	NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO REGULATÓRIA.....	11
5.	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	12
6.	ABORDAGENS PARA MITIGAÇÃO DE CURTAILMENTS DAS GRVS	30
6.1	Taxa de penetração das GRVs.....	30
6.1.1	Incerteza da oferta	30
6.1.2	Tecnologia de conexão	31
6.1.3	Contexto Brasileiro	31
6.2	Adequação entre geração e carga.....	31
6.2.1	Portfólio de fontes e cargas flexíveis	32
6.2.2	Contexto Brasileiro	32
6.3	Adequação da transmissão.....	33
6.3.1	Reforço e ampliação.....	33
6.3.2	Flexibilidade topológica	34
6.3.3	Contexto Brasileiro	34
6.4	Armazenamento centralizado.....	35
6.4.1	Hidrelétrica com reservatório	36
6.4.2	Hidrogênio.....	36
6.4.3	Banco de bateria de grande porte	37
6.4.4	Contexto Brasileiro	38
6.5	Armazenamento distribuído.....	39
6.5.1	Banco de baterias de pequeno porte.....	39
6.5.2	<i>Microgrid</i>	40
6.5.3	Veículo elétrico	40
6.5.4	Contexto Brasileiro	40
6.6	Operação robusta	40
6.6.1	Flexibilidade operativa	41
6.6.2	Redução dos limites mínimos de geração	42
6.6.3	Recursos sistêmicos.....	42
6.6.4	Contexto Brasileiro	42
6.7	Sinal econômico	42
6.7.1	Tarifa horária	43
6.7.2	Despacho por lance	44
6.7.3	Preço negativo	44
6.7.4	Custo locacional.....	44
6.7.5	Compensação.....	44
6.7.6	Contexto Brasileiro	44
7.	ALTERNATIVAS DE TRATAMENTO REGULATÓRIO.....	45
7.1	Alternativa 1: Armazenamento de energia	51
7.2	Alternativa 2: Contratação de flexibilidade e de capacidade.....	55
7.3	Alternativa 3: Flexibilidade da transmissão	59
7.4	Alternativa 4: Mercado de serviços ancilares e resposta da demanda.....	61
8.	AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS	63
8.1	Alternativa 1: Armazenamento de energia	65

8.1.1	Regulação	65
8.1.2	Custo de <i>curtailment</i> x Custo alternativo	65
8.1.3	Mitigação de <i>curtailment</i>	69
8.2	Alternativa 2: Contratação de flexibilidade e de capacidade.....	71
8.2.1	Regulação	71
8.2.2	Custo de <i>curtailment</i> x Custo alternativo	73
8.2.2	Mitigação de <i>curtailment</i>	74
8.3	Alternativa 3: Flexibilidade da transmissão	75
8.3.1	Regulação	75
8.3.2	Custo de <i>curtailment</i> x Custo <i>alternativo</i>	76
8.3.3	Mitigação de <i>curtailment</i>	78
8.4	Alternativa 4: Mercado de serviços ancilares e resposta da demanda.....	79
8.4.1	Regulação	79
8.4.2	Custo de <i>curtailment</i> x Custo alternativo	80
8.4.3	Mitigação de <i>curtailment</i>	81
9.	ANÁLISE DE RISCO	81
10.	CONCLUSÕES	84
11.	REFERÊNCIAS	87

FIGURAS

Figura 1: Ciclo operativo em caso de sobre oferta.....	10
Figura 2: Critérios para a operação de curtailment	25
Figura 3: Critérios para a operação de curtailment – Abordagem técnica	26
Figura 4: Critérios para a operação de curtailment – Abordagem econômica	27
Figura 5: Determinação da matriz de riscos	50
Figura 6: Five Case Model.....	64
Figura 7: Ações políticas e regulatórias para soluções em armazenamento	65
Figura 8: Evolução dos custos por tipo de fonte (R\$/MWh)	67
Figura 9: Evolução dos custos por tipo de fonte em função do curtailment (R\$/MWh) ..	67
Figura 10: Serviços das tecnologias de armazenamento em razão do tempo de descarga	69
Figura 11: Etapas do processo de planejamento com feedback.....	77
Figura 12: Análise qualitativa do risco inerente	83

TABELAS

Tabela 1: Experiência Internacional – Critério de <i>curtailment</i>	26
Tabela 2: Experiência Internacional – Compensação econômica do <i>curtailment</i>	28
Tabela 3: Experiência Internacional – Mitigação do risco de <i>curtailment</i>	29
Tabela 4: Riscos Comerciais, Operacionais e Sistêmicos	47
Tabela 5: Principais serviços e aplicações de sistemas de armazenamento.....	51
Tabela 6: Descrição da Alternativa 1 – Sistemas de Armazenamento	55
Tabela 7: Modalidades de contratos negociados no ACL	57
Tabela 8: Descrição da Alternativa 2 – Contratação de flexibilidade e de capacidade	59
Tabela 9: Descrição da Alternativa 3 – Flexibilidade da transmissão	61
Tabela 10: Remuneração de serviços ancilares.....	62
Tabela 11: Descrição da Alternativa 4 – Mercado de serviços ancilares	63
Tabela 14: Custo de instalação por tecnologia de armazenamento, em USD/KWh.....	66
Tabela 13: Avaliação da Alternativa 1 – Five-case model	68
Tabela 14: Soluções de armazenamento para mitigação de curtailment.....	70
Tabela 15: Avaliação da Alternativa 2 – Five-case model	74
Tabela 16: Soluções de flexibilidade para mitigação de curtailment.....	75
Tabela 17: Avaliação da Alternativa 3 – Five-case model	78
Tabela 18: Avaliação da Alternativa 4 – Five-case model	81
Tabela 19: Escala de probabilidade do risco	82
Tabela 20: Escala de impacto do risco.....	82
Tabela 21: Classificação do Nível de Risco	82
Tabela 21: Classificação do Nível de Risco	83

1. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

1. A necessidade de redução ou limitação da geração na operação de tempo real (*curtailment*) é motivada por três aspectos centrais que se tencionam mutuamente:
 - a. A geração deve **equilibrar** a carga acrescida das perdas em tempo real;
 - b. Tal equilíbrio se dá através de uma **rede** que interconecta fontes e cargas dispersas espacialmente;
 - c. A penetração acelerada da Geração Renovável Variável (GRV) – seja por razão ambiental ou competitividade de custo – eleva a **volatilidade** da oferta de energia.
2. Uma consequência **direta** de eventuais desequilíbrios oferta-demanda, não acomodáveis pelo recurso de armazenamento e o controle automático, é a necessidade de o operador do sistema proceder:
 - a. Cortes de carga não programada (*blackout*) pela perda repentina de capacidade de geração de corrente da intermitência e volatilidade das GRVs ou de saídas de geração e transmissão por razões supervenientes;
 - b. Cortes de carga programada (*outages*) para acomodação de *déficit*, se a geração for deficitária em relação à carga mais perdas;
 - c. Redução voluntária de carga por meio de resposta da demanda ou pela determinação de racionamento; e
 - d. *Curtailments* da geração que acomode excesso, se a geração for excessiva em relação à carga mais perdas.
3. Uma consequência **indireta** de tais desequilíbrios é a conveniência de precificação de *déficits* (cortes de carga) e de *curtailments* (cortes da geração) para melhor avaliar seus alcances, e também melhor orientar as escolhas do operador diante da necessidade de realizar tais intervenções.
4. Quanto à sua causa, o *curtailment* é usualmente classificado como:
 - a. **Elétrico**: quando operado por segurança sistêmica, podendo resultar no desligamento de unidades geradoras de Custo Variável Unitário (CVU) nulo, mesmo quando o Custo Marginal de Operação (CMO) seja maior do que zero.
 - b. **Energético**: também referido como *vertimento* (água, vento ou radiação) e causado por excesso de afluência de energia não armazenável, desligando unidades geradoras de CVU nulo quando o CMO também é nulo.
5. No caso de *curtailment* por razão elétrica, existe sempre alguma possibilidade de hierarquizar as alternativas de corte pelo critério de segurança sistêmica, mesmo dentre unidades com CVU nulo. Possivelmente, os diferentes pontos onde a potência injetada na rede venha a ser reduzida se diferenciam tecnicamente em termos de conveniência operacional.
6. Já o caso de *curtailment* por razão energética é distinto. Se existirem diferentes possibilidades de corte, todos satisfatórios em termos dos requisitos de segurança

sistêmica e de custo de despacho, restará apenas a seleção discricionária do operador para selecionar qual *curtailment* operar, uma vez que todos os cortes praticáveis seriam economicamente indiferentes.

7. O reequilíbrio corretivo (tempo real) entre oferta e demanda é processado através de *curtailments*, na eventualidade de os parâmetros de segurança sistêmica se aproximarem da zona de risco. Por sua vez, o reequilíbrio preventivo (longo prazo) se dá por ampliação dos recursos de armazenamento de energia e da rede de transmissão.

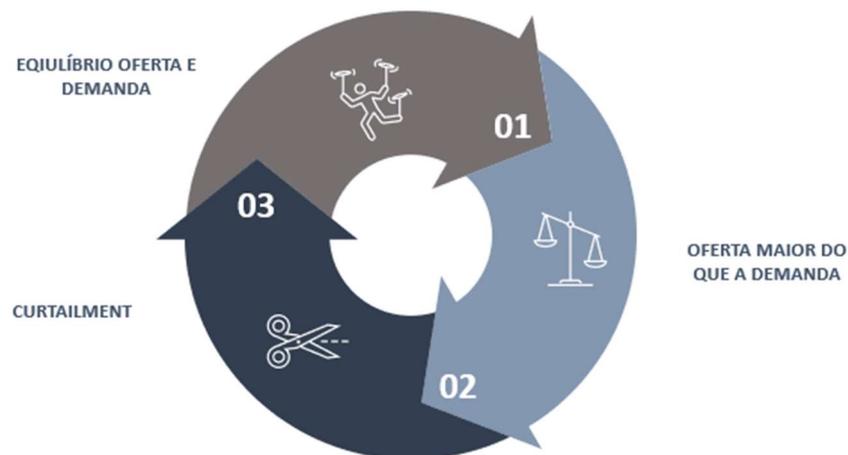
8. Ademais, o *curtailment* pode ter abrangência zonal quando sua operação resta confinada a uma área restrita e conjunto limitado de unidades geradoras, ou ter abrangência sistêmica quando suas possibilidades de operação se estendem a toda rede.

9. No contexto de desequilíbrio, com sobre oferta sistêmica, as principais causas específicas de *curtailments* são:

- a. Redução abrupta da carga como consequência da queda de algum elo do sistema, o que pode ocorrer em eventos climáticos extremos;
- b. Redução ou estagnação persistente da carga, como o verificado em decorrência da pandemia da Covid-19;
- c. Dificuldade para acomodar termelétricas convencionais inflexíveis;
- d. *Mix* de unidades geradoras incompatível com os requisitos de segurança sistêmica;
- e. Sobre oferta de energia não armazenável – ou acima do limite armazenável –, coincidente com um período de baixa demanda, tais como um período como regime de ventos mais intensos durante a madrugada ou com uma hidrologia com vazões extremamente elevadas;
- f. Algum descompasso entre os cronogramas de implantação de novas unidades geradoras e dos sistemas de transmissão necessários para escoar a energia produzida. Isto pode ser visto como uma lacuna de capacidade da rede, ou como uma sobre oferta de energia não armazenável localizada.

10. O problema regulatório do *curtailment*, portanto, pode ser circunstanciado pelo processo do ciclo operativo em que se configura sobre oferta de energia, conforme ilustrado pela Figura 1.

Figura 1: Ciclo operativo em caso de sobre oferta



Fonte: Elaboração própria.

11. Ademais, o equilíbrio oferta-demanda deve levar em conta a dispersão espacial das fontes e das cargas e a dispersão temporal da geração das fontes de energia renovável e da demanda (sazonalidade e volatilidade).

12. No caso das fontes renováveis, a dispersão espacial em grande parte é governada pela natureza, que fixa a localização dos aproveitamentos mais promissores. Ademais, com respeito às grandes UHEs, o projeto de geração é desenvolvido concomitantemente com o projeto de transmissão, ambos com visões sistêmicas. Entretanto, no que concerne às GRVs, os projetos de geração e, principalmente, os de conexão com a rede tendem a ser concebidos com visão localizada, confinando a área onde oferta deve balancear demanda.

13. Quanto à dispersão temporal, seria desejável que houvesse uma forte correlação positiva entre oferta e demanda, o que em geral não acontece. Neste caso, haveria conveniência em conformar um portfólio de GRVs – como, por exemplo, projetos associados, adjacentes e híbridos, portfólios comerciais – cuja sazonalidade e volatilidade se neutralizassem por meio de correlações negativas.

2. ATORES OU GRUPOS AFETADOS

14. Os principais atores afetados pela falta de regulamentação de critérios operativos para redução ou limitação de geração despachada para atendimento à carga são os GRVs; os geradores despacháveis, consumidores, Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Contudo, todos os agentes setoriais e investidores são impactados com proposições políticas e regulatórias advindas de inovações tecnológicas e outros aprimoramentos estruturais no setor.

3. BASE LEGAL

15. A base legal que ampara o tema é o disposto nas Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 11.943, de 28 de maio de 2009; Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004; e, nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.

4. NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO REGULATÓRIA

16. O rápido crescimento de fontes de GRV, sobretudo as fontes eólica e solar, tem trazido um novo desafio para os operadores do sistema diante do maior risco de congestionamentos das redes de transmissão e distribuição de energia que podem ameaçar a segurança e confiabilidade do sistema. Como as fontes são variáveis, há momentos nos quais o excesso de geração exige que o operador determine a redução ou limitação de geração (*curtailment*) das próprias renováveis ou outras fontes, de modo a preservar o equilíbrio entre oferta e demanda e a segurança da operação do sistema.

17. As decisões de *curtailment*, todavia, possuem implicações sistêmicas e econômicas que se operam por meio da alocação de riscos e custos para os agentes geradores e consumidores.

18. Assim, como há clara tendência de dominância ainda maior de renováveis intermitentes na expansão da matriz elétrica, é conveniente e oportuna a discussão de critérios a serem observados para as decisões de despacho, considerando **a segurança da operação, os impactos aos agentes setoriais e a transparência no que tange às decisões para redução ou limitação da geração.**

19. Paralelamente, também importa observar os aprimoramentos do marco legal do setor elétrico brasileiro atualmente em discussão que visam:

- a. alocar adequadamente os riscos e custos do setor;
- b. ampliar o mercado de livre de energia;
- c. aperfeiçoar o modelo de formação de preço;
- d. garantir a segurança do suprimento;
- e. reformar o modelo de negócio da distribuição e
- f. assegurar a neutralidade tecnológica da regulação.

20. A matéria no âmbito do governo federal iniciou-se com a instauração da Consulta Pública nº 21, de 5 de outubro de 2016, e da Consulta Pública nº 33, em 5 de julho de 2017, pelo Ministério de Minas e Energia. Em 4 de abril de 2019, por meio da Portaria MME nº 187, o Ministro de Minas e Energia instituiu Grupo de Trabalho Modernização para aprimorar propostas que viabilizem a Modernização do Setor Elétrico.

21. Neste escopo, além da análise de inserção de novas tecnologias, soluções de armazenamento e de mercado, também se tem discutido alternativas capazes de prover energia firme ao sistema e garantir o atendimento à demanda de pico frente ao crescimento de mercado e a essa maior inserção de GRV para os próximos anos. A complementação térmica na matriz elétrica também é considerada no processo de planejamento para a segurança operativa do sistema, especificamente no cenário de incertezas frente ao desenvolvimento de soluções de mercado e/ou novas tecnologias, como a viabilidade no curto e médio prazo de soluções de armazenamento e maior participação dos recursos energéticos distribuídos no atendimento à carga.

22. É, portanto, nesse cenário que se faz necessária a análise de alternativas para avaliação de soluções ou critérios objetivos para a redução ou limitação de geração na operação de tempo real, sejam elas operacionais ou sistêmica.

23. Sendo assim, a intervenção regulatória se justifica pela:

- a. observação de cortes de geração e limitação operativas observadas decorrentes da GRV;
- b. expectativa de crescente penetração das fontes renováveis com geração variável na matriz elétrica Brasil; e
- c. conveniência e oportunidade de incorporação de novas tecnologias no setor elétrico que possam contribuir para a segurança sistêmica e renovabilidade da matriz.

24. Ademais, até o presente momento não existe regra para tratamento de situações de *constrained-off* de usinas eólicas, hidrelétricas e fotovoltaicas e definição de critérios operativos para redução ou limitação de geração despachada para atendimento à carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). As análises dos pleitos dos agentes têm sido feitas caso a caso pela ANEEL, sem, no entanto, ter necessariamente uma uniformidade no tratamento.

5. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

25. O debate sobre a minimização do risco e a mitigação dos custos de *curtailment* é atual e está fortemente vinculado à penetração acelerada das fontes renováveis de energia ditas intermitentes, com destaque para eólica e solar.

26. Sendo assim, o principal eixo de discussão diz respeito ao objetivo almejado quanto aos *curtailment*, que, para cada ponto de risco operativo aceito, pode ser descrito a partir de duas diretrizes:

- a. diretriz ambiental: máximo uso da energia verde;
- b. diretriz econômica, máximo benefício social ou mínimo custo sistêmico.

27. Assim, embora se aceite como ponto pacífico a predominância do critério técnico de segurança sistêmica na decisão dos *curtailment* (limites de carregamento de linha, reservas de potência por subsistema ou barramento), é necessário cotejar a decisão com a incorporação de critérios ambientais e econômicos, particularmente quando houver múltiplas soluções que atendam aos critérios de segurança.

28. Outro aspecto de grande destaque é o tratamento de efeitos distributivos decorrentes da decisão de *curtailment* e a necessidade de compensação para os geradores cortados. Como defini-los e a quem atribuí-los quando aplicados?

29. Em *Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability* (IRENA, 2020), é mencionado que as ocorrências de *curtailment* e congestionamento de redes de transmissão e distribuição indicam um problema de flexibilidade do sistema elétrico. Neste caso, um dos exemplos mais conhecidos de

curtailment de GRV devido ao congestionamento de transmissão é encontrado no sistema elétrico da Alemanha, onde a maior parte da capacidade instalada de usinas eólicas localiza-se no norte do país, enquanto grandes consumidores industriais localizam-se no sul. As linhas de transmissão que transferem a geração eólica do Norte para o Sul da Alemanha não possuem capacidade de transferência suficiente e, portanto, frequentemente ficam congestionadas. Isso resulta no *curtailment* eólico no Norte e no aumento de geração termelétrica no Sul, o que, em geral, leva a preços de energia mais altos em razão do redespacho.

30. No referido estudo, também são apresentadas algumas soluções propostas para essa problemática. A solução mais simples e mais comum citada é a construção de novas linhas de transmissão ou modernização das existentes. Por exemplo, a Alemanha, no *Suedlink project*, planejou construir novas linhas de transmissão para transportar energia eólica de norte a sul. Este projeto consiste na implantação de linhas de transmissão subterrâneas para reforçar a capacidade entre as regiões.

31. Todavia, em alguns casos, em razão de impactos negativos esperados, ambiental e social, além dos custos e tempo necessários à execução, construção ou atualização a infraestrutura de transmissão pode não ser a solução ideal. Como opção alternativa para reduzir o congestionamento, o estudo traz a classificação dinâmica das linhas de transmissão pelo operador, que consiste em monitoramento das condições térmicas das linhas para variar o limite de transmissão.

32. Como exemplo, o operador italiano tem aplicado a classificação dinâmica da linha em algumas linhas de energia monitorando melhor seus parâmetros térmicos, provando que as linhas de energia podem ir além de seu limite em certos períodos cuja penetração de GVR é maior (Carlini, Massaro, & Quaciari, 2013, *apud* IRENA, 2020). Por fim, a solução de armazenamento também é apresentada, dada a expectativa de queda de custos até 2030, além do baixo tempo de implantação requerido e baixo impacto socioambiental esperado em comparação às linhas de transmissão.

33. À semelhança da Alemanha, foi observada no noroeste da China ocorrências de *curtailment* desde 2014 em montantes equivalentes a aproximadamente metade de produção total de energia eólica da China. Luo & outros (2018) analisaram as razões do elevado *curtailment* eólico em três províncias a partir de quatro aspectos: demanda, capacidade de transmissão a rede, flexibilidade do sistema elétrico e mecanismo de mercado e leis. Os resultados mostraram que o *curtailment* é atribuído sobretudo à incompatibilidade da geração e distribuição de energia eólica com a carga local, associada à limitação de capacidade de transmissão para escoar a oferta excedente. Resultados esses decorrentes de um forte incentivo às instalações da fonte eólica no país frente à um crescimento do setor elétrico mais lento, com excesso de oferta de energia em muitas áreas da China.

34. Uma resenha de extratos de outras contribuições recentes da literatura especializada é apresentada na sequência. Os parágrafos selecionados (**itálico**) foram

traduzidos livremente. As aspas foram omitidas para não se imputar ao autor original, referenciado em cada bloco, alguma imprecisão acrescida na tradução.

35. **Billimoria, et al.** (2020) examinam o vínculo existente entre a segurança sistêmica, como um componente crítico de sistema de potência, e a mudança de paradigma causada pela penetração das GRVs:

*As tecnologias renováveis têm introduzido duas questões relevantes concernentes à segurança operacional. Primeiro, primeiro elas são inerentemente **variáveis e incertas** em recursos, tais como eólica e solar, o que pode impactar nos parâmetros de frequência e tensão. O segundo concerne ao modo como as renováveis se conectam à rede – **através de eletrônica de potência ao invés de turbinas**. A característica física da interface turbina gerador via máquinas síncronas tem suportado historicamente a estabilidade da rede. (grifou-se)*

*Para administrar segurança quando os serviços de sistema são escassos o operador pode ter que intervir no mercado, **cortar renováveis** e mesmo retardar novas conexões com a rede. Isto tem o potencial de reduzir o investimento em renováveis, que é crítico para a descarbonização do setor elétrico. Do outro lado, novas soluções tecnológicas estão sendo desenvolvidas que usam velocidade, precisão e controle de eletrônica de potência para melhor administrar os aspectos de segurança. Porém, sem uma política e desenhos de mercado apropriados há pouco **incentivo para os agentes do mercado ofertarem estas funcionalidades avançadas**. (grifou-se)*

A segurança do sistema de potência se refere a sua habilidade de permanecer estável em resposta as perturbações. Assim, a segurança é intrinsecamente vinculada com o conceito de estabilidade em engenharia de sistemas. Estabilidade é importante em várias dimensões – temporal e espacial e em diferentes parâmetros de sistema (tais como frequência, ângulo de fase, tensão, e potências ativa e reativa). Qualquer desbalanceamento em uma dimensão ou elemento do sistema de potência pode se propagar rapidamente afetando outros elementos.

Esta questão deve tratada em múltiplos níveis. Primeiro, limitar o risco e a magnitude destes desbalanceamentos às tolerâncias do sistema. Segundo, assegurar que haja mecanismos de emergência suficientes para mitigar os impactos quando as tolerâncias são violadas. Terceiro, recupera o sistema efetiva e economicamente quando houver interrupção de serviço. Finalmente, assegura que os diferentes aspectos da segurança sejam administráveis.

36. **Joskow** (2019) examina o elevado grau de penetração das fontes intermitentes e aponta:

A intermitência da fonte eólica e solar é consequência das variações naturais do vento em velocidades e direções e da radiação solar em localidades e tempos específicos.

A elevada penetração da geração intermitente com custo marginal de operação nulo cria desafios para desenhos do mercado atacadista. E ambos, intermitência e custo marginal nulo, são importantes.

A expansão da geração intermitente com custo marginal de operação nulo cria desafios adicionais para os mercados atacadista tanto na dimensão da eficiência operacional de curto prazo quanto na dimensão da eficiência de investimento.

O custo marginal de operação do gerador marginal requerido para balancear o suprimento e demanda em cada ponto e a cada tempo também define o custo marginal de curto prazo do suprimento a cada nível de demanda. Ao longo do tempo, este modelo clássico foi aperfeiçoado para incluir a incerteza da demanda, os cortes de demanda, a resposta à demanda de curto prazo, as tecnologias de armazenamento despacháveis de hidrelétricas, o planejamento e a operação de reservas e serviços de suporte à rede tais como regulação de frequência e reserva girante.

37. **Mohandes & El Moursi (2019)** discutem o *curtailment* como uma oportunidade e destacam:

A operação do sistema está continuamente em face do desafio de manter o balanço entre a geração e a demanda. Este balanço é perturbado por três tipos de eventos em diferentes janelas de tempo: flutuações randômicas rápidas, flutuações periódicas lentas e raras mudanças abruptas.

O curtailment de fontes energéticas renováveis não é necessariamente uma perda, mas pode ser tratado como uma reserva. O curtailment marginal pode ser definido como um valor fixo (MW) ou como uma porcentagem da energia disponível de vento.

38. **Steinhäuser & Eisenack (2020)** comparam quais seriam os efeitos de curtailment a depender do sistema operar com preço nodal (NP) ou preço uniforme (UP):

Isto levanta a questão sob quais casos temporalmente correlacionados e espacialmente concentrados acarretaria diferenças mais pronunciadas entre NP e UP. Ultimamente, a diferença é causada por congestionamento. Nós então computamos vários modelos rodando com severos curtailments.

A análise mostra que quando se consideram as alternativas de desenho de mercado, ocorre um trade-off entre dois efeitos importantes: de um lado, com o preço nodal há mais incentivos espacialmente concentrados para evitar curtailments juntamente com mais benefício para produzi-los, do outro lado, com preço uniforme, a socialização dos custos em uma área maior do mercado gera um benefício para os consumidores.

39. **Bird (2016)** fazem uma revisão abrangente, contemplando vários países e mercados:

Congestionamento da transmissão, ou restrição da rede local, é a razão mais comum para o curtailment de fontes renováveis. Lacunas no acesso à transmissão também podem ser causas de curtailment. O balanceamento do sistema pode ser outra razão para curtailment:

- **Canadá:** *Até a presente data não ocorreram cortes voluntários nem cortes mandatários. Porém, o incremento de capacidade instalada planejado para a Península de Gaspésie deve resultar em curtailment causado por congestionamento. Isto também pode resultar no aumento de cortes voluntários para assegurar a estabilidade do sistema. A Hydro Quebec ainda não tem avaliado o curtailment da geração como uma reserva operacional do sistema ou concebido estratégia de como reduzir perdas futuras,*
- **China:** *Na região norte do sistema elétrico onde está instalada a maior capacidade de eólica, a demanda é baixa e a transmissão insuficiente bloqueia o transporte para outra região do sistema. Em adição, a integração de eólica com outras fontes renováveis é comprometida pela falta de flexibilidade de unidades geradoras, despacho mínimo garantido de plantas a carvão, necessidade de manter em operação a cogeração (calor e eletricidade) distrital no inverno, e a lacuna de flexibilidade do lado da demanda. Mecanismos flexíveis de preço ainda não existem para tornar mais efetiva a resposta da demanda. Para tratar a integração e os desafios de curtailment, a China está melhorando a programação da geração, as previsões, o sistema de controle automático da geração (CGA), e construindo um sistema de despacho para as usinas eólicas.*
- **Dinamarca:** *A integração das eólicas com elevado nível de penetração é suportada pela forte interconexão com os sistemas vizinhos e o bom funcionamento do mercado internacional de energia elétrica. Por exemplo, sinal de preço negativo é usado para encorajar eólicas e outras fontes para reduzir a produção durante os períodos de sobregeração. Toda potência eólica é comercializada no mercado atacadista (day-ahead e intraday power markets), ou por agentes de balanceamento da produção ou pelo TSO. As eólicas são compensadas ligeiramente acima do preço do mercado. As conexões de alta tensão e corrente contínua entre o sistema dinamarquês e os sistemas baseados em hidrelétricas da Noruega e Suécia são úteis para exportar potência eólica quando possível.*
- **Alemanha:** *os curtailment têm sido negligenciáveis. A taxa de curtailment em relação à energia eólica foi de 0,71% em 2012.*
- **Irlanda:** *Cinco tipos de limites de segurança têm sido definidos que podem necessitar curtailment, incluindo estabilidade sistêmica (inércia síncrona,*

estabilidade dinâmica e transiente); reserva operativa; controle de tensão; rampa de carga; e limite de excesso de penetração não-síncrona. Como parte dos requerimentos de rede, as turbinas eólicas devem prover reserva quando despachadas em carga baixa; porém, esta funcionalidade não tem sido correntemente utilizada.

- **Itália:** *Curtailement de eólicas na Itália ocorre algumas vezes nos dias de baixo consumo quando há uma produção consistente de energia eólica e solar. Curtailment são operados para aliviar congestionamento e manter adequada as margens de reservas quando nenhuma outra ação em fonte convencional é possível.*

O custo de curtailement é arcado pelo sistema (incluído na tarifa) com todos os projetos eólicos que atendem o código de rede sendo compensados por curtailement sem qualquer limitação. Só aqueles projetos que não atendem completamente o código de rede não são compensados nas primeiras 80h de curtailements.

- **Japão:** *Mesmo após a tarifa de acesso (The Act on Special Measures concerning the Procurement of Renewable Electric Energy by Operators of Electric Utilities, Act no. 108 of 2011) ter sido implantada em julho de 2012, as utilities continuam com o direito de cortar eólicas e solar sem compensação por um prazo máximo de 30 dias (8% anual). Algumas utilities têm requerido que os desenvolvedores eólicos instalem baterias secundárias para mitigar a variabilidade do vento em adição aos 30 dias de cortes não compensados.*
- **Portugal:** *A legislação restringe curtailement da geração de energia renovável exceto por problemas técnicos. Mesmo assim, instâncias de excesso de vento (e outras plantas não despacháveis) em anos recentes tem levado o TSO a cortar eólicas por problemas técnicos. Neste artigo, o excesso de geração na área de controle portuguesa transmitido à Espanha a valor nulo é chamado curtailement. O regulador português examina no momento a prática de suspender importação durante o período de excesso de geração e feito uma recomendação inicial de que este procedimento seja substituído com revenda.*
- **Espanha:** *De acordo com os procedimentos de mercado, curtailements podem ser classificados como programados ou em tempo real. Curtailments programados são definidos antes do fechamento do mercado day-ahead, enquanto os curtailements em tempo real são obtidos do mercado intra-day. Os primeiros não são compensados, e os segundos são parcialmente compensados em função do preço do mercado. Políticas futuras para mitigar curtailements incluem prover as plantas eólicas com*

metas de geração, os quais serão desenvolvidos pelo Centro de Controle de Energia Renovável, instalação de novas hidrelétricas reversíveis com armazenamento, e ampliar a interconexão internacional. O país também olha para gerenciamento do lado da demanda, assim como para tecnologias de smart grid. Avaliação de curtailments como fonte de reserva operacional ainda não tem sido considerada.

- **Suécia:** *Os únicos curtailments atualmente operados são aqueles causados por limitação da rede. Se reforços na rede são necessários quando a planta eólica é instalada, então o proprietário da planta eólica paga por ele. O TSO sueco pode cortar plantas eólicas. Um sinal é enviado diretamente ao controlador da planta eólica para reduzir a geração.*
- **Estados Unidos:** *Em algumas áreas, o curtailment tem sido substancial, tais como a Bonneville Power Administration (BPA), a Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), a Southwest Power Pool (SPP), e o Hawaii, nas quais é constatado excesso de vento em períodos de carga baixa. A Midcontinent Independent System Operator (MISO) e a ERCOT têm recentemente implementado soluções baseadas em mercado e percebido reduções nos níveis de curtailment. Na BPA são dois os tipos de curtailments implementados: aqueles causados por exaustão do balanço de reservas e os que resultam da sobre geração hidrelétrica sazonal. A BPA tem modificado os protocolos e implementado ou explorado medidas para reduzir o montante de curtailment, incluindo escalonamento rápido, melhores previsões e métodos de comissionar e descomissionar reservas. Na SPP a lacuna de acesso à transmissão tem sido a principal causa de curtailment. A capacidade instalada de eólica tem crescido rapidamente – essencialmente duplicado em 2012 – e se estabelecendo à frente da transmissão planejada.*
- **Métodos de curtailment:** *A vantagem da abordagem baseada em mercado é que os sinais econômicos relativos ao custo-efetividade da alternativa de curtailments são transparentes. Se todo o mercado participa, incluindo as plantas eólicas, então a solução será economicamente eficiente. Abordagens automáticas também são mais eficientes do que procedimentos manuais e podem reduzir a quantidade total de curtailments. Porém, tipicamente não há compensação para este tipo de curtailments. Nos Estados Unidos, alguns operadores de sistemas incluindo MISO, ERCOT, PJM, e NYISO usam abordagens baseadas em mercado. Quando mecanismos baseados em mercado não existem ou não estão disponíveis, o operador do sistema usualmente decide em tempo real quais plantas cortar. Na Irlanda, é feita uma distinção entre restrições (as quais*

são resolvidas reduzindo a geração de unidades particulares) e curtailment (o qual é resolvido reduzindo a geração de algumas ou de todas as plantas). Restrições são normalmente aplicadas primeiro e depois seguidas pelo curtailment, se ambos são requeridos simultaneamente. Instruções de restrições e curtailment são administradas baseadas na meta de potência ativa de cada unidade.

- **Mitigação de curtailment:** Reduzir curtailment frequentemente envolve aumentar flexibilidade do sistema. Isto inclui adições físicas (e.g. armazenamento), capacidade da rede, mudanças institucionais (e.g. acesso a novos mercados), ou mudanças operacionais, tais como melhoramento nas previsões e despacho econômico. O uso de tecnologias de armazenamento, incluindo ar comprimido, usinas reversíveis e resposta à demanda também têm potencial para mitigar curtailment e estão sendo avaliados em várias regiões. Outros métodos para reduzir curtailment (e.g. topologia dinâmica) examinam a redução das perdas do sistema e curtailment através do chaveamento inteligente ou da reconfiguração da rede.

40. **Steurer, et al.** (2013) analisam o problema de *curtailment* com destaque para o aspecto de eficiência econômica. Sem deixar de lado o viés ambiental, os autores chamam atenção para o *trade-off* no qual o esforço para reduzir a taxa de ociosidade das fontes renováveis intermitentes aumenta a taxa de ociosidade da rede de transmissão. Isto é, pode haver uma troca não vantajosa de eficiências (ineficiências) na alocação de capital:

De acordo com a Diretiva Europeia 2009/28/EC, os sistemas de energia renováveis (RES) desfrutam de tratamento preferencial na rede elétrica desde que a segurança operacional do sistema de potência não seja comprometida. Na diretiva, os Estados Membros são explicitamente instados a minimizar o uso de curtailments. Este capítulo faz uma breve supervisão da situação corrente e dos prospectos futuros concernentes a curtailment de GRV na União Europeia. Mais ainda, ele sugere uma visão mais cuidadosa dos potenciais de risco e benefício de curtailment:

- **Dinamarca:** Uma situação interessante concernente a GRV e curtailment está ocorrendo na Dinamarca. Mesmo tendo a geração eólica excedido a demanda por 848 horas ou quase 10% do tempo no oeste do sistema elétrico dinamarquês em 2012, o curtailment foi próximo a zero. Isto devido à forte interconexão com Alemanha e Noruega e a disponibilidade dos recursos hídricos dos países nórdicos.
- **Alemanha:** Na Alemanha o congestionamento do sistema de distribuição é o principal causador de curtailments de GRV. A situação da GRV exceder a demanda ainda não tem sido observada na Alemanha, mas preços negativos

ocorrem ainda mais frequente do que na Dinamarca. Isto pode ser atribuído à base relativamente forte de geração inflexível convencional.

- ***Irlanda:*** Os testes e comissionamentos de novas plantas eólicas podem acarretar um aumento no nível de curtailment pois às novas unidades são oferecidas prioridade durante o processo de comissionamento. Geralmente, o curtailment ocorre durante os períodos de baixa demanda, mais frequente na madrugada e manhã, quando o nível mínimo geração das plantas convencionais são impostos. Os aspectos fundamentais que elevam os curtailments na Irlanda estão sendo endereçados pelo programa DS3. Este programa tem sido desenhado especificamente para aumentar o nível de segurança e eficiência de penetração dos sistemas não síncronos (SNSP) que podem ser acomodados no sistema e também endereça limitações sistêmicas. Resultados do programa DS3 indicam que não seria prudente operar o sistema acima do nível de 50% de SNSP sem levar em conta um número de aspectos importantes. Especificamente, as maiores limitações são resposta à frequência do sistema seguida de perda de carga em alimentadores que poderia resultar em variação de frequência maior do que 0,5 Hz/s. Isto pode levar ao desligamento em cascata de todos os geradores do sistema desde que eles não estejam obrigados pelo código de rede a suportar tais desvios.
- ***Itália:*** A maioria das plantas eólicas na Itália estão conectadas na rede e localizadas no sul da Itália, assim, o congestionamento na rede de transmissão é uma razão muito importante para curtailment.
- ***Portugal:*** Em Portugal, a legislação admite curtailment da geração de energia renovável apenas para contratos assinados após 2007, e unicamente por razões técnicas.

Se abordagens inovadoras como integração do lado da demanda, potência para aquecimento e potência para gás mantem-se fora de consideração, isto implica maior investimento na infraestrutura da rede e armazenamento. Além das implicações ambientais, estes investimentos são potencialmente bastante ineficientes do ponto de vista micro e macroeconômico pois a utilização da sua capacidade seria muito baixa.

*O uso de curtailment não apenas por segurança, mas também por razões econômicas, pode potencialmente contribuir para uma redução significativa da necessidade de investimento na extensão da rede e de armazenamento. Um estudo realizado pela Agência de Energia da Alemanha indica que os **custos para extensão da rede de distribuição na Alemanha para o ano de 2030 poderiam decrescer de 30% se as GRV fossem limitadas a operar abaixo de 70% da potência máxima**. Porém, há também um efeito do corte nos custos operacionais do sistema que vai na direção oposta. [grifou-se]*

Curtailment reduzem a parcela da carga consumida coberta por energia renovável. Quando ocorre curtailment por congestionamento na rede, a produção da eletricidade “perdida” pode ser encontrada em capacidade convencional em outro local da rede. Quando o curtailment ocorre por conta de excesso de suprimento de energia [carga residual negativa], os cortes não podem ser recuperados pelo sistema depois, quando a carga residual se tornar positiva. Consequentemente, o curtailment aumenta o uso de combustíveis e as emissões relativas à geração de plantas convencionais.

41. **Martín-Martínez, et al.** (2015) enfocam o problema de *curtailment* na ótica dos requisitos de flexibilidade de geração para Espanha:

De acordo com contribuições prévias, estas soluções [problema de curtailment] podem ser classificadas entre: plantas de potência despachável, armazenamento de energia, capacidade de interconexão e resposta pelo lado da demanda. Plantas de Ciclo Combinado (CCP) e unidade de geração hidrelétrica são considerados recursos despacháveis. Plantas Hidrelétrica Reversíveis (PHP) são assumidas como recursos de armazenamento.

Curtailments de geradores têm sido uma prática normal desde o início da indústria elétrica. Porém, os proprietários de instalações eólicas e solares, são especialmente concernentes acerca dos impactos destas ações de curtailments na economia dos projetos.

Curtailments têm sido um assunto importante para integração de energia eólica em sistemas de potência nos últimos anos, especialmente em países com nível elevado de penetração de renováveis, como a Espanha. A flexibilidade é uma ferramenta notável para tratar o aumento de curtailments. As tendências temporais dos valores de curtailments na Espanha têm sido mostradas e avaliadas. Os valores anuais estão fortemente relacionados com a produção de energia eólica. Do outro lado, os valores mensais são levemente influenciados pela produção de energia eólica.

Quando as reservas de alívio das CCP [Planta de Ciclo Combinado] são exauridas, as possibilidades de curtailments crescem consideravelmente. Mais ainda, a demanda de potência apresenta um efeito considerável sobre os curtailments, pois as reservas de potência das GRVs são reduzidas face a demanda de potência sistêmica. A combinação de hidrelétricas, CCP e valores de demanda determinam largamente os limites de flexibilidade para alcance de curtailments.

42. **Jacobsen & Schroder** (2012) discutem o problema de *curtailments* na ótica do incentivo à otimalidade econômica, se debruçando sobre *curtailments* involuntários na Alemanha e na Espanha, e também sobre *curtailments* voluntários na Dinamarca:

A perda proveniente de curtailment de geração baseada em fonte renovável é vista como uma solução inaceitável pelo público. O principal argumento é que esta é uma perda de energia verde e também uma perda econômica cortar uma geração com custo marginal quase nulo. Porém, isto poderia levar a um sobre investimento na infraestrutura de rede e sub investimento em fonte renováveis.

Curtailment ocorre atualmente como consequência de ambos, restrições das redes de distribuição e transmissão, e medidas de precaução para estabilidade segura do sistema quando existe um risco elevado de queda de grande capacidade eólica durante tempestades ou falhas na rede. Investimento na rede tem se tornado altamente dependente da localização da capacidade de geração, e também do nível de distribuição.

Curtailment devido a restrições de rede pode ser voluntário e involuntário, mas o foco até então tem sido maior no curtailment involuntário e problemas relativos à conexão de novas capacidade de geração renovável. Em muitos países, o produtor de RES [fontes de energia renováveis] desfruta de acesso prioritário à rede da sua capacidade nominal, também referido como acesso firme. Nós distinguimos curtailment voluntários de involuntário pelo acordo ex-ante entre o investidor em RES e o proprietário da rede especificando as regras para os montantes de curtailment e possíveis compensações.

Curtailments involuntários temporários podem ter lugar devido a retardos nos investimentos da infraestrutura relativa à capacidade [transmissão, o que provoca ilhamento da geração]. Reforçar a rede é unicamente racional quando o curtailment esperado excede certo nível e também pode estar sujeito ao investimento lump-sum característico da extensão de rede. A questão é quando este tipo de curtailment é ótimo em relação aos outros custos evitados, principalmente os investimentos na capacidade da rede e reforços. Do ponto de vista social, o sobre dimensionamento das flutuações na geração e na capacidade da rede deveria ser evitado.

Permitir curtailment com compensação poderia servir ao duplo propósito: (a) evitar sobre investimento na rede; e (b) prover incentivos para o investidor em RES localizar seus investimentos onde os custos de reforço sejam menores. Na Alemanha, se o curtailment é devido à necessidade de estabilização do sistema, nenhuma compensação é dada; se o curtailment é devido ao congestionamento da rede, os geradores são compensados pela renda perdida.

Eles propõem modificar o esquema existente de possível curtailment involuntário para um esquema de curtailment voluntário no contexto de preço negativo de eletricidade. Uma ambição política óbvia é alcançar um nível de curtailment que

equilibre benefícios sociais com custos. Curtailment pode ser uma opção racional para evitar investimentos na geração onde o custo de integração com a rede é muito elevado, ou simplesmente evitar investimentos elevados na rede aceitando um curtailment (perda) marginal de geração quando houver flutuação na expansão da capacidade de geração renovável. Aceitar esta abordagem pode levar a maior eficiência de custo na localização e integração de RES com a rede. Evitar curtailment completamente pode tornar extremamente caro alcançar altas flutuações na geração renovável. Idealmente, curtailment deveria ter lugar em ponto onde o custo marginal de evitar tais curtailment iguala o valor marginal da energia vertida.

43. **Kane & Ault** (2014) examinam o problema de *curtailment* também como uma oportunidade e destacam:

A legislação do Reino Unido (UK) e da União Europeia (EU) tem providenciado estímulos e incentivos ao desenvolvimento renovável, mas existem três conjuntos de aspectos que podem algumas vezes restringir a conexão da geração renovável ao sistema de potência. Eles incluem:

- *Aspectos focados em questões locais tais como lacuna de capacidade da rede para possibilitar nova conexão, e também controle de tensão e potência reativa ao nível da rede.*
- *Aspectos sistêmicos que podem incluir segurança do suprimento, reserva de backup e balanceamento. Sistemas sobrecarregados com nova geração podem ter dificuldade para balancear geração e carga.*
- *Aspectos de mercado tais como subsídios, compensação por curtailment, encargos por uso do sistema, e preço da eletricidade.*

Frequentemente, soluções têm sido desenvolvidas para estes três aspectos e gerenciamento ativo de rede (ANM) tem emergido como um sério candidato à solução do primeiro destes aspectos, ou seja, possibilitar um melhor controle da rede e a conexão adicional de geração.

Enquanto isto sugere que curtailment tem um efeito negativo sobre eólicas, ele é de fato um resultado positivo por conectar fazendas eólicas a redes restritas. Sem ANM e curtailments de geração eólica durante certos períodos de tempo, os geradores não poderiam ser conectados à rede sem ajustes custosos que consumiriam tempo.

Princípios de Acesso (PoA) são propostos a partir de critérios existentes na literatura. Eles poderiam ser:

1. *Suporte a operação segura e confiável do sistema de potência;*

2. *Encorajar investimentos e decisões operacionais eficientes pela distribuidora, geradores e consumidores tal que o custo total da eletricidade seja minimizado;*
3. *Não impor barreiras indevidas à utilização de eletricidade de baixo carbono;*
4. *Ser amigável, equável e transparente;*
5. *Ser robusta face mudanças futuras na geração, demanda e rede;*
6. *Ser praticável;*
7. *Ser tão simples quanto possível para alcançar os objetivos, mas não ser simplista.*
8. *Não ter impacto negativo indevido nas conexões e acordos existentes;*
9. *Ganhar suporte suficiente dos stakeholders para ser implementada;*
10. *Possibilitar aos investidores estimar, com suficiente confiança, as receitas e investimentos futuros para assegurar a financiabilidade;*
11. *Cumprir todos os padrões técnicos para geradores e os padrões de projeto de rede.*

Critérios não-mercado predeterminados para unidades geradoras não-firmes (NFG):

- *Last In First Out (LIFO);*
- *Pro Rata;*
- *Lista circular especificada previamente;*
- *Melhor escolha técnica;*
- *Maior benefício de carbono;*
- *Mais conveniente na ótica do operador;*
- *Tamanho do gerador, maiores primeiro.*

Critérios de mercado usam alguma forma de bidding para determinar a ordem de curtailment de NFG. O de mercado pode ter a forma dos geradores submetendo lances em base anual, quadrimestral, mensal ou diária nos quais indica a propensão ao curtailment.

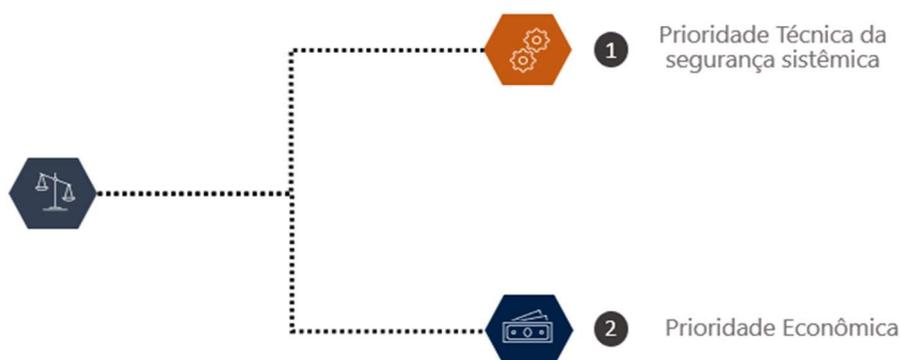
44. Assim, diante da eventualidade de sobre oferta de GRVs, a primeira linha de ação é explorar as alternativas de intercâmbio ou de armazenamento de energia para mitigar, ou até mesmo eliminar, a necessidade de *curtailments*.

45. Porém, na iminência de sobre oferta de energia que vá além da possibilidade de gerenciamento, os *curtailments* devem ser processados para reestabelecer o equilíbrio sistêmico, havendo duas rotas possíveis de ações para o curto prazo (Figura 2):

- a. Seguir a hierarquia técnica que prioriza a segurança sistêmica, havendo várias alternativas que satisfaçam a restrição técnica, seguir algum critério discricionário; e
- b. Seguir hierarquia econômica:

- i. Mínimo custo sistêmico; ou
- ii. Preço, inclusive negativo.

Figura 2: Critérios para a operação de *curtailment*



Fonte: Elaboração própria

46. Kane & Ault (2014) mencionam os seguintes critérios discricionários que podem ser utilizados para balizar a decisão de *curtailment*:

- a. *Last-In-First-Out* (LIFO);
- b. *Pro Rata*;
- c. Lista circular especificada previamente;
- d. Tamanho do gerador, maiores primeiros;
- e. Maior benefício de carbono;
- f. Preservação da máxima flexibilidade operativa;
- g. Melhor escolha técnica, na ótica do operador;
- h. Mais conveniente, na ótica do operador.

47. A aplicação do critério LIFO implica que os últimos geradores conectados ao sistema elétrico serão os primeiros a serem desconectados em caso de necessidade de *curtailment*. Sendo assim, o LIFO assume implicitamente a premissa de que o excesso de geração não absorvido pelo sistema decorre da expansão de oferta agregada pelo último acessante. Na mesma linha, o critério de corte pela ordem decrescente do tamanho do gerador assume que os maiores geradores têm maior responsabilidade pelo excesso de geração.

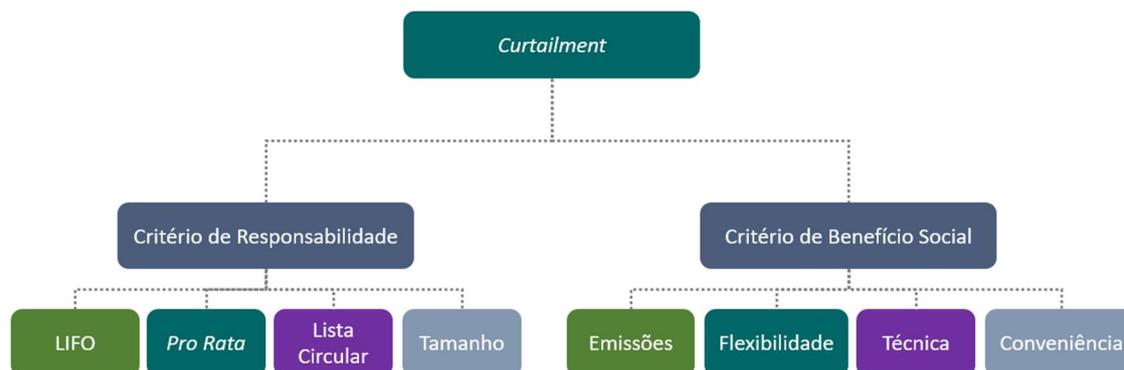
48. Os critérios *Pro Rata* e Lista Circular, por outro lado, assumem que a responsabilidade pelo excesso de geração deve ser compartilhada, sendo a diferença explicada pela opção entre a máxima isonomia, representada pela opção *Pro Rata* ou mínimo custo de transação. Assim, corresponderia a adoção de uma Lista Circular especificada e conhecida previamente, de modo que o operador do sistema e os geradores possam estar de sobreaviso para a hipótese de *curtailment*.

49. Os demais critérios buscam a maximização de benefícios sociais e operativos, como o mínimo impacto ambiental (termelétricas, primeiro) e a máxima flexibilidade operativa (GRV primeiro) ou mesmo critérios subjetivos, cabendo ao operador decidir em tempo real e justificar tecnicamente *a posteriori*, como o critério de melhor escolha

técnica. Finalmente, há ainda a possibilidade de livre discricionariedade do operador, materializada pela opção de maior conveniência.

50. Sendo assim, as quatro primeiras opções de critério operativo podem ser classificadas como sendo baseadas na alocação da responsabilidade do excesso de geração e as quatro últimas na busca pela maximização de benefícios sociais ou operativos (Figura 3).

Figura 3: Critérios para a operação de *curtailment* – Abordagem técnica



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 1: Experiência Internacional – Critério de *curtailment*

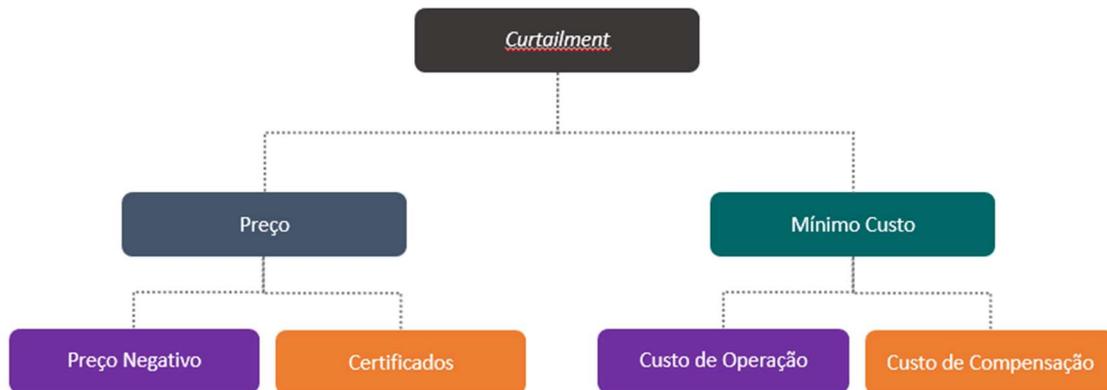
País	LIFO	Pro Rata	Tamanho	GRV por último	Flexibilidade	Custo/Preço
Alemanha		✓		✓		
Bélgica	✓					
Canadá						✓
China				✓		
Dinamarca		✓				
Espanha				✓		
EUA (BPA)		✓				
EUA (ERCOT)						✓
EUA (MISO)			✓			
EUA (NYISO)						✓
EUA (PJM)		✓				✓
EUA (SPP)		✓	✓			
França						
Itália				✓		
Irlanda				✓		
Japão					✓	
Portugal				✓		
Suécia		✓				✓
UK						✓

Fonte: Compilação dos autores.

51. A Tabela 1 apresenta a adoção de critérios discricionários de *curtailment* em diferentes países.

52. Do ponto da prioridade econômica, a abordagem mais direta é a adoção do critério de preço. Sob esse critério, adota-se a premissa de que os geradores inflexíveis podem ser capazes de auferir renda suficiente para ressarcir seus investimentos, cobrir o custo variável e pagar (preço negativo) para que outros geradores optem por cessar sua oferta (ou consumidores aumentar sua carga) e reequilibrar o sistema. Caso a renda a ser auferida não seja suficiente, o gerador inflexível opta por se retirar do mercado, mesmo que isso implique uma ausência maior (observado suas condições de *unit commitment*).

Figura 4: Critérios para a operação de *curtailment* – Abordagem econômica



Fonte: Elaboração própria.

53. Sendo assim, o despacho econômico por lance de preço com restrições de *unit-commitment* (DELP-UC) permite e, em alguma medida, induz a ocorrência de preços negativos. Usinas Termelétricas (UTES) de médio e grande porte que tenham custos significativos de partida e parada, e restrições severas de rampas de subida e descida de carga, tendem a oferecer lances de preço negativo para evitar desligamentos onerosos, além de assegurar o tempo necessário para tomada e alívio de carga. Apesar de estranho à primeira vista, não deixa de ser uma operação de arbitragem temporal cuja oportunidade depende das diferenças entre os preços de “compra” e de venda.

54. Com a redução da granularidade temporal do DELP-UC, o tempo necessário para a operação típica de liga-desliga de uma UTE pode abranger vários intervalos de discretização do preço (ou do Custo Marginal de Operação – CMO, no caso brasileiro). Nestas circunstâncias, a UTE pode ser compelida a oferecer um lance de preço negativo para garantir sua alocação na curva de demanda, frente a GRVs com CVU nulos. E caso as GRVs sejam tratadas endogenamente no DELP-UC, elas serão objetos de *curtailment* automático sempre que o preço seja não positivo, admitindo a hipótese de que elas não entrem em uma “guerra de preços” também oferecendo lances negativos. Neste contexto, os *curtailments* seriam instruídos por sinal econômico, não havendo, portanto, compensações.

55. Outra alternativa para gerenciar *curtailments* seria os certificados de acesso à transmissão (*firm transmission right*), utilizados e negociados livremente através de leilão em alguns mercados (Kirschen & Strbac, 2004) e (Shahidehpour, Yamin, & Li, 2002). Eles traduzem um sinal econômico para os *curtailments*, pois a prioridade de acesso à transmissão seria correspondente à propensão por pagar mais por tais certificados. No

entanto, os mercados de certificados são permeáveis ao uso de poder de mercado, mais frequentemente exercido através da posse de certificados não utilizados. Isto é, o direito de acesso à transmissão sendo usado mais para provocar congestões fictícias do que para prover uma conexão prioritária. Esta prática anticompetitiva pode ser neutralizada com o conceito de: *usar ou largar o certificado*, que libera a capacidade de transmissão vinculada a certificados não utilizados.

56. Outra abordagem possível é a decisão do *curtailment* com base no mínimo custo da operação ou no mínimo custo de eventuais compensações econômicas.

Tabela 2: Experiência Internacional – Compensação econômica do *curtailment*

País	Mercados Secundários	Curtailment Sem compensação	Curtailment Com compensação	Preços Negativos
Alemanha		✓		✓
Bélgica		✓		✓
Canadá	✓			✓
China	✓			
Dinamarca				✓
Espanha		✓	✓	
EUA (BPA)		✓	✓	
EUA (ERCOT)				✓
EUA (MISO)			✓	✓
EUA (NYISO)		✓		
EUA (PJM)			✓	✓
EUA (SPP)		✓	✓	
França			✓	✓
Itália		✓	✓	
Irlanda		✓		
Japão		✓		
Portugal		✓	✓	
Suécia				✓
UK			✓	

Fonte: Compilação dos autores.

57. Nesse ponto, é interessante destacar que a aplicação, geral e irrestrita, do conceito de ressarcimento, ao eliminar o impacto econômico do risco e da incerteza percebido pelos geradores, pode gerar efeitos contraproducentes, exacerbando a tendência de localização dos investimentos em GRVs em torno da disponibilidade da fonte primária sem a correta avaliação do perfil (sazonalidade e volatilidade) e distância da carga.

58. O pleno ressarcimento dos *curtailments*, necessariamente, elimina seus efeitos exclusivos sobre as GRVs. Porém a recíproca não é verdadeira, a eliminação dos efeitos exclusivos dos *curtailments* sobre as GRVs não necessariamente sinaliza na direção da eliminação dos eventos de *curtailments* propriamente ditos. Na realidade, pode ocorrer exatamente o inverso: pois a garantia de ressarcimento pode induzir uma avaliação

leniente do risco vinculado à entrada de novas GRVs (e.g. antecipação da entrada em operação).

59. Finalmente, considerando o problema com uma perspectiva de longo prazo, a revisão da experiência internacional indica a possibilidade de adoção das seguintes estratégias para a mitigação do risco de *curtailment*:

- a. Aumentar a flexibilidade operativa das fontes de geração de energia elétrica;
- b. Ampliar a capacidade de armazenamento do sistema elétrico (*storage*)
- c. Elevar a capacidade de intercâmbio energético por meio do sistema de transmissão; e
- d. Adoção de soluções de mercados para atribuir sinais de preço adequados ao custo de *curtailment* permitindo uma melhor resposta da demanda e da oferta.

60. A Tabela 3 apresenta a adoção de das estratégias de mitigação do risco de *curtailment* em diferentes países, indicando que as mesmas podem ser adotadas conjuntamente, como medidas complementares.

Tabela 3: Experiência Internacional – Mitigação do risco de *curtailment*

País	Mercado	Storage	Flexibilidade	Transmissão
Alemanha		✓	✓	✓
Bélgica		✓	✓	
Canadá		✓		
China	✓	✓		✓
Dinamarca		✓	✓	✓
Espanha	✓	✓	✓	✓
EUA (BPA)	✓	✓	✓	
EUA (ERCOT)				✓
EUA (MISO)				✓
EUA (NYISO)				✓
EUA (PJM)	✓		✓	
EUA (SPP)				✓
França		✓		
Itália		✓	✓	✓
Irlanda			✓	✓
Japão		✓		
Portugal			✓	✓
Suécia			✓	✓
UK			✓	✓

Fonte: Compilação dos autores.

6. ABORDAGENS PARA MITIGAÇÃO DE CURTAILMENTS DAS GRVs

61. Ainda se recorda do Relatório 1.2 que o aproveitamento da oferta excedente das GRVs pode ser potencializado através de quatro eixos: flexibilidade, armazenamento, transmissão e mercado. No entanto, também é preciso destacar que a ampliação de tais recursos se justifica apenas em caso cujo desequilíbrio oferta-demanda das GRVs seja estrutural. Do contrário, corre-se o risco de todo investimento se tornar subutilizado em pouco tempo.

6.1 Taxa de penetração das GRVs

62. A ocorrência de *curtailment* provocado pela penetração acelerada das GRVs decorre de três aspectos principais: incerteza da oferta de energia; impossibilidade de armazenamento da forma primária de energia no caso das fontes eólicas e fotovoltaicas; degradação da segurança sistêmica.

63. Os dois primeiros aspectos são intrínsecos às GRVs. Porém, o terceiro e último aspecto é mais consequência da oferta de energia proveniente das GRVs não se fazer acompanhar usualmente por recursos sistêmicos: inércia, controle de frequência primário e secundário, controle de tensão, seguimento de carga, *blackstart*. Isto na proporção em que se verifica nas gerações tradicionais: hidrelétricas e termelétricas. No entanto, esta não é lacuna inerente às GRVs, e sim decorrente das opções tecnológicas selecionadas nas suas instalações, usualmente com o objetivo exclusivo de minimização dos custos. Uma decorrência da eventual degradação da segurança sistêmica neste contexto, é que o *curtailment* pode ser a causa do desequilíbrio entre oferta-demanda ao invés de ser dele a consequência.

6.1.1 Incerteza da oferta

64. A oferta de energia das GRVs é intrinsecamente incerta por sua associação com fenômenos climáticos naturais. A maneira mais usual para se mitigar o risco decorrente de tal incerteza é desenvolver metodologias mais refinadas para previsão da energia afluyente (água, vento, radiação). Isto na expectativa de que, ao se antecipar à incerteza, sua acomodação se realize a menor custo.

65. Outra abordagem concorrente é buscar a redução do risco relacionado à incerteza pela conformação de portfólios de GRVs que se correlacionem de modo que suas variâncias se neutralizem em alguma medida. O próprio Relatório de AIR nº 005/2019-SRG/ANEEL aponta corretamente:

*“19. Tais necessidades de redução ou limitação de geração são provenientes das características de expansão do sistema, pois estão **associadas à matriz elétrica escolhida** - especialmente no que tange às diferenças entre a modulação da carga e da geração - e ao **sistema de transmissão presente**, no tocante às restrições de operação que ensejam atuação do operador.”* (grifamos)

66. A conformação de tais portfólios pode ser contemplada no próprio processo do planejamento indicativo da geração, apontando uma trajetória de evolução da matriz elétrica cuja incerteza da oferta total tenha sua variância atenuada. Assim, os leilões de

energia nova teriam seus produtos demandados especificados por tipo de fonte, criando portfólios implícitos.

67. Porém não se deve esquecer que tal iniciativa sacrificaria em alguma medida a neutralidade tecnológica na seleção das fontes geradoras, traduzindo o conflito que existe entre a imposição de uma política energética e a liberdade de arbítrio do planejamento indicativo.

68. Ademais, as GRVs poderiam ser expandidas através de sistemas híbridos que conformassem portfólios explícitos, preservando-se neste caso a neutralidade tecnológica das fontes geradoras.

6.1.2 Tecnologia de conexão

69. Concebidas para fornecer o máximo de energia ao mínimo custo, as GRVs têm sido projetadas mais frequentemente com o propósito exclusivo de fornecer energia, dissociada de recursos sistêmicos mencionados. Conseqüentemente, ao penetrarem em larga escala, elas tendem a degradar a segurança sistêmica.

70. No entanto, com algumas modificações nos projetos das instalações que as conectam à rede, as GRVs podem ser capazes de suprir inércia, controle primário de frequência, seguimento de carga, e mesmo controle de tensão se houver recurso disponível. Isto, no entanto, requer um aumento da eletrônica de potência embarcada nas instalações de conexão e controle das GRVs, onerando conseqüentemente seus custos (Bird, 2016; Power Advisory LLC, 2017).

6.1.3 Contexto Brasileiro

71. Segundo o ONS (2018):

“A crescente expansão da capacidade instalada de usinas eólicas, especificamente nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, impuseram ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS duas necessidades: aperfeiçoar os estudos elétricos para fazer face à geração de alta variabilidade e prever com a necessária precisão a geração de fonte eólica para a programação diária e operação em tempo real, de forma a reduzir a necessidade de reserva de potência operativa e possibilitar o melhor uso dos recursos.”

6.2 Adequação entre geração e carga

72. Na outra ponta do problema, se tem a necessidade de adequação da geração aos requisitos de carga, o que não deveria ficar restrito apenas ao equilíbrio oferta-demanda de energia. Aponta-se, no entanto, que parece ser isto exatamente o que ocorre nos atuais leilões de energia nova, onde as ofertas de preço se atêm exclusivamente a remunerar o custo da energia fornecida, e nada fica explícito com respeito ao suprimento e remuneração de recursos sistêmicos.

73. Destaca-se que esta é a questão nova, trazida pela penetração elevada das GRVs, uma vez que a geração tradicional fornecia no passado um *mix* relativamente invariante de energia e recursos sistêmicos. Portanto, não seria caso de espanto se aí residisse a

explicação para as duas faces da mesma moeda: a alta competitividade das GRVs nos leilões de energia nova e o aumento da necessidade de *curtailments*.

6.2.1 Portfólio de fontes e cargas flexíveis

74. A abordagem clássica do problema da expansão da geração tem sido adequar sua capacidade – com algum excesso para acomodar incertezas da demanda – aos requisitos da carga, sendo as incertezas vinculadas à oferta hidrelétrica atenuadas pela construção de reservatórios de acumulação. A segurança sistêmica vem sendo tratada implicitamente, sendo garantida pelo excesso de capacidade de geração, cuja obrigação de fornecimento de energia também embute o provimento de recursos sistêmicos.

75. Na atualidade, porém, essa questão ganha alguma nuance. A segurança sistêmica não pode ser mais atribuída implícita e indistintamente entre as fontes de geração – isto enquanto as GRVs forem projetadas e instaladas sem possibilidade de suprir recursos sistêmicos. Assim, nestas circunstâncias, as fontes tradicionais teriam que fornecer recursos sistêmicos que, além de garantir os requisitos da carga, também seriam extensos para cobrir flutuações das GRVs.

76. Isto é, a penetração elevada das GRVs dissociadas de recursos sistêmicos aumenta o ônus sistêmico a ser coberto pelas fontes tradicionais. Consequentemente, a mitigação de *curtailments* passa pela otimização na alocação do ônus de provimento de requisitos sistêmicos.

77. Neste contexto, a mitigação de *curtailments* pode ser alcançada explorando-se três vertentes:

- a. incluir a oferta de requisitos sistêmicos na equação econômico-financeira dos novos projetos de geração, inclusive GRV, o que pode ser materializado por meio de novas obrigações contratuais ou regulatórias (procedimentos de rede, por exemplo) ou por meio de um mercado de serviços ancilares;
- b. reduzir os desequilíbrios oferta-demanda pela conformação de portfólios de geração e carga onde as volatilidades fossem atenuadas em alguma medida;
- c. desenvolver fontes e carga flexíveis que sejam despacháveis na eventualidade de desequilíbrios persistentes. A destacar que o conceito de carga flexível deve ser expandido para que elas, além de poderem ter a demanda reduzida (mitigar *outages*), também possam tê-la acrescida (mitigar *curtailments*).

78. O *California ISO* (2017) recomenda:

“Investir em recurso modernos de resposta rápida que possam seguir acréscimos e decréscimos súbitos da demanda. Desenvolver iniciativas de resposta de demanda (RD) que permitam ajustamentos da demanda dos consumidores, para cima ou para baixo, quanto alertados pelas condições da rede.”

6.2.2 Contexto Brasileiro

79. O Relatório do Grupo Temático *Inserção de Novas Tecnologias* (MME – GT Modernização do Setor Elétrico, 2019) pontua:

“A resposta da demanda consiste em alterações no uso de eletricidade por parte dos consumidores em relação ao habitual em resposta geralmente a variações nas tarifas, de modo a reduzir o consumo da rede em momentos de escassez. Com a entrada mais proeminente de fontes não controláveis, a resposta da demanda deve ser melhor explorada, para incentivar o consumo nos momentos de abundância de geração e reduzi-lo quando houver restrição dos recursos naturais. Essa é uma forma de reduzir o curtailment das renováveis, otimizar a infraestrutura existente e garantir o atendimento de capacidade sem o acionamento de termelétricas caras. A resposta da demanda só poderá ser utilizada em seu pleno potencial com a difusão em larga escala dos medidores inteligentes.”

6.3 Adequação da transmissão

80. Em escala mundial, a adequação das redes de transmissão talvez seja a medida mais eficaz de mitigação de *curtailments*. Ela é com certeza eficaz nos casos de regiões onde a penetração das GRVs ocorreu com uma taxa maior do que a do crescimento da demanda, como a Alemanha, o Texas e a China, e também será, com grande probabilidade, no caso do Brasil.

81. Nos casos acima mencionados, há uma clara identificação das regiões exportadoras e importadoras de energia, o que fixa a solução do problema na implantação de “corredores” de transporte de energia. Tais corredores podem ser implantados por reforço dos elos atuais, pela instalação de novos elos ou ainda pela reconfiguração topológica da rede de transmissão através da instalação de FACTS, equipamentos de eletrônica de potência que permitem controlar em alguma medida a impedância de uma linha de transmissão e assim aumentar dinamicamente sua capacidade.

82. Cabe também apontar o uso de classificação dinâmica (DLR) para estimar em tempo real o limite térmico de uma linha de transmissão em função do seu carregamento e das condições ambientais. Isto possibilita operar circunstancialmente a linha de transmissão com um carregamento superior àquele de projeto, o qual é usualmente ajustado às condições mais severas de operação da linha.

6.3.1 Reforço e ampliação

83. Reforço e ampliação da capacidade de transmissão estão na primeira linha de medidas quando o congestionamento da transmissão é o problema, apesar de nem sempre constituírem a medida mais econômica. No entanto, agregar a dimensão *curtailment* às análises de reforço e ampliação, que se façam necessária pela própria evolução do sistema, é medida necessária para se mitigar a probabilidade e o impacto dos riscos de *curtailment*.

84. Debruçados sobre a área abrangendo Dinamarca, Suécia e Noruega, Nycander, et al. (2020) comentam que o crescimento da capacidade de transmissão foi a medida mais eficaz identificada para mitigar *curtailments*, em contrapartida atender a necessidade de inércia por meio da incorporação de recursos sistêmicos às GRVs teria um impacto muito

limitado. Os autores atribuem a isto a flexibilidade operativa oferecida pelo sistema hidrelétrico da Noruega.

85. Os autores ainda destacam o interesse atual em estudar o potencial do sistema hidrelétrico da Noruega para fornecer flexibilidade ao sistema de potência europeu. Estes estudos devem ser particularmente inspiradores pela similaridade dos sistemas brasileiro e norueguês no que diz respeito à participação da geração hidrelétrica.

6.3.2 Flexibilidade topológica

86. Medidas de flexibilidade topológicas são mais recentes. Elas envolvem tanto reconfiguração dinâmica da rede por chaveamento remoto, quanto ampliação da capacidade de transmissão de uma linha através da modificação da sua impedância por meio da instalação criteriosa de FACTS.

87. Outra medida que tem chamado a atenção recentemente é a ampliação da capacidade da linha através de uma classificação dinâmica (DLR). Usualmente, a capacidade de transmissão projetada para uma linha, definida em termos do seu limite térmico, é ajustada à condição mais severa antevista. Isto é, na maior parte do tempo a linha pode operar com uma folga de capacidade não utilizada. A classificação dinâmica acompanha o carregamento da linha e a condição ambiental em tempo real e, desta forma, consegue melhor estimar a capacidade disponível condicionada pelo limite térmico. Quando incorporado a um modelo de *unit commitment* com rede elétrica, a classificação dinâmica possibilita a maximização da capacidade de transmissão alcançável sem novos investimentos.

88. Sang, et al. (2018) partem da premissa de que o congestionamento da transmissão ser a grande barreira a ser vencida, e comparam as alternativas de construir novas linhas de transmissão versus realizar transferências de capacidade sobre as linhas existentes, para onde seja possível, com a instalação de FACTS. Os resultados obtidos em estudos teóricos usando o sistema RTS-96 com 24 barras modificado sugere que a alternativa FACTS conjuga eficácia na redução de *curtailments* a menores custos, quando comparada com a construção de novas linhas.

89. Shi & Oren (2020) também fazem uma abordagem teórica para investigar o benefício potencial de prover capacidade de transmissão através de classificação dinâmica. Eles desenvolveram um modelo estocástico de *unit commitment* para determinar quando e quais linhas poderiam ser chaveadas ou terem os limites elevados. Teste do modelo, com o sistema IEEE 118 e também com a rede que representa o Sistema Central Europeu, sugere que a classificação dinâmica das linhas pode servir como um mecanismo de *hedging* para as incertezas trazidas pela GRVs.

6.3.3 Contexto Brasileiro

90. O Relatório do Grupo Temático *Inserção de Novas Tecnologias* (MME – GT Modernização do Setor Elétrico, 2019) destaca:

“Para os próximos anos, espera-se um crescimento contínuo da participação das

fontes renováveis na matriz energética brasileira, principalmente as fontes eólicas e fotovoltaicas, que têm como característica uma acentuada intermitência, inerente à natureza variável dos recursos que são utilizados por estas fontes. Em função dessa característica, além da questão da concentração dos maiores potenciais na região Nordeste, espera-se uma expansão contínua do sistema de transmissão, visando não só ampliar a capacidade de escoamento local e de intercâmbio entre os submercados, mas também prover o sistema de flexibilidade e controlabilidade, de modo que se garanta a segurança da operação diante de uma diversidade de cenários de disponibilidade de geração cada vez maior. Dentro desses requisitos de flexibilidade e controlabilidade, se enquadram os dispositivos FACTS (Flexible Alternating-Current Transmission System), que são tecnologias baseadas em eletrônica de potência desenvolvidas com o objetivo de melhorar o controle e a estabilidade do sistema, possibilitando aumentar a capacidade de transferência de energia entre determinados pontos da rede. Dentre a diversidade de dispositivos FACTS disponíveis no mercado, os mais utilizados no sistema brasileiro são os compensadores estáticos (SVC). Outros dispositivos baseados em eletrônica de potência são os elos de corrente contínua (HVDC), que apresentam uma crescente aplicação no nosso sistema.

(...)

Ainda sob a ótica de obtenção de maior capacidade de transporte nos corredores de transmissão, há ainda o conceito do DLR (Dynamic Line Rating), que é uma ferramenta que calcula a capacidade da linha de transmissão em tempo real, levando em conta as condições operacionais e ambientais instantâneas, em vez de assumir uma capacidade fixa.”

6.4 Armazenamento centralizado

91. Medidas de armazenamento centralizado enfocam a acumulação em larga escala do excedente de oferta das GRVs, em conjunto com capacidade de armazenamento disponível e excesso de demanda futura com CVU não-nulo. Isto é, deve haver uma demanda residual à disposição das GRVs (CVU nulo) no horizonte temporal alcançável, bem como capacidade de armazenamento disponível. As Usinas Hidrelétricas (UHEs) com reservatórios constituem a forma mais competitiva de armazenar energia em larga (Jacobsen & Schroder, 2012).

92. A menção mais frequente concerne à implantação de UHEs reversíveis (Ichimura, 2020). Porém, ajustes nos modelos de despacho ótimo de UHEs, que promovam uma melhor coordenação da operação dos reservatórios de acumulação das hidrelétricas são requeridos para acomodar em larga medida as incertezas da GRVs. Particularmente no caso do Brasil, que à semelhança da Noruega dispõe de um parque grande hidrelétrico, esta pode ser uma vertente promissora.

93. Nos países de clima frio, o armazenamento de energia na forma de calor também tem sido mencionado para mitigar *curtailments* (Jacobsen & Schroder, 2012). Rao, et al. (2019) examinam o armazenamento através do preaquecimento do gás natural em Usinas Termelétricas (UTES) de ciclo combinado em horizonte de estudo semanal para

aproveitamento do excesso de GRVs, tornando-lhes agregadoras aos serviços de armazenamento e gerenciamento de energia. A energia acumulada no gás natural na forma de calor é recuperada pela maior eficiência da UTE ao usar o gás preaquecido até uma temperatura máxima de 165°C. Os autores concluíram que a eficiência geral de conversão térmica em eletricidade é maior quando comparada a outras soluções de armazenamento de energia. A análise de viabilidade técnico-econômica do método proposto indica que ele pode levar a uma economia anual de combustível de até aproximadamente 0,8%, economizando 3.600 toneladas de emissão de CO₂ anualmente para uma usina típica.

6.4.1 Hidrelétrica com reservatório

94. O aspecto mais óbvio da operação dos reservatórios de acumulação das hidrelétricas é a modulação da oferta hidráulica condizente com a curva de carga. Porém, em situações excepcionais com previsão de vazões afluentes muito elevadas, os reservatórios são operados de maneira a se dispor de “volumes de espera” capazes de acomodar afluições excessivas. Tal prática pode inspirar procedimentos operacionais dos reservatórios hidrelétricos que possibilitem também acomodar afluições excessivas de vento ou radiação.

95. A implantação de procedimento e modelo para operação de reservatórios hidrelétricos é uma medida de mitigação de *curtailments* que deve anteceder a implantação de hidrelétricas reversíveis. Inclusive por ser tais procedimentos e modelos uma condição necessária para a operação efetiva das hidrelétricas reversíveis. Sendo assim, eles devem ser previamente implantados e aplicados à operação das hidrelétricas com reservatório existentes, reversíveis ou não. Posteriormente, ao passo em que fossem necessários, as novas hidrelétricas reversíveis seriam implantadas e operadas.

96. Nycander, et al. (2020), trabalhando com um modelo teórico, mencionam o balanceamento de 12 GW de capacidade instalada de eólicas usando as hidrelétricas da Suécia, assinalando que as hidrelétricas têm suficiente flexibilidade para prover o seguimento de carga. Porém, no estudo realizado, vertimentos e *curtailments* ainda foram necessários em virtude das limitações na capacidade de exportação da rede de transmissão. Os autores também destacam o interesse em avaliar o potencial que o sistema hidrelétrico da Noruega teria para prover flexibilidade ao sistema de potência europeu na eventualidade de maior penetração da GRVs. Esta pode ser uma perspectiva bastante auspiciosa para o Brasil.

6.4.2 Hidrogênio

97. A produção de hidrogênio por eletrólise é uma forma tradicional de aproveitar excesso de oferta de eletricidade. A tecnologia envolvida é dominada, sua aplicação para aproveitamento de vertimentos turbináveis de hidrelétricas é objeto de estudos no Brasil. O hidrogênio produzido tem sido mais frequentemente aplicado em veículos de transporte, através de células a combustível. Com este propósito, a produção e o uso do hidrogênio podem contemplar alguma intermitência. Outro uso do hidrogênio também compatível com uma produção intermitente é sua injeção diretamente na rede de gás natural, enriquecendo em alguma escala o gás distribuído.

98. Porém, mais recentemente, a produção e o uso de hidrogênio vêm se dando em maior escala por razões ambientais e exigindo um processamento contínuo, o que ocorre, por exemplo, quando usado em aciarias e refinarias de petróleo. Neste caso, o excedente da oferta das GRVs não é suficiente para suprir a necessidade do processo, havendo necessidade de uma integração energética com outras fontes de suprimento.

99. You, et al. (2020) destacam que produção de hidrogênio tem uma forte sinergia em relação às GRVs, tanto por absorver a oferta de energia excedente, quando por contribuir com a redução da “pegada” de carbono. O emprego tradicional do hidrogênio produzido por eletrólise tem sido no setor de transporte.

100. Já Mallapragada, et al. (2020) destacam o emprego de hidrogênio em aciarias e em refinarias de petróleo. Se por um lado isto cria uma demanda significativa, por outro lado requer sua produção em processo contínuo, sendo impraticável, portanto, sua operação apenas com a oferta excedente da GRVs. Dessa forma a produção de hidrogênio em larga escala com o propósito de mitigar *curtailments* exige um arranjo mais elaborado, contemplando possivelmente um portfólio de fontes.

101. Gallardo, et al. (2020) analisam a viabilidade econômica de produzir hidrogênio usando fontes fotovoltaicas no norte do Chile para ser consumido no Japão. Aponta-se que já começa transparecer uma tendência de conformação de um mercado internacional de hidrogênio em larga escala voltado para redução da pegada de carbono em setores intensivos em energia.

6.4.3 Banco de bateria de grande porte

102. A implantação de bancos de bateria de grande porte é vista atualmente como uma das formas mais promissoras de armazenamento de energia elétrica. Para tanto vem contribuindo: o aumento da densidade de carga das baterias, que amplia o volume armazenável; a diminuição dos tempos de carregamento e descarga, que elevam a flexibilidade e favorecem o seguimento de carga; e a redução de custo, que amplia sua competitividade. E tudo isto ocorrendo de forma bastante acelerada.

103. Bancos de bateria com capacidade da ordem 150 MW/200 MWh já são conectados a sistemas de potência para suprir recursos sistêmicos: *peak shaving*, controle de tensão e de frequência em oscilações rápidas. Uma das grandes possibilidades do uso de baterias na mitigação de *curtailments*, além do aproveitamento da energia excedente, é exatamente converter uma energia dissociada de recursos sistêmicos em outra plena de tais recursos. Há inclusive, na província chinesa de Qinghai, experiência com a previsão de obrigação regulatória para que as GRVs venham a ser instaladas sempre com bancos de baterias vinculados e que, desse modo, passem a fornecer um *mix* semelhante ao das fontes tradicionais em termos de energia e recursos sistêmicos (CNESA, 2020).

104. Siddique & Thakur (2020) consideram bancos de bateria móveis de médio porte para aplicações *off-grid*. Eles apontam o desenvolvimento dramático nos últimos anos das tecnologias de armazenamento, com destaque para as baterias de íon-lítio que tendem a dominar o mercado por conta da alta densidade de energia e da baixa auto descarga. Também é particularmente destacada a viabilidade econômica para aplicações com

armazenamento abaixo de cinco horas, juntamente com a possibilidade de fornecer reserva girante, controle primário e secundário de frequência, alisamento da potência de saída da GRVs, controle reativo e compensação de harmônicos.

6.4.4 Contexto Brasileiro

105. O Relatório do Grupo Temático *Inserção de Novas Tecnologias* (MME – GT Modernização do Setor Elétrico, 2019) destaca:

“O armazenamento de energia pode se dar de diferentes formas, como por meio de baterias químicas, reservatórios de usinas hidrelétricas reversíveis, hidrogênio e armazenamento térmico, por exemplo. As aplicações de cada tecnologia permitem diferentes formas de operação, com benefícios e barreiras particulares. Além da aplicação meramente energética no lado da geração (estocar energia para utilização em outro momento), as soluções de armazenamento podem ainda ser aplicadas junto às instalações de transmissão, prestar serviços ancilares, fornecer potência sob demanda e auxiliar na gestão da capacidade de transmissão.”

106. O Brasil dispõe de UHEs com grandes reservatórios, mas o modelo atual de despacho ótimo trata a GRV de forma relativamente simplista, ao abater sua oferta prevista da demanda total. Sendo assim, o despacho em tempo real pode não ser capaz de acomodar desvios expressivos desta previsão. Aprimoramentos no modelo de despacho ótimo com *unit-commitment* podem ampliar a capacidade de acomodar tais desvios e, conseqüentemente, mitigar *curtailments*.

107. Ademais, em 22 de setembro de 2020, a ANEEL, abriu a Tomada de Subsídios nº 11/2020 para obter contribuições para as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional – SIN. Sendo assim, a Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL, disponibilizada pela Agência no âmbito da referida Tomada de Subsídios, destaca:

“20. Sob o ponto de vista do sistema elétrico, o armazenamento pode ser definido como a conversão de energia elétrica em uma forma de energia que pode ser armazenada, o armazenamento dessa energia e a subsequente reconversão em energia elétrica.

21. Sistemas de armazenamento são fundamentais para a inserção em larga escala de geração renovável intermitente, o que, por sua vez, é fundamental para assegurar a expansão da matriz elétrica com menores emissões de carbono. Podem atuar como um elemento de estabilização entre uma oferta de energia cada vez menos flexível e uma demanda com baixo nível de elasticidade às oscilações de curto prazo nos preços. As diversas tecnologias de armazenamento podem ser instaladas em todos os segmentos do sistema elétrico, seja junto à geração centralizada, no sistema de transmissão, na distribuição ou dentro das unidades consumidores, sejam elas industriais, comerciais ou residenciais

(...)

23. *As tecnologias de armazenamento, portanto, possuem atributos que permitem prestar uma série de serviços aos consumidores de energia elétrica. O desafio é adaptar a política setorial e a regulação para que seja possível aos detentores das tecnologias de armazenamento monetizar o serviço que prestam, contestando, competindo com, ou até funcionando de forma integrada com os recursos tradicionais de oferta e demanda (...)*”.

6.5 Armazenamento distribuído

108. O armazenamento distribuído pode ser visto em dois contextos distintos: armazenamento “por trás” do medidor e armazenamento em *microgrid*. No primeiro caso, talvez a vertente mais examinada seja o emprego de baterias veiculares. Esta é uma tendência que deve evoluir pari-passo com a difusão da frota de veículos elétricos.

109. É interessante pontuar a “uberização” da frota atual de veículos convencionais, a qual converteu um estoque expressivo de bens de consumo duráveis em bens de capital, agora dedicados à prestação de serviços de transporte. Ademais, a possibilidade iminente do uso da frota veicular elétrica também com recurso de armazenamento expande seu alcance como bem de capital ao permitir a prestação de serviços de transporte e de energia. Hoje, algumas pessoas se deslocam em seus veículos para prestarem serviços de transporte. Amanhã, algumas pessoas podem preferir manter seus veículos em casa para prestar serviços de energia.

110. No segundo caso, diante da perspectiva dos *microgrids* operarem no modo *ilha*, o armazenamento distribuído será fundamental para garantir *black-start* e também autonomia de suprimento de segurança sistêmica. Estas funções podem ser conjugadas com o aproveitamento da oferta excedente de GRVs, quando operarem conectadas à rede.

111. Ademais, espera-se que o armazenamento estacionário, por trás do medidor e em *microgrids*, se desenvolva como um mercado para o aproveitamento de segunda vida para baterias veiculares.

6.5.1 Banco de baterias de pequeno porte

112. Duas tendências já começam a se delinear para um futuro relativamente próximo: a instalação de painéis fotovoltaicos residenciais e a ampliação da frota veicular elétrica. Considerando que uma residência típica com painéis fotovoltaicos instalados tenha um excesso de oferta durante o dia, é muito provável que, a estas duas tendências, se junte uma terceira: a instalação em residências de bancos de baterias de pequeno porte. Ademais, tal tendência pode ser acelerada com a redução dos incentivos atuais, a exemplo da contabilização do consumo residencial por *net-metering* e sua transição para o modelo de *net-billing*, no qual a energia injetada e a consumida possuem valores diferentes, inclusive para assegurar a remuneração adequada do serviço de distribuição. A associação de bateria “por trás” do medidor com *smart-meter* possibilita seu uso como armazenamento controlável pela rede, seja por meio de sistemas inteligentes que respondam diretamente a sinais de preço e tarifa horária, seja por meio de agregadores que operem como usinas virtuais com despacho centralizado pelo ONS ou pelo centro de operação da distribuidora local em coordenação com o ONS.

6.5.2 Microgrid

113. As *microgrids* são concebidas considerando a possibilidade de operação no modo ilha. Isto pressupõe um elevado nível de autonomia, tanto em termos suprimento de energia, quanto de segurança sistêmica. Há uma tendência em serem implantados como sistemas híbridos (eólica e fotovoltaica), com o propósito de reduzir as incertezas na oferta de energia das GRVs. Se forem acrescidos bancos de baterias, além da maior redução da volatilidade da oferta de energia, também se auferem um incremento de segurança sistêmica (You, et al., 2014).

6.5.3 Veículo elétrico

114. O *California ISO* (2017) sugere a incorporação de sistemas de carregamento de veículos que respondam às mudanças na condição da rede, como medida de mitigação de *curtailments*.

115. Dixon, Bukhsh, Edmunds, & Bell (2020) investigam a coordenação do carregamento de veículos elétricos com dois propósitos: reduzir a emissão de CO₂ durante o carregamento, através da seletividade da fonte em termos da intensidade (gCO₂/kWh) e absorver a oferta excedente das GRVs. Para tanto, os autores consideram dois comportamentos típicos para os indivíduos: carregamento mínimo, quando inconveniente para indivíduo e carregamento rotineiro, quando incentivado. Para o estudo de caso que considera um parque eólico com 215 turbinas e 539 MW de capacidade instalada, os resultados sugerem a possibilidade de aproveitamento 75% dos *curtailments*.

6.5.4 Contexto Brasileiro

116. O Relatório do Grupo Temático *Inserção de Novas Tecnologias* (MME – GT Modernização do Setor Elétrico, 2019) destaca:

“Por um lado, a inserção dos veículos elétricos tende a aumentar a demanda por eletricidade no país. No entanto, para efeitos de Recurso Energético Distribuído, quanto maior a capacidade da bateria elétrica do veículo com conexão na rede elétrica, maiores as oportunidades de sua atuação pelo lado da demanda, como carga móvel em tempo e espaço. Um veículo com uma bateria de cerca de 30 kWh, por exemplo, armazena quase seis vezes o consumo diário de uma residência brasileira média.”

6.6 Operação robusta

117. Dentre os critérios que podem ser usados na operação de um sistema de potência sujeito a incerteza, pode-se mencionar o mínimo custo esperado, o mínimo arrependimento e a robustez. Esta última significando uma decisão capaz de manter a factibilidade em diversos cenários alternativos em troca de um desvio em relação ao custo ótimo, que pode ser entendido como um prêmio de risco.

118. No caso de um modelo de *unit commitment* que trate explicitamente as GRVs, uma decisão robusta significa impor restrições simultâneas que contemplem diversos cenários alternativos de oferta das GRVs. Assim, ele é um contraponto às alternativas de

minimizar o custo esperado de todos os cenários, ou ao atendimento do cenário pior, ou ainda do cenário mais provável.

119. Na documentação do modelo DESSEM menciona-se (*en passant*) a perspectiva futura de implementar uma abordagem por otimização robusta que contemple explicitamente as GRVs, nele denominadas como fontes intermitentes. Porém, não se vai além desta menção. Em princípio isto significaria uma programação da operação capaz de acomodar um conjunto de cenários alternativos de oferta das GRVs em troca de um pequeno incremento no custo, o que tende a reduzir a necessidade de *curtailments*.

120. A possibilidade de mitigar *curtailment* através de aperfeiçoamentos nos modelos de operação do sistema aparenta ser bastante auspicioso por conta da existência de um conjunto significativo de hidrelétricas com reservatórios. Isto levanta a hipóteses de se alcançar alguma redução expressiva dos *curtailments* pela melhor coordenação da operação dos reservatórios. Fato percebido por pesquisadores dedicados à questão dos *curtailments* no sistema de potência nórdico.

121. Nycander, Soder, Olauson, & Eriksson (2020) estudaram um modelo de despacho para o sistema nórdico com este propósito, considerando a oferta média horária e preços zonais. Os autores apontam que este tipo de *curtailment* ocorre quando o excesso de oferta das GRVs se dá, concomitantemente, com as outras fontes operando nos seus limites mínimos e com o sistema de transmissão congestionado. Nestas circunstâncias, torna-se necessária uma modelagem refinada dos limites operativos mínimos das fontes convencionais e da capacidade máxima dos limites de transmissão.

122. Bo Zhoua, Yaoa, Zuoa, Chenb, & Wena (2019) desenvolvem um modelo adaptativo de otimização robusta para integração de um sistema híbrido CA/CC. O conjunto incerteza é derivado de dados históricos e os cenários extremos reformulados por otimização robusta. O conceito de robustez é aplicado aos limites inferiores e superiores das variáveis estocásticas.

6.6.1 Flexibilidade operativa

123. Não custa assinalar as diferentes medidas de mitigação de *curtailments* que, implementadas por intervenções nas instalações físicas do sistema de potência, sejam também contempladas apropriadamente nos modelos de programação e operação em tempo real do sistema, para que os recursos disponíveis sejam eficientemente aproveitados.

124. Na realidade, a inclusão das medidas possíveis de mitigação de *curtailments* na representação nos modelos de programação e operação do sistema deveria preceder até suas próprias implantações, por duas razões principais: a modelagem antecipada auxiliaria uma estimativa mais acurada do alcance das medidas preconizadas e, uma vez implantadas as medidas que ofereçam melhores expectativas, os modelos possibilitariam que fossem mais bem aproveitados.

6.6.2 Redução dos limites mínimos de geração

125. Um aspecto recorrente na literatura é a conveniência de se reexaminar os limites mínimos operacionais das fontes de geração tradicionais, sempre com o intuito de reduzi-los desde que não comprometa a segurança dos equipamentos, das instalações e do sistema. Nycander, Soder, Olauson, & Eriksson (2020) apontam um certo conservadorismo nos limites de geração especificados em projeto, usualmente ajustados a casos extremos, como o caso de limite térmico calculado para temperatura ambiente severamente elevada. Porém, a exemplo do discutido em relação à operação das redes de transmissão, a possibilidade de observação remota das condições ambientes em tempo real viabiliza uma estimativa mais precisa destes limites. Isto sinaliza uma perspectiva de operação segura além dos limites de projeto. O California ISO (2017) chama explicitamente a atenção para este aspecto.

6.6.3 Recursos sistêmicos

126. Há um imenso hiato entre o modo como os recursos sistêmicos são considerados nos modelos de programação e operação, e a forma como as obrigações e os direitos que porventura as eles deveriam ser vinculados são atribuídos às fontes que os fornecem. Uma das consequências mais impactantes da discussão dos *curtailments* talvez seja a identificação e quantificação das associações – e dissociações – entre o suprimento de energia e o de recursos sistêmicos. Aqui, levando-se em conta as tecnologias de conexão das GRVs com a rede.

6.6.4 Contexto Brasileiro

127. O Relatório do Grupo Temático *Inserção de Novas Tecnologias* (MME – GT Modernização do Setor Elétrico, 2019) destaca:

“Planejamento da Operação: a evolução do sistema num contexto de ampliação das incertezas provenientes da carga, de inclusão de fontes eólica e solar, com variabilidade, da mudança de granularidade do preço e a introdução de instrumentos como aqueles associados à resposta da demanda, dentre outros, exigem aprimoramentos das ferramentas e metodologias utilizadas no planejamento da operação com vistas a minimizar o custo de operação do sistema.”

6.7 Sinal econômico

128. Este último conjunto de medidas trata dos sinais econômicos que podem ser considerados para incentivar os diversos agentes a agirem voluntariamente no sentido de mitigar *curtailments*. Tais sinais podem contemplar penalidades (preço negativo) e incentivos (compensação).

129. A ausência de um sinal econômico apropriado faz com que os requisitos sistêmicos sejam percebidos como externalidades, no sentido que o valor social provido não é refletido no preço da energia ou no risco de receita dos geradores. Como resultado, o equilíbrio de mercado será alcançado com uma contratação insuficiente de recursos sistêmicos levando à níveis desnecessariamente elevados de *curtailment*.

130. Ademais, a configuração do cronograma de leilões e do período de construção (*lead time*) com base nos tempos médios de construção de fontes de geração convencional, somado ao problema da externalidade na dimensão risco, mencionada acima, faz com que as GRVs tenham maior apetite por buscar receitas adicionais de antecipação de entrada em operação comercial, mesmo que assumindo maiores riscos de *curtailment*, numa variação curiosa do problema da tragédia dos comuns, falha de mercado em a indefinição sobre a propriedade de direitos e obrigações faz com que decisões individuais levem à rápida degradação de recursos coletivos. A tendência, observada com frequência no setor elétrico brasileiro, de antecipação do cronograma de entrada em operação de novas GRVs é uma possível evidência deste comportamento.

131. A PJM (Schuyler, 2018) iniciou a implementação das seguintes medidas de mercado para mitigar *curtailments*:

- a. Previsão centralizada de geração eólica;
- b. Previsão centralizada de geração fotovoltaica;
- c. Resposta à demanda por preço; e
- d. Regulação de frequência, paga por desempenho.

132. Joosa & Staffell (2018) analisam os aspectos econômicos dos *curtailments* para os casos da Alemanha e Reino Unido, focando, especialmente, na forma de rateio do risco de *curtailments* entre os diversos agentes. Os autores, por extensão, também chamam a atenção para o rateio dos custos em reforços e ampliações da transmissão que tenham por finalidade mitigar *curtailments*. Toda questão fica centrada em três pontos:

- a. Estabelecer os incentivos corretos para os agentes contribuírem voluntariamente no equilíbrio oferta-demanda;
- b. Oferecer aos agentes suficiente oportunidade para agirem sobre estes incentivos; e
- c. Reduzir o custo do equilíbrio aperfeiçoando a operação do sistema.

6.7.1 Tarifa horária

133. Outra componente bastante discutida é o preço e tarifas horários como instrumento para melhor especificar a escassez temporal. O preço horário da energia elétrica pode ser obtido por modelos que minimizam custos auditados ou lances de preço e quantidade no mercado *spot* de energia elétrica. Os preços de energia elétrica podem ser definidos por nó, e incorporar endogenamente as restrições e contingências de transporte, ou por zona. Em caso de preço zonal, é possível a aplicação cumulativa de tarifa horária do uso das redes de distribuição e transmissão, de modo representar as restrições e contingências no transporte da energia elétrica.

134. A aplicação de preço e tarifas horários busca acentuar as rampas de tomada e alívio de carga, aumentando a demanda por flexibilidade e, conseqüentemente, tencionando as GRVs e a resposta da demanda.

6.7.2 Despacho por lance

135. A abordagem mais direta para implantação de um sinal econômico se alcança com um modelo de despacho por lances, os quais definem a ordem de mérito do despacho. Os lances aceitos são liquidados – o que pode ser feito a preço uniforme ou preço de reserva – e os lances excedentes são rejeitados sem qualquer compensação.

6.7.3 Preço negativo

136. No caso de despacho por lance com preço horário, pode ser conveniente a admissão de preços negativos. A escala reduzida do intervalo de discretização temporal cria alguma tensão para o despacho de termelétricas convencionais, pois um único ciclo de operação liga-desliga ocupa vários intervalos temporais, restando às termelétricas convencionais o recurso de oferecerem preços negativos para garantir o despacho em toda “janela” operacional, quando poderá ser compelida a competir com GRVs de CVU nulo.

6.7.4 Custo locacional

137. Este custo especifica a escassez espacial, indicando o valor de oportunidade para a oferta de energia naquela zona. Porém, deve-se ter em conta alguns detalhes, pois a oportunidade indicada é meramente local. Ademais, ele sinaliza congestionamentos na rede de transmissão. Assim, um custo locacional elevado pode indicar tanto a oportunidade de venda local, e, portanto, de maior benefício, quanto a dificuldade para escoamento de excedente, e, portanto, de maior risco. De posse deste sinal, a decisão de implantar GRVs em zonas de custo locacional elevada é também uma assunção voluntária de risco maior de *curtailments*.

6.7.5 Compensação

138. A compensação usualmente não é aplicada a *curtailments* por razões elétricas. Quanto aos *curtailments* por razões energéticas, se tiverem o propósito de mitigação, eles não devem prover uma compensação integral da energia “vertida”. Fosse assim, com as GRVs recebendo integralmente pela energia ofertada independente dela ser aproveitada ou não, a compensação não proveria nenhum sinal econômico para a implantação de novas GRVs.

139. Por outro lado, uma especificação mais refinada de recursos sistêmicos, acompanhada por mecanismos para precificação e atribuição de responsabilidades, pode estender a receita da GRVs para além da exclusiva remuneração da energia suprida. No entanto, deve-se observar que a possibilidade de alocar reservas (girante, regulação etc.) na folga de capacidade das GRVs depende da capacidade real que elas tenham para supri-las, e isto depende da tecnologia de conexão delas com a rede.

6.7.6 Contexto Brasileiro

140. O Relatório do Grupo Temático *Inserção de Novas Tecnologias* (MME – GT Modernização do Setor Elétrico, 2019) destaca:

“A resposta da demanda consiste em alterações no uso de eletricidade por parte dos consumidores em relação ao habitual em resposta geralmente a variações nas tarifas, de modo a reduzir o consumo da rede em momentos de escassez. Com a entrada mais proeminente de fontes não controláveis, a resposta da demanda deve ser melhor explorada, para incentivar o consumo nos momentos de abundância de geração e reduzi-lo quando houver restrição dos recursos naturais. Essa é uma forma de reduzir o curtailment das renováveis, otimizar a infraestrutura existente e garantir o atendimento de capacidade sem o acionamento de termelétricas caras. A resposta da demanda só poderá ser utilizada em seu pleno potencial com a difusão em larga escala dos medidores inteligentes. Desse modo, a inclusão de novas tecnologias é ponto essencial nesta área. Conforme relatado em Muller (2016), além da chegada dos medidores inteligentes, as tecnologias facilitadoras são necessárias para alcançar resultados mais arrojados Faruqi et al. (2017). Estas tecnologias são introduzidas para ajudar os consumidores a entenderem seu padrão de consumo, seja por meio de sites de internet, IHDs (in-home displays) ou outras tecnologias, para permitirem aos consumidores controlar equipamentos, como centrais de ar-condicionado e termostatos.”

7. ALTERNATIVAS DE TRATAMENTO REGULATÓRIO

141. A discussão de *curtailment* em escala mundial é bastante associada ao debate da descarbonização do setor elétrico, uma vez que a penetração acelerada da GRV tem ocorrido concomitantemente com o deslocamento majoritário da geração termelétrica. Assim sendo, a questão que aflora para a maioria dos países dentro desta perspectiva envolve um triplo *trade-off* representado pela Equação 1

142. O referido *trade-off* pode ser

$$Y_{social} = -\Delta Risco_{GRV} \times (\Delta Econômico_{Flexibilidade} + \Delta Ambiental_{UTE}) \quad (1)$$

Onde:

Y_{social} é o resultado social esperado da escolha da decisão operativa;

$\Delta Risco_{GRV}$ é o nível de risco aceito para o corte de carga (*outage*), decorrente da incerteza inerente à GRV;

$\Delta Econômico_{Flexibilidade}$ é o custo de econômico da flexibilidade (manutenção de reserva de capacidade, expansão da rede, armazenamento, resposta da demanda e *curtailment*); e

$\Delta Ambiental_{UTE}$ é o custo ambiental da geração termelétrica.

143. Nesse sentido, quanto menor for o apetite por risco do operador maior será o custo necessário para mitigação do incremento da incerteza decorrente da penetração das GRVs, com o custo podendo se materializar sob a dimensão econômica ou ambiental.

144. Porém, o caso brasileiro é distinto. A penetração acelerada das GRVs induz majoritariamente o deslocamento da geração de Usinas Hidrelétricas (UHE). Consequentemente, o que aflora é um *trade-off* diferente:

$$Y_{social} = -(\Delta Risco_{GRV} - \Delta Risco_{UHE}) \times (\Delta Econ\omicronmico_{Flexibilidade} + \Delta Ambiental_{UTE}) \quad (2)$$

Onde:

$\Delta Risco_{UHE}$ é a contribuição da capacidade de armazenamento hidrelétrica para o risco de *outage*.

145. Com isso, tem-se que a composição de uma matriz de geração com portfólio de GRVs e UHEs possibilita substituições de fontes de geração com trocas de riscos. Se os riscos, porventura, forem equivalentes, então a questão de *curtailment* ficaria reduzida ao exame do incremento do custo total, destacando-se que o custo ambiental teria dimensão reduzida, quando comparado ao verificado em outros países.

146. Cabe ainda apontar que alternativas de expansão da geração que difiram na composição do portfólio e na localização das fontes (GRVs e UHEs) podem ter custos diferentes de transmissão, mesmo que contemplem a mesma capacidade incremental.

147. Considerando a existência de probabilidades e incertezas relacionadas com as causas do *curtailment*, sua materialização pode ser avaliada sob o contexto do risco percebido pelos agentes de geração e seus consumidores (risco individual) ou pelo sistema como um todo (risco sistêmico).

148. O risco individual pode ser analisado a partir da dimensão comercial e da operacional. Sob o aspecto comercial, o *curtailment* é percebido como uma restrição momentânea no volume de geração com rebatimentos na receita do gerador ou no custo do consumidor, a depender das cláusulas contratuais acertadas entre as partes. O impacto do risco comercial, todavia, não é uniforme entre os agentes de geração, visto que os geradores que contam com a possibilidade de armazenamento (especialmente hidrelétricas com reservatório e termelétricas) podem produzir a energia cortada em outro momento. Nesse caso, a arbitragem temporal pode inclusive gerar benefício econômico, se a geração ocorrer em momento com preço (ou custo) mais elevado.

149. Ademais, as termelétricas geralmente possuem restrições operativas (*unit commitment*) que podem implicar o desperdício de combustível por perda de eficiência energética na transição da operação para a reserva e um significativo custo de oportunidade com a redução da geração por tempo maior do que o que seria necessário para atendimento da causa do *curtailment* (rampa de geração).

150. Em relação ao aspecto operacional, a intermitência de geração (principalmente no caso de termelétricas) provoca desgaste excessivo dos equipamentos e aumenta o custo de manutenção da usina, bem como a probabilidade de saída forçada por falha.

151. A existência das restrições operativas e do risco operacional também possui rebatimento sistêmico, na medida em que aumenta a probabilidade de perda da flexibilidade e de capacidade sistêmica de controle de frequência e tensão nos casos em que o *curtailment* é decorrente de variações bruscas na GRV ou de perda de transmissão. Nesse caso, um rápido retorno à condição de geração e cargas originais pode ser acompanhado de um maior risco de *outage* ou de *black-out*.

152. Porém, toda perspectiva de risco enseja alguma oportunidade de negócio, vinculada à mitigação do risco correspondente. No caso de desequilíbrio oferta-demanda, cabe mencionar as seguintes possibilidades de arbitragem:

- a. Arbitragem espacial: potencializada pela expansão da rede de transmissão;
- b. Arbitragem temporal: potencializada pela expansão da capacidade de armazenamento e gerenciamento de cargas flexíveis;
- c. Arbitragem de escopo: potencializada pela conformação de portfólio (físicos ou contratuais) de fontes complementares de energia.

153. A possibilidade de realização das arbitragens indicadas em (a) e (b) exigem um sobre investimento, e elas serão economicamente eficientes se o custo evitado suplantar o custo incremental incorrido. Já a alternativa (c) pressupõe alguma sinergia entre diferentes fontes energéticas que resulte em benefícios superaditivos (economias de escopo).

Tabela 4: Riscos Comerciais, Operacionais e Sistêmicos

Fontes	Risco Comercial	Risco Operacional	Risco Sistêmico
GRV	Elevado risco comercial. A energia é efetivamente perdida. Não há armazenamento nem possibilidade de arbitragem temporal	Baixo risco operacional.	A elevação de sua participação relativa na geração por ocasião de <i>curtailment</i> aumenta o risco sistêmico.
Hidrelétricas com Reservatórios	Baixo risco comercial. A energia pode ser armazenada e produzida em momento de maior valor. Risco residual de vertimento.	Baixo risco operacional.	A elevação de sua participação relativa na geração por ocasião de <i>curtailment</i> reduz o risco sistêmico.
Termelétricas de rampa rápida	Médio risco comercial. A energia pode ser armazenada e produzida em momento de maior valor. Todavia, há perda de eficiência energética e custo de oportunidade associado com a rampa de geração.	Médio risco operacional.	A elevação de sua participação relativa na geração por ocasião de <i>curtailment</i> reduz o risco sistêmico.
Termelétricas de rampa lenta	Elevado risco comercial. A energia pode ser armazenada e produzida em momento de maior valor. Todavia, há perda de eficiência energética e elevado custo de oportunidade associado com a rampa de geração.	Elevado risco operacional.	A elevação de sua participação relativa na geração por ocasião de <i>curtailment</i> reduz o risco sistêmico.

Fonte: Compilação dos autores.

154. Ainda referente à mitigação de *curtailments*, a Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL, de 14 de dezembro de 2018, que trata o *Constrained-off* de usinas eólicas, aponta:

“15. Em estudos de viabilidade de projetos, é possível prever que haverá situações em que as usinas serão demandadas pelo ONS para reduzir a injeção de potência no sistema em razão de: (i) indisponibilidade de equipamentos dos sistemas de transmissão; e (ii) critérios operativos associados à confiabilidade eletroenergética estabelecidos nos Procedimentos de Rede. (grifou-se)

16. Nas situações envolvidas em (i), denominadas de razão elétrica, é razoável supor que o agente gerador, ao empreender no segmento de geração, incluiu na matriz de risco do negócio a possibilidade de ocorrência de indisponibilidades nos sistemas de transmissão que poderiam afetar a injeção de energia de sua planta ao ponto de conexão, dado o histórico de desempenho da rede de operação. Desse modo, o preço de venda de energia já incorporaria esses eventos tipicamente observados no Sistema Interligado Nacional - SIN. (grifou-se)

17. Por outro lado, situações de Constrained-off de longa duração, de caráter mais estrutural, não são comumente contempladas pelo agente de geração em seu plano de negócio por extrapolar prazo razoável de interrupções do SIN, bem como representar restrição com impacto significativo na entrega de energia para o sistema.

*18. Uma tarefa que se revela desafiante, consiste em **identificar qual seria o limite entre o Constrained-off atrelado ao risco do negócio e aquele passível de ressarcimento.** Para tanto, sob a ótica da regulação, deve-se procurar por referência que favoreça a simplicidade do normativo, apoiada em dados robustos. Nesse sentido, propõe-se recorrer a dados oficiais publicados pelo ONS por meio do Relatório de Análise Estatística de Indisponibilidades Programadas e Forçadas – 2017. (grifou-se)*

(...)

24. A partir dessa referência, calculou-se, por diferença em relação à unidade, a taxa de indisponibilidade que resultou no valor de 1,93%. Ao considerar o mês com 730 horas em média, essa referência, quando convertida em horas, representa aproximadamente 14 horas.

25. Por essa linha, propõe-se que esse seja o limite entre o Constrained-off atrelado ao risco do negócio e aquele passível de ressarcimento. Dessa forma, o gerador faria jus a ressarcimento associado a Constrained-Off por razão elétrica somente nos meses em que a soma dos tempos de restrição de geração superar 14 horas no mês.

(...)

27. Nas situações envolvidas em (ii), denominadas de **razão energética**, considera-se ineficaz, por parte do agente gerador, incluir na matriz de risco do negócio números que as representariam, pois não há apuração e publicação pelo Operador de informações históricas consolidadas a respeito de duração, frequência e montantes energéticos desses eventos. Ainda que houvesse, a origem de tais eventos está associada a vasta gama de fatores que compõem o planejamento, a programação e a operação eletroenergética, os quais passam por transformações com frequência dia após dia. Constituem exemplos desses fatores a disponibilidade de usinas hidrelétricas e termelétricas, o nível de armazenamento de reservatórios, as afluências previstas e verificadas, o custo variável unitário de usinas termelétricas, a carga e a demanda de energia, o custo marginal de operação. Pela **dificuldade de se estimar** as ocorrências futuras da redução de geração por razões energéticas, mostra-se razoável **mitigar os efeitos** do risco de redução de geração de usinas eólicas do agente gerador. Assim, a mitigação se daria pelo **ressarcimento** ao gerador pelo Constrained-off causado por razões energéticas independentemente de sua duração. (grifou-se)

155. Do disposto na Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL, verifica-se a conveniência da definição clara de alguns conceitos, no contexto da presente análise, necessários para se estipular a possibilidade de compensação econômica decorrente do evento de *curtailment*:

- a. Risco do negócio: eventos que afetam o fluxo de caixa do projeto de geração cujos efeitos podem ser estimados e precificados a partir de uma função de probabilidade;
- b. Incerteza: eventos que afetam o fluxo de caixa do projeto de geração cujos efeitos **não** podem ser estimados ou precificados a partir de uma função de probabilidade;
- c. Matriz de risco: cláusulas contratuais e regulatórias que estipulam a responsabilidade pelos efeitos da materialização dos riscos do negócio e da incerteza, que podem ser assumidos pelo gerador, alocados ao consumidor, alocados ao sistema elétrico (por meio de encargo) ou compartilhados entre o gerador, seus consumidores e o sistema;
- d. Mitigação: ações adotadas pelo regulador ou stakeholders capazes de reduzir o nível de risco inerente (alteração de sua função de probabilidade) ou a dimensão econômica de seu impacto;
- e. Limite do risco do negócio: limite máximo de impacto do risco que será integralmente assumido por um agente antes de ser compartilhado, conforme condições da matriz de risco;
- f. Compensação econômica: valor econômico a ser repassado ao gerador que tiver sua geração reduzida por força de *curtailment* decorrente de risco do

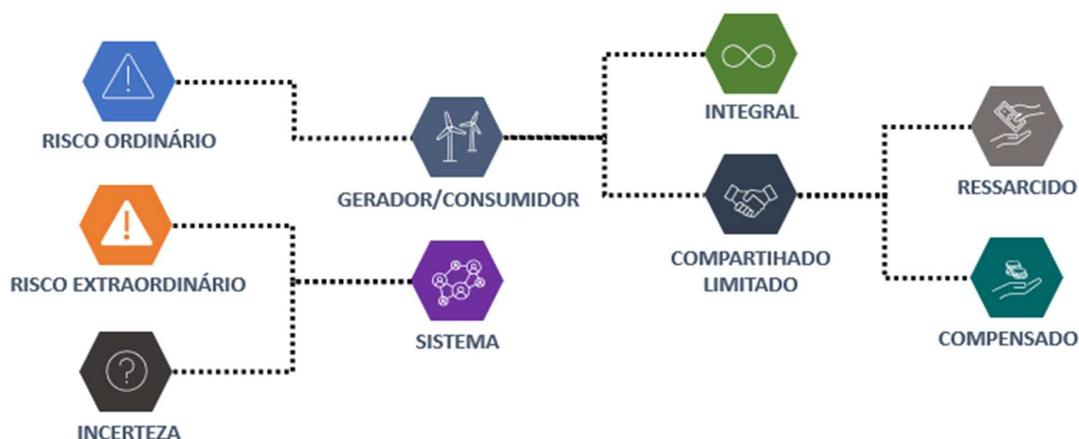
negócio ou incerteza que não seja de sua responsabilidade ou que exceda o seu limite de risco; e

- g. Ressarcimento: compensação econômica que corresponde exatamente aos custos e prejuízos suportados pelo gerador em caso de *curtailment*.

156. Sendo assim, a partir da caracterização da modalidade de *curtailment* elétrica ou energética em termos de risco do negócio e incerteza, procede-se a alocação e seu dos efeitos entre os *stakeholders* por meio da composição de uma matriz de risco, que também deve estipular os limites e a forma de compensação da materialização do risco e da incerteza.

157. Como regra geral, a matriz de riscos é estipulada considerando a capacidade de previsão e de precificação dos efeitos dos riscos (considerando a classificação de ordinários e extraordinários) e os efeitos econômicos e regulatórios, em termos de eficácia e eficiência, da sua limitação ou compensação. Em termos práticos, o que se pretende com a estipulação da matriz de risco, é criar as condições para que o risco de *curtailment* seja mitigado, especialmente em relação às suas consequências sistêmicas.

Figura 5: Determinação da matriz de riscos



Fonte: Elaboração própria

158. Sendo assim, a manutenção do equilíbrio no SIN é um problema de controle complexo. Para tanto contribuem: os montantes de capacidade instalada e de carga; a dispersão temporal e espacial das fontes primárias e dos centros de carga; as incertezas associadas à carga, às fontes renováveis e aos eventos fortuitos; a amplitude da janela temporal das ações de planejamento e de operação; a extensão geográfica e a diversidade tecnológica da rede; a multiplicidade dos agentes – parte atuando em regime regulado e parte em regime competitivo. A estes aspectos dominados pela natureza física, soma-se o arranjo de mercado e o conjunto de dispositivos regulatórios, permeados por alguma imperfeição e longe da completude.

159. Não obstante tais dificuldades e imperfeições, a geração deve equilibrar a carga mais as perdas em tempo real.

160. Finalmente, anota-se que a mitigação das consequências sistêmicas dos *curtailments* tem sido o entendimento mais frequente na literatura especializada. Admite-se que os *curtailments* venham a ser tão prováveis no futuro, devido à penetração massiva das GRVs, que eliminá-los completamente exigiria um custo incremental proibitivo em sistema de armazenamento, rede de transmissão e demanda flexível.

7.1 Alternativa 1: Armazenamento de energia

161. Como mencionado acima, as diferentes tecnologias de sistemas de armazenamento de energia podem ser aproveitadas para conferir maior flexibilidade sistêmica e reduzir o risco de *curtailment*. Todavia, considerando as especificidades das diferentes tecnologias e a possibilidade de prestação de serviços adicionais, como, por exemplo, a postergação de investimentos em transmissão e distribuição de energia, é necessária uma análise mais pormenorizada dessa alternativa.

162. Ademais, as diversas tecnologias de armazenamento podem ser instaladas em todos os segmentos do sistema elétrico, seja junto à geração centralizada, no sistema de transmissão, na distribuição ou dentro das unidades consumidores, sejam elas industriais, comerciais ou residenciais. Dentre os principais serviços que podem ser prestados por tecnologias de armazenamento, a Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL, elaborada no âmbito da Tomada de Subsídios nº 011/2020 para a avaliação de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistema de armazenamento, destacou e classificou as aplicações apresentadas na Tabela 5:

Tabela 5: Principais serviços e aplicações de sistemas de armazenamento

Aplicação	Serviço	Seguimento	Tecnologia
Armazenamento sazonal	<ul style="list-style-type: none"> Arbitragem de preço 	<ul style="list-style-type: none"> Geração 	<ul style="list-style-type: none"> Hidrelétricas com reservatórios de acumulação
Armazenamento diário	<ul style="list-style-type: none"> Arbitragem de preço 	<ul style="list-style-type: none"> Geração Comercialização Consumo 	<ul style="list-style-type: none"> Baterias Hidrelétricas reversíveis, Ar comprimido Hidrogênio Calor ou frio
Regulação primária	<ul style="list-style-type: none"> Regulação de frequência e tensão 	<ul style="list-style-type: none"> Serviço ancilar 	<ul style="list-style-type: none"> Baterias Hidrelétricas reversíveis Ar comprimido Hidrogênio <i>Flywheel</i> Supercapacitores
Reserva secundária – <i>load following</i>	<ul style="list-style-type: none"> Gestão de flutuações do sistema com duração superior a 15 minutos 	<ul style="list-style-type: none"> Serviço ancilar 	<ul style="list-style-type: none"> Baterias Hidrelétricas reversíveis Ar comprimido, Hidrogênio
Black start	<ul style="list-style-type: none"> Autorestabelecimento da geração 	<ul style="list-style-type: none"> Serviço ancilar 	<ul style="list-style-type: none"> Baterias

			<ul style="list-style-type: none"> • Hidrelétricas reversíveis • Ar comprimido • Hidrogênio • <i>Flywheel</i>
Alívio de transmissão	<ul style="list-style-type: none"> • Postergação de investimentos • Alívio de congestionamento • Flexibilidade 	<ul style="list-style-type: none"> • Transmissão 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias • Hidrelétricas reversíveis • Ar comprimido • Hidrogênio • <i>Flywheel</i> • Supercapacitores
Alívio de distribuição	<ul style="list-style-type: none"> • Postergação de investimentos • Suporte de reativo • Regulação de frequência 	<ul style="list-style-type: none"> • Distribuição 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias • Hidrelétricas reversíveis • Ar comprimido • Hidrogênio • <i>Flywheel</i> • Supercapacitores
Redução da demanda de ponta	<ul style="list-style-type: none"> • Substituição de geração 	<ul style="list-style-type: none"> • Geração • Consumo 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias • Hidrelétricas reversíveis • Ar comprimido • Hidrogênio
Integração de fontes renováveis	<ul style="list-style-type: none"> • Arbitragem de preço • Redução de custos de conexão • Redução de perdas de geração 	<ul style="list-style-type: none"> • Geração 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias
Gestão do consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Segurança do suprimento (<i>back-up</i>) • Qualidade • Redução de custos de conexão • Arbitragem de preço 	<ul style="list-style-type: none"> • Consumo 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias • Calor e frio
Micro-redes	<ul style="list-style-type: none"> • Postergação de investimentos em redes • Qualidade • Arbitragem de preço 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas isolados 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias • Calor e frio
<i>Stand alone</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Postergação de investimentos em redes 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas isolados 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias
Complementação de renováveis	<ul style="list-style-type: none"> • Segurança do suprimento (<i>back-up</i>) • Qualidade 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas isolados 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias
Complementação de diesel	<ul style="list-style-type: none"> • Segurança do suprimento (<i>back-up</i>) • Qualidade • Redução de custos de geração 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas isolados 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias

Fonte: Adaptado de ANEEL (Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL, 2020)

163. Do ponto de vista do planejamento, a EPE tem realizado diversos estudos que tratam do tema de armazenamento:

- Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-067/2018-r0 Flexibilidade e Capacidade: conceitos para incorporação de atributos ao planejamento (EPE, 2018);
- Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-006/2019 Estudo de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro (EPE, 2019);
- Nota Técnica nº 098/2019-r0 Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento (EPE, 2019).

164. O tema também tem sido abordado pelo GT Modernização, o qual ressaltou que a viabilidade dessas soluções depende da aplicação proposta bem como dos mecanismos de remuneração. Em seu relatório final, concluiu-se pela eliminação de barreiras para inserção de novas tecnologias, de forma que elas possam se desenvolver naturalmente e tornem-se competitivas com as diversas soluções possíveis. No entanto, pontua-se que os sinais econômicos adequados, que representem os requisitos desejados, devem ser buscados, evitando direcionamentos ou subsídios para determinadas soluções (MME, 2019).

165. Também está em andamento os projetos desenvolvidos no âmbito da Chamada de P&D Estratégico nº 21/2016 - “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, com previsão de finalização em junho de 2021.

166. Em setembro de 2020, a ANEEL instaurou a Tomada de Subsídios nº 011/2020 com o intuito de obter subsídios para a elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro, incluindo não só o escopo de armazenamento mediante uso de baterias, mas também de reservatórios de usinas reversíveis e soluções de armazenamento por meio de ar comprimido, *flywheel*, hidrogênio, supercapacitores e outros. Após análise das contribuições a serem apresentadas, poderão ser propostas alterações regulatórias, acompanhadas das respectivas Análises de Impacto Regulatório.

167. Como mencionado na Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL, os sistemas de armazenamento podem atuar como um elemento de estabilização entre uma oferta de energia cada vez menos flexível e uma demanda com baixo nível de elasticidade às oscilações de curto prazo nos preços. São, portanto, fundamentais para a inserção em larga escala de GRV, o que, por sua vez, é fundamental para assegurar a expansão da matriz elétrica com menores emissões de carbono.

168. Por outro lado, por tratar-se de um recurso que não gera energia e, em geral, apresentam um balanço energético total negativo devido às ineficiências inerentes aos processos de carga e descarga, a avaliação da contribuição dessas tecnologias só pode ser feita com simulações da operação, para confirmar que o sistema possui recursos suficientes para atender ao aumento de carga final.

169. Ademais, ressalta-se que o dimensionamento das fontes e tecnologias são fortemente dependentes do modelo de otimização do sistema utilizado.

170. No que diz respeito à remuneração, a grande diversidade de aplicações dos sistemas de armazenamento esbarra no arranjo regulatório do mercado de energia elétrica, que para fomentar a competição e restringir o impacto dos monopólios naturais, segmentou as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e restringiu a possibilidade de uma única empresa prestar atuar em mais de um seguimento. Com isso, as empresas de transmissão não podem se apropriar dos ganhos econômicos decorrentes de arbitragem de preço por meio de sistemas de armazenamento e os geradores não podem se apropriar diretamente do valor associado com o alívio dos sistemas de distribuição e de transmissão.

171. Sendo assim, a Alternativa 1 consiste em medidas regulatórias para permitir e incentivar a implantação de sistemas de armazenamento nos diferentes seguimentos do setor elétrico por meio da:

- a. Determinação para que os estudos de expansão do sistema de transmissão e de distribuição contemplem, obrigatoriamente, a avaliação de soluções de armazenamento da identificação do mínimo custo global e na caracterização dos investimentos prudentes.
- b. Incorporação do resultado econômico da arbitragem de preço das distribuidoras na Parcela A das tarifas de energia elétrica;
- c. Alocação do resultado econômico da arbitragem de preço das transmissoras no Encargo de Serviço de Sistemas (ESS);
- d. Revisão da estrutura tarifária de distribuição para imprimir sinais de preço horário para energia e potência contratada;
- e. Regulação da atividade de agregação de carga de energia com sua habilitação para atuarem no âmbito do MCP e da operação do sistema ofertando serviços ancilares e resposta da demanda.

172. Por outro lado, as aplicações relacionadas com a prestação direta de serviços ancilares, de flexibilidade e de capacidade devem ser avaliadas no âmbito das Alternativas 2 e 4.

Tabela 6: Descrição da Alternativa 1 – Sistemas de Armazenamento

De	Para	Competência	Normas afetadas
Indefinição regulatória sobre a possibilidade de incorporação de sistemas de armazenamento na transmissão	Obrigaç�o de avalia�o de solu�o de armazenamento na defini�o do m�nimo custo global e defini�o de tratamento para o resultado econ�mico da arbitragem de pre�o	<ul style="list-style-type: none"> • Poder Concedente • ANEEL 	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto n� 5.163 • Procedimentos de Regula�o Tarif�ria (PRORET) • Regras e Procedimentos de Comercializa�o (ESS) • Procedimentos de Rede
Indefini�o regulat�ria sobre a possibilidade de incorpora�o de sistemas de armazenamento na distribui�o	Obriga�o de avalia�o de solu�o de armazenamento na defini�o do investimento prudente e defini�o de tratamento para o resultado econ�mico da arbitragem de pre�o	<ul style="list-style-type: none"> • ANEEL 	<ul style="list-style-type: none"> • PRORET • Procedimentos de Distribui�o de Energia (PRODIST)
Baixo sinal econ�mico para resposta de pre�o hor�ria da demanda	Maior sinal econ�mico para resposta de pre�o hor�ria da demanda	<ul style="list-style-type: none"> • ANEEL 	<ul style="list-style-type: none"> • PRORET
Aus�ncia de regula�o da atividade de agrega�o de carga de energia	Regula�o da atividade de agrega�o de carga de energia	<ul style="list-style-type: none"> • MME • ANEEL 	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimentos de Rede

Fonte: Elabora o própria

173. A competência para aplica o da Alternativa 1   compartilhada entre o Poder Concedente, que   responsável pelas adequa o necessárias no Decretos n  5.163 e pelo planejamento da expansão da transmissão, e pela ANEEL que   responsável pela regula o e pelo desenho da estrutura tarifária das atividades de transmissão e distribui o de energia elétrica.

7.2 Alternativa 2: Contrata o de flexibilidade e de capacidade

174. A Lei n  10.848/2004, regulamentada pelo Decreto n  5.163, de 30 de julho de 2004, prevê que os agentes de consumo devem possuir cobertura para a totalidade de sua carga, conferida por meio de contratos registrados na CCEE ou mediante garantia física de gera o própria. Os agentes vendedores, por sua vez, deverão apresentar lastro de garantia física para a venda de energia para cem por cento de seus contratos.

175. A viabilidade econômica dos novos empreendimentos de gera o, necessários para assegurar a segurança do suprimento,   obtida por meio de contratos de longo prazo negociados nos leilões de energia nova do Ambiente de Contrata o Regulada (ACR), financiados por meio da modalidade de *project finance*, pelos investimentos em autoprodu o de grandes consumidores livres e por meio de contratos de médio prazo negociados no Ambiente de Contrata o Livre (ACL).

176. Adicionalmente, para fazer frente ao problema de degradação da garantia física sem a necessidade de rever os valores atribuídos aos empreendimentos, o Poder Concedente pode contratar energia de reserva, nos termos do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008 e reserva de capacidade nos termos da Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro de 2020.

177. Os contratos de energia do ACR e de energia de reserva podem ser celebrados nas modalidades de quantidade de energia e de disponibilidade de energia.

178. Na primeira categoria, o vendedor assume todo o risco de geração, incluindo performance técnica e o rendimento de seus equipamentos e o risco hidrológico associado ao despacho centralizado determinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). No contrato de quantidade de energia, o vendedor se compromete a entregar uma quantidade fixa de energia e a diferença entre a quantidade contratada e a quantidade produzida é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). A Equação 3 ilustra o fluxo de receita mensal associado ao contrato de quantidade de energia.

$$RT_{\text{quantidade},m} = P_{\text{contrato}} \times E_{\text{contrato},m} + PLD_m \times (G_m - E_{\text{contrato},m}) \quad (3)$$

Onde:

$RT_{\text{quantidade},m}$: receita total do contrato de quantidade no mês “m”;

P_{contrato} : preço do contrato;

$E_{\text{contrato},m}$: quantidade de energia contratada entrega sazonalizada para o mês “m”;

PLD_m : PLD médio do mês “m”; e

G_m : quantidade de energia gerada no mês “m”.

179. Na segunda modalidade de contratação, o vendedor assume somente os riscos de performance e de rendimento de suas unidades geradoras, sendo o risco hidrológico assumido pelo comprador. Assim, o gerador recebe uma receita fixa pela disponibilização de sua capacidade de geração e uma receita variável correspondente ao Custo Variável Unitário (CVU) de geração contratado. A Equação 4 ilustra o fluxo de receita mensal associado ao contrato de quantidade de energia.

$$RT_{\text{disponibilidade},m} = RF_{\text{contrato}} + (CVU_{\text{contrato},m} - CVU_{\text{real},m}) \times G_m \quad (4)$$

Onde:

$RT_{\text{disponibilidade},m}$: receita total do contrato de disponibilidade no mês “m”;

$CVU_{\text{contrato},m}$: CVU contratado atualizado para o mês “m”;

$CVU_{\text{real},m}$: CVU real do mês “m”;

G_m : quantidade de energia gerada no mês “m”.

180. Os contratos negociados no ACL são livremente pactuados entre os agentes e, portanto, podem possuir direitos e obrigações muito específicos. Todavia, considerando que as obrigações regulatórias de cobertura contratual são definidas exclusivamente em termos de energia, os contratos do ACL não incluem cláusulas para o tratamento dos atributos de potência e flexibilidade operativa.

Tabela 7: Modalidades de contratos negociados no ACL

	Contrato de quantidade	Contrato Collar	Contrato de Opção
Quantidade	Fixa	Fixa	Pode ser variável
Preço	Fixo	PLD mais prêmio, com aplicação de limites mínimos e máximo	Receita fixa pelo direito de opção mais prêmio no caso de exercício da opção
Disponibilidade no mercado	Elevada	Baixa	Baixa
Prazo	De 1 mês até mais de 12 anos	De 1 mês a 1 ano	De 1 mês a 1 ano
Principais riscos	Risco hidrológico	Baixa liquidez Receita variável Volatilidade do PLD	Baixa liquidez Exposição financeira em caso de não exercício da opção

Fonte: adaptado de PSR (Entendendo o mercado de energia - aspectos gerais, 2020)

1. Sendo assim, a Alternativa 2 consiste em estabelecer uma modalidade de contratação adicional, que seja baseada em uma solução de suprimento integrada e que possua obrigações e direitos relacionados com a disponibilidade de diferentes atributos. Para tanto, o produto solução de suprimento teria as seguintes características:

- a. Contratos de longo prazo compatíveis com a implantação de novos empreendimentos;
- b. O empreendedor teria direito a uma receita fixa associada à disponibilização de requisitos sistêmicos como potência despachável ou como inflexibilidade operativa, contemplando inclusive a sazonalidade contratual, e a uma receita variável definida pelo produto da energia produzida pelo preço contratado;
- c. Os montantes de energia e de potência associada contratados seriam referenciados no centro de gravidade do submercado do gerador;
- d. A sazonalização de referência da energia contratada seria definida *ex-ante* com base na carga do comprador. Anualmente, o vendedor ajustaria a sazonalização de referência considerando limites mínimos e máximo da energia contratada;
- e. A modulação da energia contratada seria realizada em conformidade com as regras de comercialização, respeitados os limites conferidos pela potência associada;
- f. O vendedor é responsável pela implantação, operação e manutenção das usinas e a receita de venda poderia ser descontada de parcela variável caso as usinas atrasem ou operem com disponibilidade abaixo de sua obrigação contratual;

- g. A energia seria faturada na modalidade de *take-or-pay*;
- h. Havendo insuficiência de geração, exceto por motivo de força maior e caso fortuito, o vendedor deveria adquirir energia elétrica de outro vendedor para honrar seus compromissos contratuais, assumindo os custos e riscos decorrentes;
- i. As receitas líquidas (diferença entre o CVU e o PLD) da geração de energia não contratada seriam alocadas ao gerador.

181. Ademais, considerando o estoque de contratos de quantidade e de disponibilidade celebrados e a maior competitividade das fontes renováveis no atributo energia, a Alternativa 1 também contempla a possibilidade de contratação de reserva de capacidade despachável com as seguintes características:

- a. Os contratos de curto e médio prazo compatíveis com a resposta da demanda, baterias e usinas termelétrica existentes com parcela significativa do capital amortizada;
- b. O empreendedor teria direito apenas a uma receita fixa definida pelo produto da potência e preço contratados;
- c. Os montantes de potência e de energia associada contratados seriam referenciados no centro de gravidade do submercado do gerador;
- d. Os empreendimentos seriam 100% flexíveis, sem sazonalização e modulação de referência. O despacho obedeceria ao comando do ONS com base em tempo de resposta e de *unit commitment* fixado contratualmente;
- e. O vendedor seria responsável pela implantação, operação e manutenção da usina e a receita de venda poderia ser descontada de parcela variável caso a usina atrase, opere com disponibilidade abaixo de sua obrigação contratual ou não atenda ao despacho do ONS em conformidade com suas obrigações contratuais;
- f. As receitas líquidas (diferença entre o CVU e o PLD) de geração seriam alocadas ao MRE.

182. Do ponto de vista tecnológico, os contratos de solução de suprimento poderiam ser ofertados por usinas hidrelétricas com reservatório de acumulação, usinas termelétricas, usinas híbridas e por portfólio de usinas. Os contratos de reserva de capacidade, por sua vez, poderiam ser lastreados em usinas hidrelétricas reversíveis, usinas termelétricas de rampa rápida, sistemas de armazenamento de energia e resposta da demanda. Assim, a Alternativa 2 abarca as aplicações de armazenamento sazonal e diário para arbitragem de preço, descritas na Tabela 5.

183. Pelo exposto, a Alternativa 2 aglutina medidas que concorrem para a acomodação de uma taxa elevada de penetração de GRVs, ao mesmo tempo em que se busca preservar

a segurança sistêmica por meio da contratação de maior flexibilidade operativa na geração e na resposta da demanda. Isto é, ela procura reduzir a necessidade dos *curtailments* de GRVs causados exclusivamente pela elevada participação relativa das GRVs na oferta de energia, o que pode ser alcançado com as GRVs ofertando concomitantemente energia e recursos sistêmicos.

184. A capacidade das GRVs ofertarem concomitantemente energia e recursos sistêmicos deve aumentar os custos de suas instalações, pois haverá mais eletrônica de potência embarcada nas conexões da rede e no controle das unidades geradoras.

185. Esta alternativa é favorecida caso os *curtailments* sejam predominantemente de natureza elétrica, por comprometimento da segurança sistêmica. Ela pode acarretar uma elevação no custo da GRVs, que pode ser compensado pelo suprimento concomitante de energia e recursos sistêmicos, desde que estes últimos sejam devidamente especificados e remunerados. Por sua vez, ela favorece a implantação de sistemas híbridos e até mesmo portfólios de GRVs e resposta de demanda.

Tabela 8: Descrição da Alternativa 2 – Contratação de flexibilidade e de capacidade

De	Para	Competência	Normas afetadas
Contratação de energia	Contratação solução de suprimento e de reserva de capacidade	<ul style="list-style-type: none"> • Poder Concedente • ANEEL 	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto nº 5.163 • Decreto nº 6.353 • Portaria de Diretrizes dos leilões regulados • Minutas de Editais e Contratos • Resoluções para autorização de usinas híbridas • Regras e Procedimentos de Comercialização
Foco na fonte energética	Foco na necessidade sistêmica		

Fonte: Elaboração própria

186. A competência para aplicação da Alternativa 2 é compartilhada entre o Poder Concedente, que é responsável pelas adequações necessárias no Decretos nº 5.163 e nº 6.353 e pela emissão das Portarias de diretrizes dos leilões do ACR e de Energia de Reserva, e a ANEEL que é responsável pela elaboração dos editais de leilões, das minutas de contratos, pelas adequações regulatórias para a implantação de usinas híbridas e pela aprovação das Regras e Procedimentos de Comercialização.

7.3 Alternativa 3: Flexibilidade da transmissão

187. O balanço das variações de carga e de geração de energia elétrica também pode ser operado por meio de maior flexibilidade do sistema de transmissão, o que pode ser obtido por meio da instalação de dispositivos FACTS.

188. Segundo a definição apresentada pela IEEE (1995) e por Machado (2003), FACTS são sistemas de transmissão em corrente alternada que utilizam dispositivos de eletrônica de potência e controladores estáticos, com o objetivo de aumentar o controle direto do fluxo de

potência por rotas de transmissão definidas e estender os limites de transferência de potência nas redes de transmissão, podendo elevar o carregamento até a sua capacidade térmica máxima e aumentar a segurança a partir do aumento do limite de estabilidade transitória, limitação das correntes de curto-circuito e sobrecargas, gerenciamento de *blackouts* e amortecimento de oscilações eletromecânicas de sistemas e máquinas. Desse modo, FACTS provêm maior segurança para o sistema e reduzem a necessidade de reserva de geração e o risco de *curtialment*.

189. Sistemas FACTS pode ser provido por diversos tipos de equipamentos e dispositivos com maturidade tecnológica e viabilidade econômica comprovada como:

- a. Compensador Estático VAR (SVC)
- b. Compensador Estático Síncrono (STATCOM)
- c. Compensador de Série Síncrona Estática (SSSC)
- d. Controle de Fluxo de Energia Unificado (UPFC) – combinação do SSSC e do STATCOM; e
- e. Compensador em Série Controlado por Tiristor (TCSC)

190. Mas recentemente, os sistemas FACTS passaram a contemplar a possibilidade de instalação de sistemas de armazenamento, especialmente baterias eletroquímicas de lítion-íon, chumbo ácido; sódio-enxofre e de fluxo de vanádio, e de sistemas de monitoramento e automação em tempo real que permitam o acompanhamento das condições ambientais e operacionais em tempo real para a maximização do nível de carregamento dos sistemas de transmissão sem o comprometimento da segurança e confiabilidade (*Dynamic Line Rating – DLR* ou *Real Time Thermal Rating - RTTR*).

191. Neste contexto, a Alternativa 3 contempla as medidas que favoreçam a arbitragem espacial por meio do aumento da flexibilidade do sistema de transmissão.

192. Nesse sentido, o planejamento, a contratação e a remuneração de FACTS no Brasil não encontra barreiras econômicas e regulatórias, devendo o planejador e o regulador estarem atentos somente para a devida consideração das alternativas associadas com sistemas de armazenamento de energia.

193. A incorporação do conceito de DLR, todavia, parece demandar um esforço regulatório adicional, para se incluir, sempre que pertinente, a instalação dos sistemas de monitoramento e automação nos projetos a serem licitados e no rol de reforços e melhorias passíveis de autorização pela ANEEL, de que trata a Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011. Além disso, pode ser necessário a inclusão de incentivo regulatório adicional na apuração e cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), de que trata a Resolução Normativa nº 853, de 13 de agosto de 2019.

Tabela 9: Descrição da Alternativa 3 – Flexibilidade da transmissão

De	Para	Competência	Normas afetadas
Foco em dispositivos FACTS tradicionais	Inclusão de sistemas de armazenamento e de dispositivos para DLR	<ul style="list-style-type: none"> • Poder Concedente • ANEEL 	<ul style="list-style-type: none"> • Planejamento da expansão da transmissão • REN 443/2011 • REN nº 853/2019 • Procedimentos de Rede
Operação do sistema de transmissão sem DLR	Operação do sistema de transmissão sem DLR		

Fonte: Elaboração própria

7.4 Alternativa 4: Mercado de serviços ancilares e resposta da demanda

194. As alternativas 2 e 3 buscam a contratação de flexibilidade e de capacidade de geração e de transmissão estrutural, de modo a minimizar o risco de *curtailment*. Ainda assim, do ponto de vista econômico, os investimentos necessários para eliminação total do risco de *curtailment* teriam custo proibitivos, de modo que é importante dispor de regras e critérios para a mitigação dos custos e das externalidades negativas associados com os *curtailments* residuais. Tais critérios podem ser definidos com base nas abordagens técnicas e econômicas, como ilustrado nas Figuras 3 e 4.

195. No caso específico, a Alternativa 4 é baseada no critério de preço da abordagem econômica e é inspirada no programa piloto de resposta da demanda instaurado pela Resolução Normativa nº 792, de 28 de novembro de 2017 que permitiu a criação de um mercado de oferta de preços e quantidades de redespacho (pós definição da programação diária pelos modelos matemáticos – NEWAVE, DECOMP e DESSEM). Para tanto, seria necessário a reformulação do mercado de serviços ancilares.

196. Atualmente, os geradores brasileiros devem prestar os seguintes serviços ancilares nos termos da Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015:

- a. **Autorrestabelecimento integral:** capacidade de uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico;
- b. **Autorrestabelecimento parcial:** capacidade de uma central geradora de alimentar seus serviços auxiliares a partir da tensão no terminal de seus próprios geradores, com a permanência do giro mecânico e excitada, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico;
- c. **Controle primário de frequência:** controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, para limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;
- d. **Controle primário de tensão;**
- e. **Controle secundário de frequência:** controle realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), destinado a

restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas;

- f. **Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa:** despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do CAG em qualquer subsistema.
- g. **Sistema especial de proteção (SEP):** abrange os Esquemas de Controle de Emergência (ECE) e Esquemas de Controle de Segurança (ECS), que a partir da detecção de condição de risco para o sistema elétrico, realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN ou dos seus equipamentos; e
- h. **Suporte de reativos:** fornecimento ou a absorção de energia reativa por unidade geradora, destinados ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST

197. Alguns serviços ancilares são prestados compulsoriamente, sem remuneração, enquanto outros são remunerados por tarifas reguladas pela ANEEL, conforme indicado pela Tabela 10.

Tabela 10: Remuneração de serviços ancilares

Serviço Ancilar	Forma de prestação	Forma de remuneração
Autorrestabelecimento	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares	Tarifa de R\$ 35.109,04/ano
Controle primário de frequência	Compulsória	Sem remuneração
Controle primário de tensão	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares	Tarifa de R\$ 7,40/Mvar.h
Controle secundário de frequência	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares	Tarifa de R\$ 59.277,97/ano
Despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares	Compensação dos custos fixos e variáveis por meio da majoração do Custo Variável Unitário em 130%
Sistema Especial de Proteção	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares	Tarifa de R\$ 59.277,97/ano
Suporte de reativo	Compulsória	Sem remuneração

Fonte: Resolução Homologatória nº 2.655/2019 e Processo 48500.004163/2014-61

198. Sendo assim, a Alternativa 4 prevê a incorporação dos seguintes serviços ancilares, que seriam prestados com base nas ofertas de preço e quantidade em regime de mercado de redespacho:

- a. **Resposta da demanda:** redução da carga de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho de geração, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais;

- b. **Serviço de *Curtaiment***: redução voluntária de geração em casos de contingências e flutuações na previsão de carga e de disponibilidade de fontes intermitentes. Alternativamente, os geradores podem declarar o desejo de não terem a geração reduzida por meio da indicação de preços negativos; e
- c. **Reserva Secundária**: disponibilidade de geração para restabelecimento do equilíbrio sistêmico em casos de contingências e flutuações na previsão de carga e de disponibilidade de fontes intermitentes com duração superior a 15 minutos.

199. Sendo assim, nos termos da Alternativa 4, após a definição da programação diária obtida por meio do modelo de otimização de curtíssimo prazo DESSEN, os agentes habilitados para prestação de serviços ancilares devem apresentar propostas de preço e quantidade para redução de carga (resposta da demanda) e para a alteração ou manutenção de geração em função de variações na carga e na oferta primária de fontes renováveis. As propostas seriam apresentadas às 18 horas no dia anterior da operação (mercado *day-ahead*) e ao longo do dia de operação (mercado *intraday*). As ofertas de preço e quantidade para o serviço de Reserva Secundária ocorreria apenas no mercado *day-ahead*.

200. A Tabela 11 resume a proposta da Alternativa 4, que abarca as aplicações de armazenamento para serviços ancilares, descritas na Tabela 5.

Tabela 11: Descrição da Alternativa 4 – Mercado de serviços ancilares

De	Para	Competência	Normas afetadas
Prestação regulada de serviços ancilares	Mercado de serviços ancilares	<ul style="list-style-type: none"> • ANEEL 	<ul style="list-style-type: none"> • REN nº 697/2015 • REN nº 792/2017 • Procedimentos de Rede
Foco na remuneração do custo do gerador	Foco no custo de oportunidade e na minimização do ESS		
Redespacho com base em critério técnico/discrecional	Redespacho com base em critério econômico		
Decisão centralizada	Decisão descentralizada		

Fonte: Elaboração própria

8. AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

201. Para a avaliação das alternativas, primeiramente, faz-se necessário proceder uma **ACB Preliminar**¹ de modo a realizar um exercício de avaliação de impacto a partir da identificação de causa e efeito do problema, da análise de potencial impacto e de condições práticas para implantação de novas medidas. Os indicadores de uma ACB Preliminar são importantes para orientar uma seleção eficiente entre alternativas de

¹ Conforme definição do Guia Prática de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura elaborado pelo Ministério da Economia, o ACB Preliminar, ou ACB indicativa, utiliza dados paramétricos de custos e estimativas preliminares de demanda, obtidas da modelagem de rede, para computar indicadores de viabilidade preliminar. Sua principal característica é se basear em informações preliminares de custo e demanda, tipicamente paramétricas ou estimativas aproximadas, conforme disponíveis em etapa anterior à realização de levantamentos técnicos mais aprofundados do projeto.

infraestrutura, bem como priorizar as intervenções com maior retorno socioeconômico, a fim de direcionar recursos para estruturação de projetos. Nota-se, portanto, que a ACB é um processo iterativo que depende da disponibilidade de informações e do nível de maturidade do projeto no setor, razão pelo qual a ACB completa é requerida em momento oportuno.

202. As alternativas serão avaliadas sob os seguintes aspectos:

- a. Regulação;
- b. Custo *curtailment* x Custo alternativo;
- c. Análise qualitativa – *Five case model* (5CM); e
- d. Determinação dos impactos das medidas de mitigação do *curtailment*.

203. A análise qualitativa será realizada com base no modelo dos cinco casos (*Five Case Model* – 5CM) indicado pelo Ministério da Economia no Guia Prática de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura². O 5CM contempla uma análise multidimensional de medidas em análise, envolvendo a análise do projeto sob cinco dimensões, conforme apresentadas na Figura 6. Sua principal intenção é uniformizar o rito de concepção, detalhamento e estruturação de novos projetos/investimentos, respondendo a perguntas-chave estruturadas em formato padrão, de modo a explorar os aspectos relevantes para a consistência e qualidade da contratação, execução e operação.

Figura 6: *Five Case Model*



Fonte: Elaboração própria a partir de (ME, 2020)

²https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/guias-e-manuais/guia-acb-infraestrutura_vcp_2.pdf

8.1 Alternativa 1: Armazenamento de energia

8.1.1 Regulação

204. Da literatura explorada e exposta anteriormente, destaca-se as principais ações regulatórias que podem favorecer uma implantação mais rápida de sistemas de armazenamento de energia:

- a. Planejamento estratégico associado a um maior enfoque regulatório para as soluções;
- b. Desenvolvimento de sinais de mercado adequados;
- c. Remoção de barreiras regulatórias para a devida apropriação dos valores agregados pelos sistemas de armazenamento;
- d. Regulação e simplificação do processo de conexão;
- e. E garantia de compensação justa.

205. Systematicamente, as ações estão descritas na Figura abaixo.

Figura 7: Ações políticas e regulatórias para soluções em armazenamento



Fonte: Elaboração própria

8.1.2 Custo de *curtailment* x Custo alternativo

206. O desenvolvimento de tecnologias de armazenamento competitivas é requerido para a transição energética e elétrica, visando, sobretudo, uma maior inserção das fontes renováveis na matriz. Há forte expectativa de decréscimo do custo dessas tecnologias, ainda que com alguma variação entre os tipos de sistema, mas ainda não há um horizonte definido em que tais soluções possam integrar, de fato, as alternativas energéticas de minimização de custo sistêmico. Como pontuado anteriormente, tal movimento pode se

dar por meio de políticas públicas, reformas regulatórias e desenhos de mercado de modo a reduzir os custos por meio de eficiências de escala e aumento da concorrência.

207. Além do custo de instalação das tecnologias de armazenamento, é importante considerar o potencial do ciclo de vida de armazenamento de energia ao longo de sua vida útil. A Tabela a seguir mostra as referências internacionais das trajetórias e expectativas de custo, em USD/kWh, de algumas tecnologias.

Tabela 12: Custo de instalação por tecnologia de armazenamento, em USD/KWh

Tecnologia	Ano	Vida útil média (anos)	Ciclos médio (mil)	Pessimista	Referência	Otimista
Baterias Íon-Lítio ³	2016	6 – 20	2 – 9	945	600	268
	2030	10 – 31	3 – 17	395	254	113
Armazenamento Mecânico	2016	15 – 25	100 – 1000	6.000	3.000	1.500
	2030	23 – 38	151 – 1512	3.917	1.959	979
Usinas Reversíveis	2016	30 – 100	12 – 100	100	21	5
	2030	30 – 100	12 – 100	100	21	5

Fonte: (IRENA, 2017)

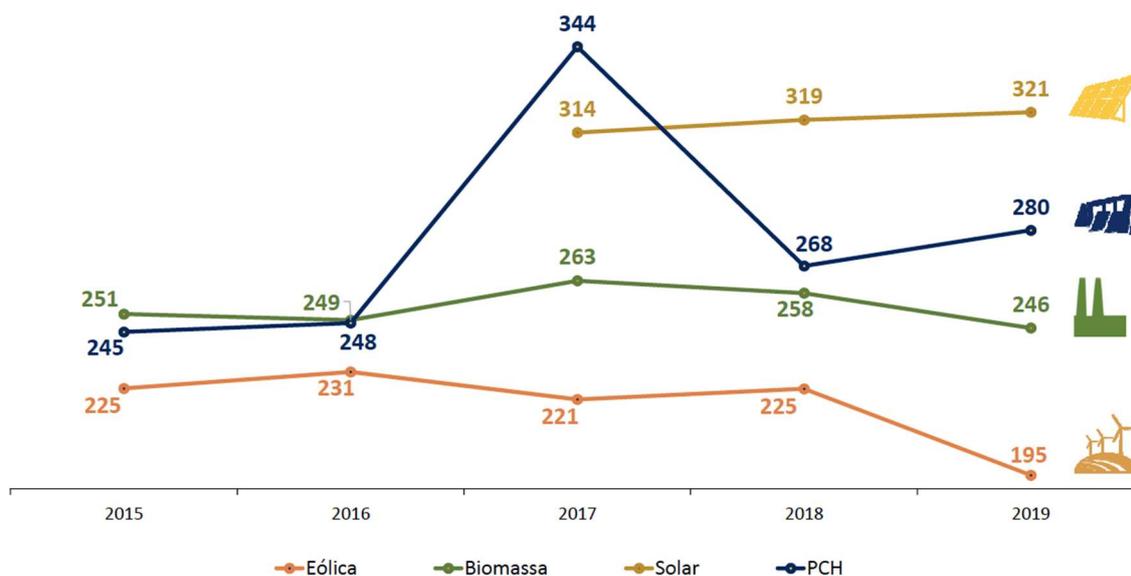
208. Os estudos levantados pela EPE, no relatório de Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 – Micro e Minigeração Distribuída & Baterias apontam um preço final, para 2020 no Brasil, de uma solução de armazenamento *turn-key* para fins comerciais ou residenciais na faixa de R\$ 4.500,00/kWh. E, considerando uma redução anual de 8,3% ao ano no preço, o preço estimado fica na faixa de R\$ 2.000/kWh em 2030.

209. Os valores levantados pela EPE foram rejeitados pela Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia (ABAQUE) por meio da publicação CARTA ABAQUE – OUTUBRO DE 2020, que informou que os valores dos sistemas de armazenamento atualmente comercializados no Brasil se situam no patamar de US\$ 380/kWh a US\$ 500/kWh, valor próximo a estimativa de preço adotada pela EPE para 2030.

210. Ademais, toma-se como referência o custo das fontes energéticas de GRV para o sistema, que consideram não só o preço médio dos leilões como também o efeito de despacho de usinas termelétricas, controle de frequência, repactuação do risco hidrológico e outros efeitos, extraído do estudo sobre custo da energia de fontes renováveis – 2015 a 2019, publicado em setembro de 2020 pela CCEE, sob demanda da ANEEL. A Figura 8 ilustra a trajetória de tais custos, indicando, para 2019, um custo de R\$ 195,00/MWh para a fonte eólica, R\$ 246,00/MWh para as térmicas a biomassa, R\$ 280,00/MWh para as PCHs e R\$ 321,00/MWh para a fonte solar fotovoltaica.

³ Média dos custos das tecnologias LFP, LTO, NCA e NMC.

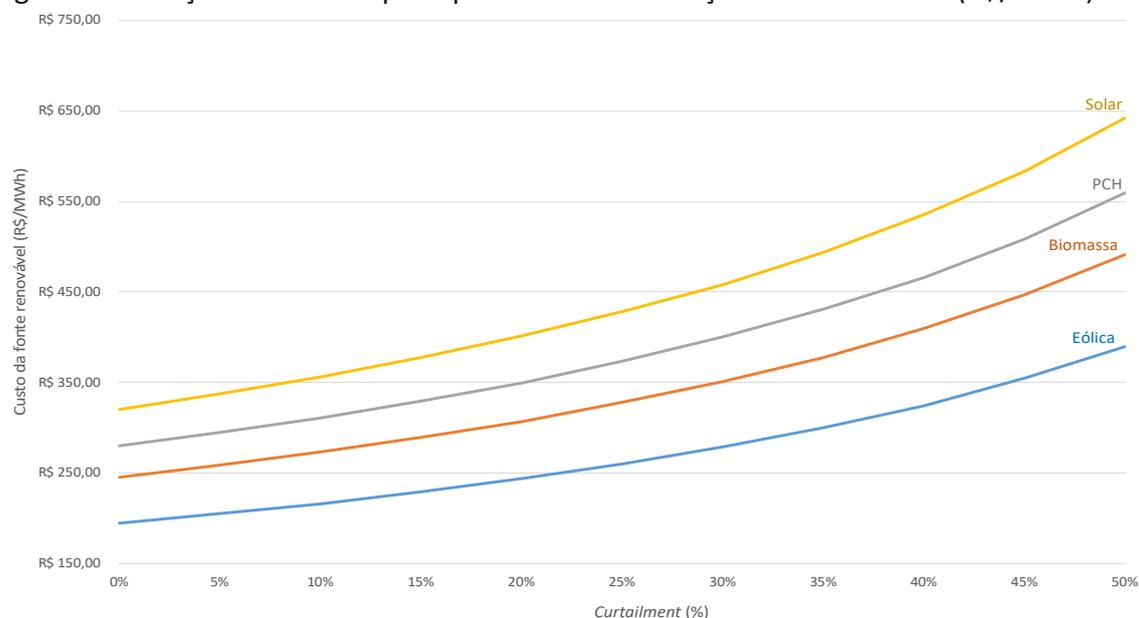
Figura 8: Evolução dos custos por tipo de fonte (R\$/MWh)



Fonte: (CCEE, 2020)

211. Pela Figura 9, e considerando a tendência de queda dos custos das fontes de GRV, especificamente a solar e a eólica, tornando-se cada vez mais competitivas, é notório que tais fontes devem ainda permanecer como recurso de geração de custo mais baixo em comparação aos custos de armazenamento, mesmo com *curtailments* em níveis bastante elevados.

Figura 9: Evolução dos custos por tipo de fonte em função do *curtailment* (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria

212. Ainda assim, deve-se avaliar o dimensionamento ideal dos recursos de GRV (e não isoladamente a GRV propriamente dita) frente às alternativas que agreguem capacidade ao sistema. Há, portanto, duas frentes para a análise do dimensionamento de GRV na matriz elétrica *vis-à-vis* o modelo operativo do sistema:

- *Energy-based*: em um processo de otimização do sistema *energy-based*, dimensiona-se os recursos de GRV para produzir uma determinada quantidade de energia necessária em um período de tempo e os recursos de armazenamento são então dimensionados visando deslocar a energia renovável para atender à carga.
- *Cost-based*: em um processo de otimização do sistema *cost-based*, aplica-se um processo de minimização de custos, com dimensionamento dos recursos de GRV e de armazenamento visando minimizar o custo total do sistema.

213. Em ambos os modelos, o armazenamento de energia é usado para deslocar a energia renovável de períodos de excesso de GRV para períodos mais deficitários. Contudo, na otimização *energy-based* observa-se um dimensionamento sazonal da alocação dos recursos. Considerando os patamares de custos de GRV e tecnologias de armazenamento no curto e médio prazo, uma otimização *cost-based*, como a utilizada no processo de planejamento energético no Brasil, tende a aumentar consideravelmente a capacidade de GRV e reduzir a capacidade de armazenamento. Em termos energéticos, essa otimização resulta em períodos bastante prolongados com excesso de GRV.

214. Diversas referências, já citadas anteriormente, buscam ainda analisar o custo-benefício de diferentes soluções de modo a endereçar a mitigação de *curtailment*. Em estudo que sugere a inclusão dos custos de *curtailments* nos modelos de despacho, os autores indicam que ignorar os custos de *curtailments* subestima potencialmente os investimentos para redução de *curtailments*. Isso porque a inclusão dos custos de *curtailment* no valor de armazenamento e cargas despacháveis aumenta significativamente o valor dessas infraestruturas para o sistema, dependendo do custo de redução e do nível de penetração da energia eólica (T. Niet, 2018).

Tabela 13: Avaliação da Alternativa 1 – *Five-case model*

	Questão	Resposta	Justificativa
1	Há necessidade estratégica para o projeto?	Sim	Com a evolução das tecnologias de armazenamento e sua consequente competitividade comercial, também impulsionada pelo mercado de veículos elétricos, as soluções de armazenamento são disruptivas e devem compor o planejamento integrado do setor energético.
2	O projeto é desejável do ponto de vista socioeconômico?	Sim	As soluções de armazenamento possuem diversas aplicações capazes de prover segurança sistêmica, incluindo as requeridas por uma matriz elétrica predominantemente renovável. Um dos principais impulsionadores do crescimento para as soluções de armazenamento tem sido a agregação desses ativos com instalações de produção de energia renovável.
3	O projeto é viável comercialmente?	Sim	A viabilidade comercial depende da solução de armazenamento empregada, da aplicação proposta (energética, capacidade, ancilar e serviços adicionais) e dos mecanismos de remuneração. Entretanto, o armazenamento

			continua sendo uma tecnologia em estágio inicial, presente apenas em alguns mercados importantes e fortemente dependente de políticas públicas. ⁴
4	O projeto é financeiramente sustentável?	Sim	A sustentabilidade financeira depende da aplicação proposta, dos mecanismos de remuneração, do desenho de mercado, mecanismos de contratação e arcabouço regulatório.
5	Há condições práticas para implementar o projeto?	Sim	Uma regulamentação inovadora que reconheça os valores agregados (capacidade, flexibilidade, serviços ancilares, entre outros), e não somente os custos, das soluções de armazenamento pode favorecer a implementação dos projetos e, inclusive, acelerar o processo de redução de custos das tecnologias.

Fonte: Elaboração própria

8.1.3 Mitigação de *curtailment*

215. A mitigação do *curtailment* de fontes renováveis pode ser temporal, espacial e de escopo. Em geral, a expansão de capacidade de armazenamento visa mitigar *curtailment* em escala temporal, a princípio antevista para um mesmo subsistema, a qual pode ser sazonal ou diária/horária, a depender da tomada de decisão e do modelo de otimização para alocação e dimensionamento dos recursos não programados e programados. Para tanto, é necessário também avaliar o tempo de descarga das tecnologias de armazenamento.

Figura 10: Serviços das tecnologias de armazenamento em razão do tempo de descarga



Fonte: Elaboração própria

116. A Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL, de 10/09/2020, disponibilizada no âmbito da Tomada de Subsídios nº 011/2020, sintetiza a combinação entre as diversas tecnologias e os potenciais serviços a serem prestados ao setor elétrico, por segmento (mercado atacadista, operação do sistema, operação de rede e consumo). Aqui, os serviços adicionais à mitigação de *curtailment* são resumidos aos que podem ser

⁴ IRENA (2019) apresenta diversos estudos de casos de diferentes aplicações de sistemas de armazenamento em baterias em larga escala. Por exemplo, na Austrália a aplicação reconhece o serviço e regulação de frequência e capacidade de energia firme; na Itália, a aplicação visa a redução de *curtailment* e a postergação de investimentos na rede; no Japão, a aplicação fornecer capacidade de energia firme, redução de *curtailments* e prestação de serviços ancilares.

disponibilizados pelas tecnologias e que apoiam diretamente a integração de GRV⁵. O serviço off-grid, por sua vez, refere-se à aplicabilidade da solução externa ao setor elétrico, mas que ainda pode apoiar a integração de GRV no sistema, por exemplo, ao uso de veículos elétricos, aquecimento e hidrogênio.

117. A Tabela 14 sumariza as características, por categoria de solução de armazenamento⁶, incluindo o critério para análise de viabilidade econômica, o qual deve-se pautar na comparação de custo evitado e incremental e no valor adicionado às soluções de armazenamento de energia em virtude da gama de serviços potenciais.

Tabela 14: Soluções de armazenamento para mitigação de *curtailment*

Categoria Tecnologia	Evolução tecnológica⁷	Mitigação Curtailment⁸	Serviços para GRVs
Baterias	Aplicação comercial	<ul style="list-style-type: none"> • Programado e não programado • Curto e médio prazo 	<ul style="list-style-type: none"> • Arbitragem de preço • Capacidade • Flexibilidade • Confiabilidade • Armazenamento distribuído • <i>Off-grid</i> • Resposta da demanda
Armazenamento térmico	Aplicação comercial	<ul style="list-style-type: none"> • Programado e não programado • Curto e médio prazo 	<ul style="list-style-type: none"> • Arbitragem de preço • Capacidade • Confiabilidade • Resposta da demanda
Armazenamento mecânico (<i>flywheels</i>) ⁹	Aplicação comercial	<ul style="list-style-type: none"> • Programado • Curto prazo 	<ul style="list-style-type: none"> • Confiabilidade
Hidrogênio	Desenvolvimento	<ul style="list-style-type: none"> • Programado e não programado • Curto, médio e longo prazo (semanas) 	<ul style="list-style-type: none"> • Arbitragem de preço • Capacidade • Flexibilidade • Confiabilidade • Armazenamento distribuído • <i>Off-grid</i>
Hidrelétricas com reservatórios de acumulação	Maturidade tecnológica	<ul style="list-style-type: none"> • Programado e não programado • Sazonal 	<ul style="list-style-type: none"> • Arbitragem de preço • Capacidade • Flexibilidade Confiabilidade
Hidrelétricas Reversíveis	Maturidade tecnológica	<ul style="list-style-type: none"> • Programado e Não Programado • Curto e médio prazo 	<ul style="list-style-type: none"> • Arbitragem de preço • Capacidade • Flexibilidade • Confiabilidade

Fonte: Elaboração própria

⁵ IRENA (2017): Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.

⁶ Como já bastante explorado, para uma mesma categoria, há diversas tecnologias. Contudo, com o intuito de mapear as possibilidades para mitigação de *curtailment* bem como os serviços agregadores, considera-se as características das principais tecnologias por categoria.

⁷ IEA (2014): Technology Roadmap – Energy storage; IVA (2016): Energy Storage – Electricity storage technologies.

⁸ WEC (2019): Energy Storage Monitor: Latest trends in energy storage

⁹ *Flywheels* são dispositivos mecânicos que giram em alta velocidade, armazenando eletricidade como energia rotacional. Esta energia é posteriormente liberada, com alta potência e curta duração.

8.2 Alternativa 2: Contratação de flexibilidade e de capacidade

8.2.1 Regulação

118. O problema de decisão para mitigação de desequilíbrio entre oferta e demanda no longo prazo consistiria em expandir os recursos disponíveis da melhor forma a se fazer frente ao crescimento da carga, considerando, sistematicamente, a volatilidade da tanto da carga quanto das GRVs. Sendo assim, a mitigação do risco de *curtailment* demandaria a implantação de maior flexibilidade sistêmica para compensação da intermitência das GRVs, o que pode ser alcançado pelo aumento da resposta da demanda ou pela contratação de solução de suprimento e de reserva de capacidade de geração despachável e complementar com as GRVs.

119. No contexto brasileiro, do ponto de vista do planejamento, a EPE tem realizado diversos estudos que tratam do tema:

- Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-025/2017-r0 Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas (EPE, 2017);
- Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0 Usinas Híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento (EPE, 2018);
- Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-067/2018-r0 Flexibilidade e Capacidade: conceitos para incorporação de atributos ao planejamento (EPE, 2018);
- Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-022/2019-r0 Resposta da Demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético (EPE, 2019).

120. Ademais, pela primeira vez, o PDE 2029 apresentou uma análise sobre os requisitos de flexibilidade operativa¹⁰ considerando a expansão de referência. Trata-se de uma forma alternativa de modular a demanda, analisando os perfis horários de consumo de energia elétrica de cada classe por faixa de tensão (EPE, 2020).

121. A metodologia utilizada no PDE 2029 para a estimativa dos requisitos de flexibilidade inicia com a estimativa da demanda líquida probabilística, em escala horária, considerando diferentes amostras de curvas de demanda e de GRVs. O foco dessa abordagem reside no cálculo e na avaliação da variação destas cargas líquidas entre os intervalos de tempo desejados (rampas de carga). De posse da distribuição das rampas, é possível estimar o montante de oferta com tempo de resposta menor ou igual ao intervalo definido que o sistema deve ter para atender aos requisitos de variação, sob um determinado critério de risco. Ao se analisar as rampas em diferentes agrupamentos temporais, é possível identificar padrões de comportamento que indiquem as soluções tecnológicas para suprir eventual escassez de atributos energéticos.

¹⁰ Dada a magnitude do problema matemático resolvido pelo NEWAVE, para que o mesmo seja tratável computacionalmente, a EPE não considera diretamente o efeito da geração não controlável, optando por abatê-la da demanda bruta e trabalhar somente com a demanda líquida. Com isso, torna-se necessário a análise adicional sobre os requisitos de flexibilidade operativa.

122. A avaliação do perfil da distribuição de rampa permite ainda que se verifique o quanto a introdução da GRV altera os requisitos de flexibilidade do sistema. Adicionalmente, a EPE destaca que as análises de rampa podem ser separadas em dois grandes grupos: rampas em escala de tempo maior que o intervalo entre os comandos de despachos praticados pelo ONS e rampa em escala de tempo menor que o intervalo entre comandos de despacho. Nesse caso, mecanismos automáticos devem existir para que o atendimento dos requisitos seja viável. A flexibilidade necessária para esse segundo grupo deve compor os requisitos de reserva operativa do sistema.

123. A questão também tem sido abordada pelo Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico (GT Modernização), tanto no tema de inserção de novas tecnologias quanto no de expansão do setor elétrico. Sendo assim, e, seu relatório final, o GT Modernização pontua que o requisito de flexibilidade sistêmica pode ser atendido como um sub-produto da correta sinalização da necessidade quanto aos requisitos de energia e capacidade de potência. No entanto, reconhece-se que, à medida que haja avanços na representação dos modelos de otimização energética e na qualidade de dados que permitam aferir de forma precisa a escassez de flexibilidade para expansão do sistema, naturalmente os critérios devem evoluir para que sejam incorporadas novas métricas associadas a este atributo (MME, 2019).

124. No contexto de novas tecnologias, o GT Modernização entende que a resposta da demanda deve ser mais bem explorada, para incentivar o consumo nos momentos de abundância de geração e reduzi-lo quando houver restrição dos recursos naturais. Também se reconhece que essa é uma forma de reduzir o *curtailment* das renováveis, otimizar a infraestrutura existente e garantir o atendimento de capacidade sem o acionamento de termelétricas caras.

125. No que se refere à regulação, por meio da Consulta Pública nº 014/2019 a ANEEL iniciou a discussão sobre o estabelecimento de usinas híbridas ou associadas. A proposta buscou reconhecer a complementariedade entre diferentes fontes de geração, para que façam uso de recursos de armazenamento para otimizar perfil de geração e de uso do sistema. Em continuidade a essa discussão, em outubro de 2020, a ANEEL instaurou Consulta Pública nº 061/2020 para obter acerca do tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. O Relatório de AIR em análise na consulta pública trata, entre outros diversos aspectos, do corte automático de geração dessas usinas.

126. A Agenda Regulatória da ANEEL também prevê a conclusão, até o segundo semestre de 2020, da regulação do projeto de resposta da demanda. A Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL (ANEEL, 2019) propõe aprimoramentos ao programa piloto atualmente vigente, no sentido de flexibilizar o requisito de conexão à rede de supervisão do ONS, permitir a participação de consumidores de todo o SIN, possibilidade de o agregador de cargas dos consumidores representa-los para fins de contabilização e liquidação na CCEE, oferecer duas opções de método de cálculo da linha base de consumo, incluir um produto com pagamento fixo pela disponibilidade e permitir que os recursos de reposta da demanda compitam com as usinas termelétricas na prestação de serviços ancilares.

8.2.2 Custo de *curtailment* x Custo alternativo

127. Além da identificação da causa do *curtailment*, a identificação de sua duração e frequência também podem auxiliar na avaliação de medidas ótimas para sua mitigação e operação. Os níveis de discretização temporal, em conjunto com a análise de carga e geração, são cruciais para avaliações de flexibilidade requerida pelo sistema.

128. Por exemplo, em avaliações mensais, a alocação de recursos hídricos tem grande importância no contexto brasileiro. Conformações de portfólio entre fontes e projetos híbridos, com e sem armazenamento, também podem atender as variações de carga e geração em períodos sazonais.

129. Ademais, uma análise simplificada que indique, por exemplo, uma maior economia de custo de combustível frente aos custos incrementais associados à uma maior penetração de GRV e que não leva em consideração as implicações do equilíbrio de todos os custos relacionados em um sistema mais flexível, pode fazer com que as decisões de investimento de longo prazo sejam sub-ótimas (IRENA, 2017). Por essa razão, como bem pontuado pela Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-067/2018-r0, a avaliação do custo-benefício da flexibilidade deve ser feita sempre de forma sistêmica, e não individual:

“Diferentemente da capacidade, nem todas as tecnologias contribuem positivamente para atender aos requisitos de flexibilidade do sistema. Identifica-se que algumas fontes, quando analisadas isoladamente, possuem atributos que promovem flexibilidade para atender aos requisitos do sistema – e outras não. Cabe ressaltar que os requisitos de flexibilidade do sistema devem ser determinados através de análises que capturem comportamento conjunto de carga e geração, uma vez que mesmo fontes que não podem ter seu nível de produção controlado diretamente podem reduzir os requisitos de flexibilidade do sistema – por exemplo, no caso em que rampas de carga coincidem com rampas de fontes renováveis não controláveis.

Avaliar os requisitos de flexibilidade capturando o comportamento conjunto de carga e geração permite identificar que, conforme ilustrado neste exemplo, mesmo as fontes não diretamente controláveis podem reduzir os requisitos sistêmicos de flexibilidade, reduzindo a necessidade de adições de capacidade de tecnologias que contribuam ativamente para atender a estes requisitos. Constatase assim que a avaliação de flexibilidade deve ser feita de forma sistêmica, e não individual.”

130. Por outro lado, a Nota Técnica reconhece a ausência de ferramenta computacional com discretização temporal suficiente para análise conjunta dos requisitos de capacidade e flexibilidade com a otimização do despacho. Com isso, não são avaliados com rigor os picos de demanda instantânea e as variações entre horas.

131. De toda forma, garantir a flexibilidade do sistema inevitavelmente requer uma alternativa que complemente a variabilidade das GRVs da maneira mais econômica.

132. Conforme a participação das GRVs no sistema aumenta, os custos associados à flexibilidade limitada das usinas – incluindo o custo de oportunidade de não despachar usinas inflexíveis menos caras em favor de despachar geradores mais flexíveis, porém

mais caros – podem aumentar. Assim, a não viabilização de um sistema flexível pode implicar em *curtailments* excessivos das GRVs e, portanto, comprometer a eficiência do uso das fontes. O planejamento de longo prazo para a expansão da matriz elétrica deve direcionar ações para projetos de sistemas de energia flexíveis, a fim de evitar que as usinas inflexíveis existentes, sobretudo em um cenário de liberação de mercado, venham a ter custos irrecuperáveis.

133. No que diz respeito à remuneração, a proposta de contratação de solução de suprimento e de reserva de capacidade por meio de contratos de longo prazo assegura a recuperação dos investimentos necessários.

Tabela 15: Avaliação da Alternativa 2 – *Five-case model*

	Questão	Resposta	Justificativa
1	Há necessidade estratégica para o projeto?	Sim	Esta alternativa aglutina medidas que concorrem para a acomodação de uma taxa elevada de penetração de GRVs, ao mesmo tempo em que ela busca preservar a segurança sistêmica.
2	O projeto é desejável do ponto de vista socioeconômico?	Sim	A contratação de solução de suprimento e de reserva de capacidade despachável é capaz de prover segurança sistêmica, incluindo as requeridas por uma matriz elétrica predominantemente renovável.
3	O projeto é viável comercialmente?	Sim	A viabilidade comercial seria assegurada por meio de contratos de médio e longo prazo na modalidade de solução de suprimento ou de reserva de capacidade
4	O projeto é financeiramente sustentável?	Sim	A sustentabilidade financeira depende da aplicação proposta, dos mecanismos de remuneração, do desenho de mercado, mecanismos de contratação e arcabouço regulatório.
5	Há condições práticas para implementar o projeto?	Sim	Um planejamento de longo prazo que vise uma matriz flexível associado a uma regulamentação inovadora que reconheça os valores agregados dos atributos e serviços podem favorecer a implementação dos projetos e, inclusive, acelerar o processo de redução de custos das tecnologias.

Fonte: Elaboração própria

8.2.2 Mitigação de *curtailment*

134. Dentre os requisitos de mitigação do *curtailment* de fontes renováveis – temporal, espacial e de escopo – a contratação de flexibilidade e de reserva de capacidade visa mitigar *curtailment* por meio da arbitragem de escopo, sendo mais aderente para a redução de *curtailment* por razão energética e elétrica de maior duração (reserva secundária).

135. A Tabela 16 sumariza as características, por categoria de solução de flexibilidade, excluindo o critério para análise de viabilidade econômica, o qual deve-se pautar no equilíbrio dos custos e benefícios sistêmicos.

Tabela 16: Soluções de flexibilidade para mitigação de *curtailment*

Categoria	Tecnologia	Mitigação Curtailment	Serviços para GRVs
Contrato de solução de suprimento	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrelétricas com reservatórios de acumulação • Termelétricas • Usinas Híbridas • Portfólio de usinas 	<ul style="list-style-type: none"> - Programado e Não Programado - Curto e médio prazo e sazonal 	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidade - Arbitragem - Confiabilidade
Reserva de Capacidade	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrelétricas reversíveis • Termelétricas de rampa rápida • Sistemas de Armazenamento • Resposta da demanda 	<ul style="list-style-type: none"> - Programado e Não Programado - Curto e médio prazo e sazonal 	<ul style="list-style-type: none"> - Arbitragem - Armazenamento distribuído - <i>Off-grid</i>

Fonte: Elaboração própria

8.3 Alternativa 3: Flexibilidade da transmissão

8.3.1 Regulação

136. Em escala mundial, a bibliografia especializada aponta a ampliação e aumento da flexibilidade das redes de transmissão como medidas eficazes de mitigação de *curtailments*, ainda que demande vultosos investimentos. A eficácia é maior nos casos de regiões onde a penetração das GRVs ocorre em uma taxa maior do que a do crescimento da demanda, tendo o excesso de oferta também suplantado a capacidade de exportação da rede de transmissão.

137. O planejamento de longo prazo neste caso tem papel fundamental para estabelecer as diretrizes de capacidade e localização para a adequada expansão da transmissão e da geração. Por um lado, uma rede de transmissão robusta e extensa permite que um sistema se beneficie da suavização da variabilidade de GRVs de locais geograficamente dispersos, o que requer equilíbrio de geração em grandes áreas. Por outro lado, se a expansão das GRVs exigir o desenvolvimento de linhas de transmissão de alta tensão demasiadamente longas, há também os desafios relacionados ao controle de tensão (IRENA, 2017).

138. A elaboração dos estudos de expansão da transmissão no Brasil, no horizonte decenal, é realizada pela EPE no âmbito do PDE, a partir das projeções de evolução da carga elétrica e da expansão de referência de geração. O estudo inicial da rede elétrica compreende análise de desempenho em regime permanente nos diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência em condição normal e em contingência não simultânea dos elementos da rede. São também realizados estudos prospectivos para antecipação do sistema de transmissão ou implantação de reforços estruturantes para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis e/ou outras fontes estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia.

139. Dentre os principais desafios do processo de aprimoramento do planejamento da expansão da transmissão destacados no PDE 2029, aponta-se a necessária coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão, no sentido de representar mais adequadamente as novas tecnologias, considerando uma crescente variedade de cenários operativos. Essa questão envolve não apenas a modelagem de GRVs, mas também de redes elétricas inteligentes e de dispositivos de FACTS e DLR.

140. A questão também tem sido abordada pelo Grupo de Trabalho – GT de Modernização do Setor Elétrico, o qual indicou, em seu relatório final de Inserção de Novas Tecnologias, a expansão contínua do sistema de transmissão visando prover o sistema elétrico não só com capacidade de escoamento e intercâmbio, mas também de flexibilidade e controlabilidade¹¹ mediante os dispositivos FACTS e elos de corrente contínua (HVDC). Ademais, o GT também indica que as dificuldades socioambientais e fundiárias para a expansão do sistema de transmissão acabam por resultar em um planejamento da rede considerando alternativas de troncos de transmissão com capacidades operativas cada vez mais elevadas.

141. No que diz respeito à remuneração, também é improvável, e desnecessário, que os investimentos em transmissão sejam viabilizados exclusivamente para aplicação em mitigação de *curtailments*. O desenvolvimento de inovação das redes de transmissão é, inclusive, requerido concomitantemente às alternativas de armazenamento e flexibilidade. Por exemplo, a flexibilidade da rede pode atuar como uma ponte para a flexibilidade abordada pela Alternativa 2. Um sistema com alta flexibilidade de fornecimento pode ter dificuldades em integrar grandes parcelas de GRV devido a problemas de congestionamento; a exemplo de um sistema com altas parcelas de energia hidrelétrica que pode ter grande parte de sua flexibilidade hídrica bloqueada se não houver capacidade de transmissão suficiente para conectar áreas com alta GRV às áreas com alta capacidade hidrológica turbinável.

8.3.2 Custo de *curtailment* x Custo alternativo

142. Similarmente à análise de tecnologias de armazenamento, a decisão pela inserção de novas tecnologias no sistema de transmissão também deve sempre considerar o grau de maturidade da tecnologia no mercado mundial, bem como os custos envolvidos.

143. Dado que o investimento em geração muitas vezes tem implicações de custo em termos absolutos mais altas do que a transmissão, a abordagem sequencial de primeiro se definir o portfólio de geração, para depois a capacidade de transmissão ideal para esse portfólio, é, em princípio, lógica, e frequentemente praticada. No entanto, se a especificidade do local dos recursos de GRV exigir expansão adicional da transmissão sem que essa tenha sido vislumbrada, e precificada, ainda na etapa de planejamento de longo prazo, a estratégia inicial pode resultar em alocação de investimentos sub-ótima.

144. De fato, a otimização da expansão do sistema elétrico depende de uma interação complexa e dinâmica entre geração e transmissão, a qual não é completamente capitaneada pelos modelos de planejamento no setor elétrico brasileiro. Há ações

¹¹ Controles avançados visam melhorar a comunicação entre os elementos do sistema que permite, por exemplo, controle automatizado de geradores, ativação automática de resposta de demanda ou controle de fluxo de potência avançado.

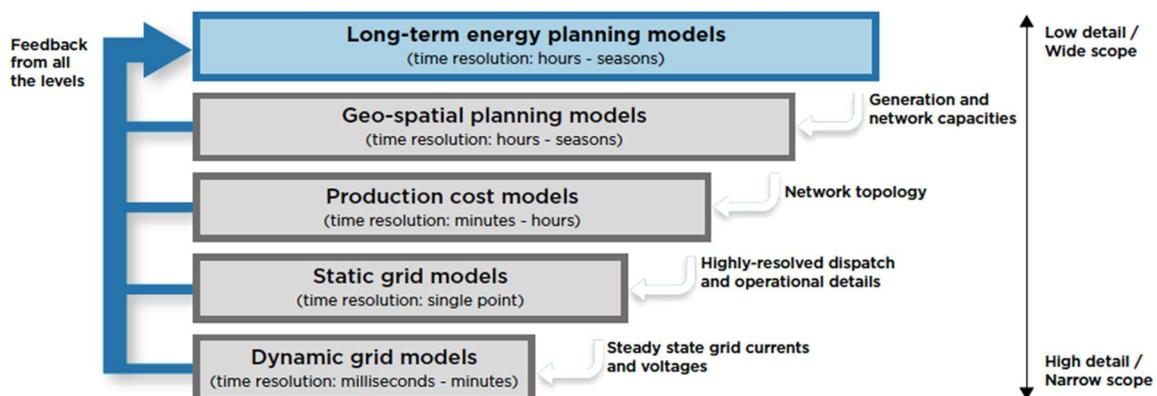
pontuais exógenas aos modelos de expansão. Por exemplo, para empreendimentos com atraso de obras ou não implantação das instalações, o PDE 2029 apresenta análise específica para os projetos de modo a definir a melhor solução (relicitação, não implantação ou recomendação de reforços). São também realizados estudos prospectivos para antecipação do sistema de transmissão ou implantação de reforços estruturantes para a integração das GRVs e outras fontes estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia.

145. Como consequência dessa expansão não otimizada, há a perspectiva de que os custos de transmissão cresçam de maneira muito acelerada, não correspondendo diretamente ao aumento de demanda. Em análise, no período decenal há a indicação que a demanda de eletricidade cresça a 3,8% a.a. (EPE, 2019). E, a partir do cálculo da Receita Anual Permitida (RAP) prospectiva para cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) disponibilizado pela ANEEL no processo de homologação da TUST para o ciclo 2019-2020¹², há a indicação que os gastos com transmissão aumentem 42% até 2027, contra um crescimento acumulado de demanda, bastante otimista, para o mesmo período da ordem de 30% (ANEEL, 2020).

146. Ainda assim, reconhece-se a necessidade de se avaliar o *trade-off* econômico entre o investimento na capacidade de transmissão e a qualidade dos recursos de geração que estão sendo alocados. Ou seja, pode haver momentos em que o custo da nova capacidade de transmissão, ou o aumento do congestionamento das redes em decorrência da capacidade existente, acaba por superar o benefício de um recurso de GRV, isso em detrimento de uma alocação ótima de fontes e recursos.

147. Conforme sugerido por (IRENA, 2017), implementar um ciclo de *feedback* entre os estágios de planejamento pode indicar soluções de melhor custo-benefício.

Figura 11: Etapas do processo de planejamento com *feedback*



Fonte: IRENA (2017)

¹² RAP prospectiva para o ciclo 2019-2020 de R\$ 22,2 bilhões e, para o ciclo 2026-2027 de R\$ 31,3 bilhões.

Tabela 17: Avaliação da Alternativa 3 – *Five-case model*

	Questão	Resposta	Justificativa
1	Há necessidade estratégica para o projeto?	Sim	Esta alternativa aglutina medidas que concorrem para a acomodação de uma taxa elevada de penetração de GRVs, bem como recursos energéticos distribuídos. Também atende o crescimento da demanda e garante maior flexibilidade e segurança sistêmica.
2	O projeto é desejável do ponto de vista socioeconômico?	Sim	A transmissão permite a universalização de acesso à energia elétrica, uma maior penetração de GRVs e novas tecnologias. Os investimentos podem ser otimizados considerando a expansão contínua do sistema de transmissão no setor elétrico brasileiro.
3	O projeto é viável comercialmente?	Sim	A atividade de transmissão é exercida mediante concessão de serviço público, precedida de licitação na modalidade de leilão pela qual os vencedores são definidos com base na menor Receita Anual Permitida (RAP) solicitada como contrapartida pela construção, operação e manutenção das instalações de transmissão. A RAP é arrecadada mediante a cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) aos geradores e consumidores usuários do SIN.
4	O projeto é financeiramente sustentável?	Sim	A atividade de transmissão é regulada economicamente, sob o regime <i>revenue-cap</i> . As receitas estabelecidas nos leilões são reajustadas anualmente. As ampliações e reforços são determinados pelo planejamento, mas as instalações fazem jus à contrapartida de receita adicional.
5	Há condições práticas para implementar o projeto?	Sim	Um planejamento de longo prazo que vise uma matriz flexível associado a uma regulamentação inovadora que reconheça os valores agregados dos atributos e serviços de transmissão podem favorecer a implementação dos projetos e, inclusive, acelerar o processo de redução de custos das novas tecnologias agregadoras de flexibilidade e controlabilidade.

Fonte: Elaboração própria

8.3.3 Mitigação de *curtailment*

148. Dentre os requisitos de mitigação do *curtailment* de fontes renováveis – temporal, espacial e de escopo – as contribuições da transmissão à mitigação de *curtailments* se dão em escala espacial, a princípio antevistas para subsistemas distintos. Ela tem sido privilegiada quando se identifica com clareza corredores congestionados conectando uma zona com excesso de oferta de GRVs a uma outra com excesso de demanda.

149. Recorde-se a possibilidade de que venha a ser necessário conjugar as Alternativas 1 e 3, com a mitigação de *curtailment* nas dimensões de arbitragem espacial e temporal,

ou ainda as Alternativas 2 e 3, com a mitigação de *curtailment* nas dimensões de arbitragem espacial e de escopo. No primeiro caso, a conexão entre as zonas de oferta excedente e demanda excedente seria intermediada por um sistema de armazenamento centralizado. No segundo caso, as medidas de flexibilidade só podem ser plenamente operadas mediante a combinação de reserva de capacidade de geração e de transmissão.

150. Como mencionado anteriormente, considerando a dimensão custo, talvez seja possível hierarquizar as medidas desta alternativa na ordem:

- a. Classificação dinâmica (DLR) de linhas;
- b. Reforços de elos e instalação de FACTS;
- c. Expansão da rede.

8.4 Alternativa 4: Mercado de serviços ancilares e resposta da demanda

8.4.1 Regulação

151. A criação de um mercado de serviços ancilares e resposta da demanda para a precificação e negociação de direitos e obrigações emergentes do corte de geração (*curtailment*) ou da carga (*outage*) é uma medida apontada pela literatura para lidar com o problema residual do *curtailment*, que não poderia ser completamente evitado sem custos proibitivos. Assim, as alternativas de mercado supracitadas seriam iniciativas complementares, de modo a tratar o problema residual de *curtailments*.

152. A insipiência do mercado de serviços ancilares brasileiro tem sido abordada pelo GT Modernização, que reconhece, em seu relatório final, a importância destes serviços para o sistema elétrico, sobretudo no contexto de transição da matriz elétrica e crescimento da participação de GRVs, influenciando não somente na quantidade, mas também no tipo de serviço requerido.

153. A Consulta Pública MME nº 33 propôs a aquisição de serviços ancilares por mecanismos competitivos, conforme consta do art. 7º da minuta do projeto de Lei.

154. No que se refere à regulação, por meio da Tomada de Subsídios nº 006/2019, a ANEEL deu início à discussão para o aprimoramento da Resolução Normativa nº 697/2015, que regulamenta a prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN. A discussão tem por objetivo aumentar o incentivo à prestação dos serviços ancilares com qualidade, identificar os custos da prestação e alocá-los eficientemente. A agenda regulatória da ANEEL prevê a conclusão da discussão no segundo semestre de 2020.

155. Sobre medidas de mercado aplicadas à mitigação ou operação de *curtailments*, a matéria ainda está em discussão no âmbito da Consulta Pública nº 045/2019, que visa estabelecer critérios operativos para redução ou limitação de geração despachada para atendimento à carga do ANEEL. A ANEEL apresentou três alternativas de intervenção regulatória:

- a. Não regular a matéria;

- b. Indicação de conjuntos de usinas para redução/limitação da geração, com observância de critério econômico e distribuição dos efeitos comerciais; e
- c. Alocação da redução ou limitação de geração de maneira proporcional e linear entre toda as usinas passíveis, com observância parcial de racionalidade econômica e distribuição dos efeitos comerciais.

156. A Alternativa “b” foi indicada como preferível.

157. Por sua vez, também ainda em discussão, a Audiência Pública nº 034/2019 foi instaurada para tratar do aprimoramento de normas referentes aos procedimentos e critérios para apuração da restrição de operação por *constrained-off* de usinas eólicas. Atualmente apenas usinas térmicas com CVU não nulo e despachadas ou programadas centralizadamente (IA ou IIA) possuem os custos provenientes de *constrained-off* (elétrico ou energético) recuperados via encargos pagos pelos consumidores na proporção do seu consumo. A análise das situações de *constrained-off* de usinas solares e hidrelétricas estão previstas na Agenda Regulatória da ANEEL 2020/2021.

158. A Resolução Normativa nº 792, de 28 de novembro de 2017, estabeleceu os critérios e as condições do Programa Piloto de Resposta da Demanda, o qual inclui consumidores parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei no 13.182/2015, conectados na rede de supervisão do ONS e localizados nos subsistemas Norte e Nordeste e tem vigência até 27 de junho de 2021.

159. Na Audiência Pública nº 059/2018, a ANEEL vem discutindo aprimoramentos ao modelo de tarifação de consumidores de baixa tensão. Essa regulamentação, associada à instalação de medidores inteligentes, é fundamental para maior precisão da estrutura tarifária e amplitude dos benefícios a serem percebidos pelo sistema e pelos consumidores. E, para 2021, já está previsto o início da operação comercial do preço do mercado de curto prazo em patamar horário.

8.4.2 Custo de *curtailment* x Custo alternativo

160. As medidas de mitigação de *curtailment* via mercado de serviços ancilares e resposta da demanda buscam alocar os custos ou riscos entre os *stakeholders*, com remuneração considerando tanto a disponibilização do recurso quanto sua ativação, quando necessária.

161. O critério econômico mediante preços de curto prazo de energia elétrica negativos, sobretudo em um cenário de maior liberalização do mercado e com despacho por oferta com preço horário, também pode possibilitar que os geradores ajustem suas ofertas a partir dos sinais do mercado de energia elétrica.

Tabela 18: Avaliação da Alternativa 4 – *Five-case model*

	Questão	Resposta	Justificativa
1	Há necessidade estratégica para o projeto?	Sim	Esta alternativa aglutina medidas que concorrem para a acomodação de uma taxa elevada de penetração de GRVs.
2	O projeto é desejável do ponto de vista socioeconômico?	Sim	As soluções via mercado podem requerer uma menor intervenção regulatória e evitar que determinados riscos e custos recaiam sobre o consumidor. Também permite uma maior penetração de GRVs na matriz elétrica.
3	O projeto é viável comercialmente?	Sim	A viabilidade comercial aplica-se ao conceito de serviços ancilares, os quais são atributos comercializáveis no mercado de energia elétrica.
4	O projeto é financeiramente sustentável?	Sim	A sustentabilidade financeira depende da aplicação proposta, dos mecanismos de remuneração, do desenho de mercado, mecanismos de contratação e arcabouço regulatório.
5	Há condições práticas para implementar o projeto?	Sim	Um planejamento de longo prazo que vise uma matriz flexível associado a uma regulamentação econômica inovadora que reconheça os valores agregados dos atributos e serviços podem favorecer a implementação de diversos mecanismos de mercado.

Fonte: Elaboração própria

8.4.3 Mitigação de *curtailment*

162. As contribuições das soluções do mercado de serviços ancilares e resposta da demanda à mitigação do *curtailment* de GRVs são acessórias às contribuições das demais alternativas.

163. Cabe destacar que, antes de qualquer medida estrutural ou de mercado faz-se necessário um esforço pela quantificação dos efeitos a serem considerados. Para tanto, a conceituação de ocorrências de *curtailments* em relação à alocação dos empreendimentos no sistema interligado nacional (fonte, titulação de despacho, custo de redução/limitação, condições) precisam ser conhecidas.

164. Por exemplo, em virtude de problemas de escoamento por razão de antecipação de entrada em operação comercial de empreendimentos do mercado regulado, poderia as regras de mercado imputar risco ou receita adicional aos geradores conectados à rede em decorrência de interferência não prevista e permitida regulatoriamente?

9. ANÁLISE DE RISCO

165. Os riscos com efeitos negativos (sinistro) da implantação das alternativas de intervenção regulatória apresentadas podem ser classificados qualitativamente a partir de critérios de probabilidade e impacto, conforme especificados nas Tabelas 19 e 20.

Tabela 19: Escala de probabilidade do risco

Probabilidade	Descrição da probabilidade, desconsiderando os controles	Peso
Improvável	Em situações excepcionais, o evento poderá até ocorrer, mas nada nas circunstâncias indica essa possibilidade.	1
Pouco provável	De forma inesperada ou casual, o evento poderá ocorrer, mas as circunstâncias pouco indicam essa possibilidade.	2
Possível	De alguma forma, o evento poderá ocorrer, pois as circunstâncias indicam moderadamente essa possibilidade.	5
Provável	De forma até esperada, o evento poderá ocorrer, pois as circunstâncias indicam essa possibilidade.	8
Muito provável	Praticamente certa, o evento deverá ocorrer, pois as circunstâncias indicam fortemente essa possibilidade.	10

Fonte: CGU (2018)

Tabela 20: Escala de impacto do risco

Impacto	Descrição do impacto nos objetivos, caso o evento ocorra	Peso
Insignificante	Mínimo e recuperável ou reversível	1
Baixo	Pequeno e recuperável ou reversível	2
Moderado	Moderado, e recuperável ou reversível	5
Alto	Significativo, de difícil recuperação ou reversão	8
Extremo	Catastrófico e irreversível	10

Fonte: CGU (2018)

166. O produto dos valores atribuídos de probabilidade e de impacto define o nível do risco inerente, ou seja, o nível do risco sem considerar quaisquer controles que reduzam ou possam reduzir a probabilidade da sua ocorrência ou do seu impacto.

$$R_{In} = N_p \times N_I \quad (5)$$

Onde:

R_{In} : Nível do risco inerente

N_p : Nível de probabilidade

N_I : Nível de impacto

167. A partir do resultado do cálculo, o risco pode ser classificado dentro das seguintes faixas:

Tabela 21: Classificação do Nível de Risco

Classificação	Faixa
Baixo (RB)	0 – 9,99
Moderado (RM)	10 – 39,99
Alto (RA)	40 – 79,99
Extremo (RE)	80 – 100

Fonte: CGU (2018)

168. A Tabela 22 apresenta os principais riscos relacionados com as alternativas analisadas:

Tabela 22: Classificação do Nível de Risco

Risco	Descrição
1	Elevação do custo do sistema de transmissão em patamar superior ao benefício provido pela maior flexibilidade
2	Elevação do custo da energia elétrica negociada por meio dos contratos de solução de suprimento em patamar superior ao benefício provido pela maior flexibilidade
3	Sobrecontratação de reserva de capacidade
4	Elevação do custo com ESS em função da implantação do mercado de serviços ancilares e resposta da demanda

Fonte: CGU (2018)

169. A Figura 12 apresenta o resultado da classificação qualitativa dos riscos selecionados:

Figura 12: Análise qualitativa do risco inerente

		IMPROVÁVEL	POUCO PROVÁVEL	POSSÍVEL	PROVÁVEL	MUITO PROVÁVEL
<div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-bottom: 5px; border-radius: 10px; width: 30px; height: 30px; background-color: #28a745; color: white; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-bottom: 5px;">1</div> <div style="margin-bottom: 5px;">Oneração desnecessária da transmissão</div> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-bottom: 5px; border-radius: 10px; width: 30px; height: 30px; background-color: #ffc107; color: white; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-bottom: 5px;">2</div> <div style="margin-bottom: 5px;">Oneração desnecessária da geração</div> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-bottom: 5px; border-radius: 10px; width: 30px; height: 30px; background-color: #dc3545; color: white; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-bottom: 5px;">3</div> <div style="margin-bottom: 5px;">Sobrecontratação de reserva de capacidade</div> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-bottom: 5px; border-radius: 10px; width: 30px; height: 30px; background-color: #ffc107; color: white; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-bottom: 5px;">4</div> <div style="margin-bottom: 5px;">Elevação do ESS</div> </div>	INSIGNIFICANTE					
	BAIXO					
	MODERADO		1	4		
	ALTO			2	3	
	EXTREMO					

Fonte: Elaboração própria

170. Pelo exposto, o risco de elevação do ESS em função da implantação do mercado de serviço ancilar e resposta da demanda é pouco provável e ocorreria somente em casos extremos de conjunção de cenários de escassez de recursos (risco de *blackout*) e abuso de poder de mercado. De toda forma, o risco é de fácil mitigação, devendo a regulação estabelecer que o ONS somente pode utilizar os recursos disponibilizados no mercado de redespacho que impliquem em efetiva redução do custo de operação, como já ocorre no Programa Piloto de Resposta da Demanda. Sendo assim, é classificado como baixo.

171. O risco de oneração desnecessária da transmissão, por sua vez, foi classificado como moderado, considerando a classificação de probabilidade como possível, que reflete a existência de uma modelo de planejamento e de avaliação do mínimo custo global bem estruturado e transparente e a forma de contratação da expansão por meio de leilões regulados e de autorizações baseadas em banco de preços que reduz a possibilidade de sobrepreço.

172. O risco de oneração desnecessária da geração por meio da contratação de solução de suprimento também foi classificado como baixo, em função, principalmente, da utilização de leilões regulados na sua contratação, mecanismo que permite o estabelecimento de preço teto que mitigue o risco de contratação por preço desvantajoso e no qual o MME e a ANEEL possuem grande experiência e expertise.

173. Finalmente, o risco de sobrecontratação de reserva de capacidade foi classificado como elevado, refletindo principalmente a ausência do processo de planejamento estruturado e transparente que existe na contratação da capacidade de transmissão. Sendo assim, a implantação da alternativa deve ser acompanhada do estabelecimento do procedimento de planejamento e da governança do processo de determinação da necessidade de reserva de capacidade, bem como do estabelecimento de indicadores que permitam o monitoramento e a avaliação de resultado. Com tais medidas o risco remanescente da sobrecontratação de reserva de capacidade poderia ser classificado para moderado.

10. CONCLUSÕES

174. Por todo o exposto, existe uma grande quantidade de medidas regulatórias indicadas pela literatura especializada e pela experiência internacional para a mitigação do risco de *curtailment* decorrente da maior penetração de GRVs e para a redução de seus custos sociais e econômicos.

175. A escolha das soluções mais apropriadas ao mercado brasileiro, todavia deve ser orientada por alguns princípios:

- a. Primeiro, é interessante remover barreiras regulatórias e dispor de um arsenal de alternativas técnicas e comerciais devidamente reguladas para permitir que as diferentes soluções possam ser implementadas tempestivamente sempre que sua necessidade for identificada e houver viabilidade econômica – A regulação não deve ser um obstáculo;
- b. Segundo, é necessário realizar o correto diagnóstico para avaliar se o risco de *curtailment* em cada região geoeletrica pode ser mais bem mitigado por meio de arbitragens espaciais, temporais ou de escopo – Não existe uma panaceia que se aplique a todas situações e as dimensões continentais do Brasil indicam que todas as abordagens serão necessárias;
- c. Finalmente, é preciso considerar o arcabouço regulatório atual e as metas e objetivos de modernização indicadas pelo GT Modernização do MME para minimizar o risco da insegurança regulatória.

176. Sendo assim, destaca-se que a **Alternativa armazenamento** de energia pode ser examinada no contexto restrito de *power-2-storage-2-power* (P2S2P), ou no contexto ampliado que inclua *power-2-storage-2-user* (P2S2U). No primeiro contexto, tem-se um ciclo fechado com toda energia armazenada retornando ao sistema de potência, o que acontece nos casos de UHEs com reservatório, baterias e hidrogênio, este quando usado em célula a combustível conectada à rede ou como combustível para as UTEs. O segundo contexto contempla predominantemente o hidrogênio (*power-2-H₂-2-use* – P2H2U),

quando utilizado em veículos, na produção de calor industrial ou mesmo quando exportado.

177. A perspectiva delineada no contexto P2H2U amplia a mitigação de *curtailments*, pois a energia elétrica absorvida na produção de hidrogênio não resta dependente exclusivamente da demanda futura de alguma carga conectada na própria rede. Ademais, a existência de um mercado próprio para o hidrogênio também amplia o escopo de análise econômica das oportunidades da GRVs.

178. Apesar da ênfase mais frequente em UHEs reversíveis, cabe apontar que as UHEs atuais com reservatórios também podem suprir armazenamento e flexibilidade. Bastaria para tanto reter parte da defluência programada. Evidentemente, isto requer aperfeiçoamentos na operação das cascatas hidrelétricas, particularmente no que se refere aos reservatórios de acumulação. Além de também poder resultar em deslocamento da geração hidrelétrica com alguma implicação financeira, o que remete à questão oportuna e atual da especificação dos serviços ancilares. A contrapartida seria dispor de armazenamento com sem investimentos adicionais. Cabe ainda destacar que o armazenamento, particularmente quando realizado através de UHEs com reservatório, baterias e hidrogênio, também pode contribuir para a oferta de recursos sistêmicos (Schmidt O. , Melchior, Hawkes, & Staffell, 2019). Portanto, estas formas de armazenamento também fornecem flexibilidade em concomitância.

179. Em suma, a Alternativa Armazenamento aponta cinco encaminhamentos concomitantes:

- a. **Remoção de barreiras regulatórias para a aplicação de sistemas de armazenamento nas atividades de transmissão e distribuição;**
- b. **Regulamentação da atividade de agregação de carga para resposta da demanda;**
- c. **Ampliação dos sinais horários de preço;**
- d. **Melhor aproveitamento dos reservatórios das UHEs existentes com reexame dos limites operativos;**
- e. **Remoção de barreiras regulatórias para a instalação de novos recursos de armazenamento, o que pode ser analisado no contexto fechado P2S2P, ou no contexto mais abrangente de P2S2U.**

180. **Alternativa de contratação de flexibilidade e de reserva de capacidade** está mais vinculada à mitigação dos *curtailments* elétricos, que são consequência da oferta de energia das GRVs não ser necessariamente acompanhada pela oferta de recursos sistêmicos, no que elas diferem das fontes tradicionais. Esta dissociação decorre em parte de lacunas relativas à especificação necessidades de atributos (obrigação e remuneração). Possivelmente, tais lacunas induzam uma precificação das novas GRVs que privilegie projetos cuja maximização de benefício contemple apenas a remuneração da energia gerada. Neste contexto, é provável o desencadeamento do ciclo vicioso: **necessidades de atributos não especificadas => projetos focados exclusivamente no**

suprimento de energia => custo baixo e lance agressivo => taxa elevada de penetração das GRVs => degradação da segurança sistêmica => aumento de *curtailments* elétricos.

181. Portanto, os *curtailments* elétricos seriam mitigados na medida em que o ciclo vicioso anterior fosse substituído pelo ciclo virtuoso: **necessidades de atributos bem especificados => projetos focados no suprimento concomitante de energia e de recursos sistêmico => custo e lance moderados => taxa condizente de penetração das GRVs => preservação da segurança sistêmica => redução de *curtailments* elétricos.**

182. Em suma, a Alternativa 2 aponta dois encaminhamentos concomitantes:

- a. A especificação de soluções de suprimento em termos de obrigação e remuneração dos diferentes atributos energéticos; e**
- b. A contratação de reserva de capacidade.**

183. No entanto, a efetividade da oferta de recursos sistêmicos pela GRVs depende em alguma medida de aprimoramentos nos modelos de Despacho Econômico com *Unit-Commitment* (DE-UC) de modo a tratá-las explicitamente, ainda que fossem agregadas em blocos. Ademais, os modelos de DE-UC também devem ser capazes de comandar explicitamente cargas flexíveis, aqui entendidas não apenas como aquelas que podem ser reduzidas, mas também aquelas que podem ser aumentadas. Isto requer, por um lado, aperfeiçoamento na especificação de obrigações e remuneração de serviços ancilares e, do outro lado, que os modelos de DE-UC passem a considerar explicitamente as GRVs e as cargas flexíveis, que admitam flutuações para cima e para baixo.

184. A **Alternativa flexibilidade da transmissão** passa necessariamente pela identificação de “corredores” congestionados de transporte de energia: excesso-oferta => excesso-demanda. Havendo oportunidade de arbitragem espacial e temporal, o “corredor” pode ser intercalado com instalação de armazenamento: excesso-oferta => armazenamento => excesso-demanda. Devido a própria dinâmica dos requisitos de transmissão, que dependem da evolução (capacidade e localização) das fontes e das cargas, este exame deve considerar horizontes de longo prazo. A ampliação da capacidade de transmissão destes “corredores” pode ser alcançada através de medidas que contemplem: classificação dinâmica (DLR), flexibilidade topológica (chaveamento e FACTS), reforços e ampliações. Estas medidas envolvem, em proporções distintas, ajustes de critérios operativos e instalações de novos equipamentos, o que indica a possibilidade de hierquizá-los em termos de custo benefício.

185. Em suma, a Alternativa flexibilidade da transmissão aponta dois encaminhamentos sequenciais:

- d. A identificação de “corredores” congestionados;**
- e. A hierarquização da medidas de ampliação da capacidade de transmissão.**

186. A **Alternativa mercados de serviços ancilares e resposta da demanda** transfere aos agentes do mercado o acomodamento face a perspectiva de *curtailment*, ela contempla incentivos e penalidades que devem ser estendidos dos direitos e obrigações

vinculados à oferta exclusiva de energia para também incluírem as ofertas de serviços ancilares. No caso do Brasil, devem ser considerados duas circunstâncias: o contexto atual de despacho econômico por custo auditado (DECA-UC) com seus aprimoramentos; a perspectiva de despacho econômico por lance de preço (DELP-UC), considerando oferta de energia e serviços ancilares. No contexto de DECA-UC, as GRVs são indiferentes em termos de despacho energético por terem CVU nulo, o que requer critérios adicionais para hierarquização de *curtailments*. Porém, a inclusão explícita dos serviços ancilares no DECA-UC pode introduzir alguma diferença entre as GRVs e reduzir a necessidade destes critérios. Já no contexto de DELP-UC, incluindo a oferta de energia e serviços ancilares, a ordem de mérito dos *curtailments* fica completamente definida.

187. Em suma, a Alternativa mercado de serviços ancilares e resposta da demanda passa necessariamente pela especificação de serviços ancilares em termos de obrigação e remuneração e também pelos aprimoramentos no modelo de despacho econômico para tratar explicitamente cargas flexíveis e GVRs ou da criação de um mercado de oferta e demanda pós programação computacional da operação. No contexto de DECA-UC, resta a questão não trivial de precificar e alocar os serviços ancilares. Enquanto no DELP-UC, a ordem de mérito do despacho das GRVs é diretamente fixada pelos lances de preço.

11. REFERÊNCIAS

- Acharya, N., Nadarajah, M., & Yome, S. (2005). *Facts about flexible AC transmissions systems (FACTS) controllers: practical installation and benefits*. Hobart, Tasmania, Australia: Australian Universities Power Engineering Conference (AUPEC).
- ANEEL. (2019). Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2020). Acesso em 25 de Septiembre de 2020, disponível em Agência Nacional de Energia Elétrica: www.aneel.gov.br
- ANEEL. (2020). Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Billimoria, F., Mancarella, P., & Poudineh, R. (2020). *Market design for system security in low-carbon electricity grids: from the physics to the economics*. Oxford Institute for Energy Studies.
- Bird, L. (2016). Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, pp. 577–586.
- Brandstatt, C., Brunekreeften, G., & Jahnke, K. (2011). How to deal with negative power price spikes?— Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of Wind. *Energy Policy*, 39, pp. 3732–3740.
- Carlini, E. M., Massaro, F., & Quaciari, C. (2013). Methodologies to uprate an overhead line -- Italian TSO case study. *Journal of Electrical Systems*, pp. 422-439.

- CGU. (2018). *Metodologia de Gestão de Riscos: Manual*. Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União.
- CNESA. (2020). *Latest News*. (C. E. Aliance, Editor) Acesso em 26 de outubro de 2020, disponível em <http://en.cnesa.org/latest-news#>
- EPE. (2017). Nota Técnica nº EPE-DEE-025/2017-r0 Avaliação de geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2018). • Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0 Usinas Híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2018). Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-067/2018-r0 Flexibilidade e Capacidade: conceitos para incorporação de atributos ao planejamento. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2019). • Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-006/2019 Estudo de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2019). • Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-022/2019-r0 Resposta da Demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2019). *Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento - EPE-DEE-NT-098/2019*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2020). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Empresa de Pesquisa Energética.
- Gallardo, Ferrario, Lamagna, & Astiaso. (2020). A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan. *International Journal of Hydrogen Energy*, 1-10.
- Gandoman, F., Ahmadi, A., Sharaf, A., Siano, P., Pou, J., Hredzak, B., & Agelidis, V. (2018). Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 13.
- Günther, N., & Marinopoulos, A. (2016). Energy storage for grid services and applications: Classification, market review, metrics, and methodology for evaluation of deployment cases. *Journal of Energy Storage* 8 (2016) 226–234, 8, pp. 226–234.
- Guoliang Luo, E. D. (2018). Why the Wind Curtailment of Northwest China Remains High. *Sustainability*, 10 (570), p. doi:10.3390/su10020570.
- IEA. (2014). *Technology Roadmap - Energy Storage*. International Energy Agency.

- IEEE. (1995). *FACTS Overview*. IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY.
- IRENA. (2017). Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies. International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020). Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability. *International Energy Agency*.
- IVA. (2016). *Energy Storage Electricity storage technologies*. Ingenjörsvetenskapsakademien.
- Jacobsen, H. K., & Schroder, S. T. (2012). Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives. *Energy Policy*, 49, pp. 663–675.
- Jiang, Y., Deng, Z., & You, S. (2019). Size optimization and economic analysis of a coupled wind-hydrogen system with curtailment decisions. *international journal of hydrogen energy* 44 (2019), 44, pp. 19658-19666.
- Joskow, P. L. (2019). Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: the US experience. *Oxford Review of Economic Policy*, 35 (2), pp. 291–331.
- Kane, L., & Ault, G. (2014). A review and analysis of renewable energy curtailment schemes and Principles of Access: Transitioning towards business as usual. *Energy Policy*, 72, pp. 67–77.
- Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons.
- Li, Y., Gao, W., & Ruan, Y. (2019). Potential and sensitivity analysis of long-term hydrogen production in resolving surplus RES generation: a case study in Japan. *Energy*, 171, pp. 1164-1172.
- Luo, G.-l., Li, Y.-l., Tang, W.-j., & Wei, X. (2016). Wind curtailment of China's wind power operation: Evolution, causes and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, pp. 1190–1201.
- Machado, R. (2003). Aplicação de dispositivos FACTS no sistema de transmissão da Eletrosul.
- Mallapragada, D., & et al. (2020). Can Industrial-Scale Solar Hydrogen Supplied from Commodity Technologies Be Cost Competitive by 2030? *Cell Reports Physical Science*, 1, 1-20.
- Martín-Martínez, S., Lázaro, E. G., & Molina-García, A. (2015). Wind Power Curtailment Analysis under Generation Flexibility Requirements: the Spanish Case Study. *Conference Paper*.

- ME, M. d. (2020). *Guia Prática de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura*.
- MME. (2019). Inserção de Novas Tecnologias: 1º Relatório - Diagnóstico. GT Modernização.
- Mohandes, B., & El Moursi, M. (July de 2019). A Review of Power System Flexibility With High Penetration of Renewables;. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34 (4).
- Nycander, E., Soder, J., Olauson, J., & Eriksson, R. (2020). Curtailment analysis for the Nordic power system considering transmission capacity, inertia limits and generation flexibility. *Renewable Energy*, 152, 942-960.
- Power Advisory LLC. (2017). *Integration of Variable Output Renewable Energy Sources - The Importance of Essential Reliability Services*. New Brunswick: St. Andrews by-the-Sea.
- PSR. (2020). Entendendo o mercado de energia - aspectos gerais. Brazil Windpower.
- Rao, A. G., Oudenalder, F. v., & Klein, S. (2019). Natural gas displacement by wind curtailment utilization in combined-cycle power plants. *Energy*, 168, pp. 477-491.
- Rogers, J., Fink, S., & Porter, K. (2010). *Examples of Wind Energy Curtailment Practices*. NREL Technical Monitor: Erik Ela Prepared under Subcontract No. LAM-9-99431-01, Exeter Associates, Inc. , Columbia, Maryland.
- Sang, Y., Sahraei-Ardakani, M., & Parvania, M. (2018). Stochastic Transmission Impedance Control for Enhanced Wind Energy Integration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9, 1108-1117.
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of electricity Storage Technologies. *Joule*, 81-100.
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3, pp. 81-100.
- Shahidehpour, M., Yamin, H., & Li, Z. (2002). *Market Operations in Electric Power Systems*. New York: IEEE.
- Shi, J., & Oren, S. (2020). Flexible line ratings in stochastic unit commitment for power systems with large-scale renewable generation. *Energy Systems*, 11, 1-19.
- Shota, I. (2020). Utilization of cross-regional interconnector and pumped hydro energy storage for further introduction of solar PV in Japan. *Global Energy Interconnection*, 3 (1) , pp. 68-75.
- Siddique, M., & Thakur, J. (2020). Assessment of curtailed wind energy potential for off-grid applications through mobile battery storage. *Energy*, 201, 1-15.

Steinhäuser, J. M., & Eisenack, K. (2020). How market design shapes the spatial distribution of power plant curtailment Costs. *Energy Policy*, 144, pp. 111-591.

Steurer, M., Fahl, U., Voss, A., & Deane, P. (2013). Curtailment: an option for cost-efficient integration of variable renewable generation? In *Europe's Energy Transition*. Elsevier.

WEC. (2019). *Energy Storage Monitor - Latest trends in energy storage*. World Energy Council.

Yasuda, Y., & et-al. (2015). International Comparison of Wind and Solar Curtailment Ratio. In *Proceedings of WIW2015 Workshop*. Brussels.

You, C., Kwon, H., & Kim, J. (2020). Economic, environmental, and social impacts of the hydrogen supply system combining wind power and natural gas. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45, 24159-24173.