

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

IMPACTOS ECONÔMICOS DA INSERÇÃO DE
ENERGIAS RENOVÁVEIS VARIÁVEIS NOS
SETORES ELÉTRICOS

DIOGO LISBONA ROMEIRO

RIO DE JANEIRO

2019

**IMPACTOS ECONÔMICOS DA INSERÇÃO DE
ENERGIAS RENOVÁVEIS VARIÁVEIS NOS
SETORES ELÉTRICOS**

DIOGO LISBONA ROMEIRO

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de título de Doutor em Economia.

ORIENTADOR: Prof. Dr. EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA

COORIENTADOR: Prof. Dr. LUCIANO DIAS LOSEKANN

RIO DE JANEIRO

JUNHO, 2019

FICHA CATALOGRÁFICA

R763 Romeiro, Diogo Lisbona.
Impactos econômicos da inserção de energias renováveis variáveis nos setores elétricos / Diogo Lisbona Romeiro. – 2019.
248 f. ; 31 cm.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida.
Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, 2019.

Bibliografia: f. 72 – 76.

1. Energia renovável variável – Impacto econômico. 2. Setor elétrico - Brasil. I. Almeida, Edmar Luiz Fagundes de, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. III. Título.

CDD 333.79

**IMPACTOS ECONÔMICOS DA INSERÇÃO DE
ENERGIAS RENOVÁVEIS VARIÁVEIS NOS
SETORES ELÉTRICOS**

DIOGO LISBONA ROMEIRO

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de título de Doutor em Economia.

Rio de Janeiro, 7 de junho de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA (IE/UFRJ)

Prof. Dr. LUCIANO DIAS LOSEKANN (ECONOMIA/UFF)

Prof. Dr. RONALDO BICALHO (IE/UFRJ)

Prof. Dra. MARINA HONÓRIO DE SOUZA SZAPIRO (IE/UFRJ)

Prof. Dra. VIRGÍNIA PARENTE (IEE/USP)

Dr. RICHARD LEE HOCHSTETLER

À Yô, toujours

*e a todos queridos que se foram,
mas deixaram doces lembranças
e esperança de um mundo melhor*

AGRADECIMENTOS

Embarquei na aventura do doutorado como consequência natural da experiência do mestrado, sem pensar no depois e tentando ao máximo aproveitar o durante. Embora a pesquisa seja essencialmente uma jornada solitária, evitei a clausura e as angústias que a tese pode trazer, buscando parcerias e participação acadêmica ativa. Aproveitei este espaço para agradecer a todos que contribuíram para a trajetória de pesquisa e, acima de tudo, tornaram o percurso um processo prazeroso de grande aprendizado pessoal.

Primeiramente, aos meus pais, Yolanda e Claudio, pelo amor e estímulos incondicionais, por cultivarem valores humanistas e semearem a esperança de um mundo melhor e mais justo. A minha irmã Adriana, pela amizade fraterna, cada vez mais forte e cheia de luz. E à Bia, por todo amor, amizade, companheirismo, cumplicidade e força, essenciais para a estrada da vida – *“happiness only real when shared”*; pela total compreensão das “horas de voo” dedicadas à pesquisa; e por transformar o percurso em caminhada conjunta de profundo crescimento compartilhado.

Aos meus orientadores, Edmar de Almeida e Luciano Losekann, fundamentais para tornar a jornada de pesquisa enriquecedora e gratificante. Ao Edmar, que me introduziu ao encantado mundo da economia da energia, por transcender a mera orientação: por toda parceria, apoio, confiança, estímulo e generosidade, pelas inúmeras oportunidades concedidas, transformando a pesquisa em um percurso de crescimento profissional. Ao Luciano, por toda orientação, apoio, incentivo e confiança, pelas inúmeras oportunidades e constantes parcerias.

A todo o Grupo de Economia da Energia (GEE-IE/UFRJ), pela excelência e comprometimento com as atividades de ensino e pesquisa no país – exemplo da função fundamental dos grupos de pesquisa para a formação acadêmica de pós-graduação; e, sobretudo, por todo acolhimento, espaço, estímulo e confiança que me foram sempre depositados. A todos os membros do GEE com quem tive o privilégio de conviver ao longo desses anos: Edmar de Almeida, Ronaldo Bicalho, Helder Queiroz, Luciano Losekann, José Vitor Bomtempo, Marcelo Colomer, Clarice Ferraz, Renato Queiroz, Jacqueline Batista, Michelle Hallack e Miguel Vasquez. À querida Joseane, pelo carinho de sempre e por tornar tudo possível. E a todos queridos pesquisadores do Grupo, em especial: Yanna Clara, Felipe Botelho, Niágara Rodrigues, William Clavijo, Gustavo Soares, Amanda Tavares, Welinton Ferreira, Ana Carolina e Eliana Melo.

Ao Ronaldo Bicalho, por todas as constantes conversas, trocas e incentivos e pela oportunidade e confiança de franquear precocemente um espaço cativo no Boletim Infopetro – uma honra e um estímulo perene a pesquisa e boas reflexões.

À Yanna Clara, amiga para toda vida e companheira de muitas jornadas; este percurso seria impensável sem a nossa parceria e amizade.

À Sylvie D’Apote, pela total confiança, apoio e generosidade em compartilhar seus conhecimentos. Ao Agustín Castaño, pelos incentivos e experiências compartilhadas.

Aos coautores de alguns dos artigos que compõem este trabalho, pelo convite à pesquisa e por ajudarem a enxergar as questões através de outras perspectivas: Clarice Ferraz, Felipe Botelho e Patrícia Vargas.

Ao Francisco Ramos-Real e ao Richard Hochstetler, pela leitura atenta do projeto de pesquisa e pelas considerações relevantes na banca de qualificação. A todos os membros da presente banca examinadora, por aceitarem gentilmente avaliar o trabalho.

Ao Operador Nacional do Sistema elétrico brasileiro (ONS), por ceder dados horários de geração de usinas eólicas, não identificadas, especialmente para este trabalho.

À Joisa Dutra, pelo convite para integrar o Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (FGV CERI); pela total compreensão da dedicação necessária para finalizar a tese; e, sobretudo, por toda confiança, generosidade, oportunidade e estímulo constantes, por encorajar novos desafios e compartilhar conhecimentos e experiências.

A todos os colegas e queridos amigos do FGV CERI que tão bem me acolheram e me apoiaram na reta final de pesquisa, e que me privilegiam cotidianamente com amizade e trocas interdisciplinares enriquecedoras. Especial agradecimento à Lívia Amorim, por encorajar o novo desafio; e à Patrícia Costa, pela amizade e força para finalizar a pesquisa.

Ao Instituto de Economia da UFRJ, por enriquecer a minha formação acadêmica. A todo o corpo docente, discente e técnico da UFRJ, por contribuírem para a excelência da universidade pública no país.

À Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense (UFF), pela experiência de docência temporária como professor substituto de microeconomia. Agradeço a acolhida de todo o corpo docente, discente e técnico do Departamento, em especial: Luciano Losekann, Ana Urraca, Jorge Britto, Ruy Santacruz, Leonardo Muls e Marco Vargas. A oportunidade foi extremamente enriquecedora para minha formação, além de ser uma honra ter integrado o quadro dessa instituição.

À Hirdan Katarina, pelo convite para contribuir com um capítulo para o livro “Atualidades Regulatórias do Mercado de Gás Brasileiro”, organizado pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP). O artigo não integra a presente tese, mas foi fruto do percurso de pesquisa e suscitado pela disciplina de Defesa da Concorrência do PPGE.

Ao Roberto D’Araújo e ao Instituto Ilumina, pela análise crítica, persistente e fundamentada dos (des)caminhos do setor elétrico brasileiro; e pelo espaço aberto para discussões e análises.

Aos congressos organizados periodicamente pela: Associação Brasileira de Estudos em Energia (Jornada Científica AB3E); *International Association for Energy Economics* (IAEE); *Asociación Latinoamericana de Economía de la Energía* (ELAEE); Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (CBPE); Instituto Acende Brasil (*Brazil Energy Frontiers*); e *Rio Oil & Gas Conference* – pelo estímulo à nova e constante pesquisa e pelo reconhecimento dos trabalhos apresentados.

Ao Departamento de Estado Norte-Americano, pela oportunidade de participar do *International Visitor Leadership Program* (IVLP) sobre Segurança Energética, em 2017. À amizade selada e cultivada entre todos os queridos participantes do Programa.

À eterna turma do Mestrado 2012 e à incrível turma do Doutorado 2015, por todo amor, união e cumplicidade constantemente cultivados e disseminados: PPGE é amor, e sempre será.

A todos inúmeros queridos amigos, primos e tios, sem os quais a vida é nada, e nada disso faria o menor sentido.

Ao Instituto de Matemática Pura e Aplicada, por franquear a tranquilidade e inspiração de seu salão de estudos para pesquisadores de pós-graduação em economia.

Por fim, mas de fundamental importância, ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela bolsa de estudos, com sincera esperança que o fomento a educação, pesquisa, cultura, ciência e tecnologia seja reorientado como instrumento estratégico para o desenvolvimento econômico e social do país.

RESUMO

ROMEIRO, D. L. (2019). Impactos Econômicos da Inserção de Energias Renováveis Variáveis nos Setores Elétricos. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Economia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

A presente tese investiga os desafios econômicos de adaptação dos sistemas elétricos e de integração das fontes de geração em contexto de inserção massiva de energias renováveis variáveis (ERV) e difusão de recursos energéticos distribuídos. A tese é composta por três artigos principais e três artigos complementares em anexo. O primeiro artigo apresenta a experiência brasileira como estudo de caso pioneiro para a literatura de valor sistêmico das fontes de geração, analisando o índice custo-benefício utilizado nos leilões centralizados de energia. O artigo conclui que a metodologia de cálculo do índice foi estruturada sob a predominância hidrelétrica do sistema, reconhecendo apenas custos de integração estáticos (*backward-looking approach*), sem internalizar as mudanças em curso em perspectiva dinâmica (*forward-looking approach*). O segundo artigo analisa o valor sistêmico da geração eólica no Brasil, investigando a evolução do *value factor* no contexto de transformação do sistema e de mudanças regulatórias em curso. Entre 2010 e 2018, a geração eólica registrou *value factor* médio de 1,21 no Nordeste e 1,12 no Sul, registrando prêmios superiores aos descontos estimados nos leilões. A precificação de energia no Brasil não capta variabilidade de curto prazo, refletindo apenas benefícios sazonais de longo prazo. O terceiro artigo analisa, sob a perspectiva sistêmica, a proposta de reformulação do arcabouço regulatório de expansão e contratação das fontes de geração, incorporando a valoração de atributos específicos (separação de lastro e energia). O artigo conclui que a definição de lastros pode comprometer a remuneração de flexibilidade, a depender do desenho dos mecanismos de remuneração. O quarto artigo explora os desafios de integração das ERV e define a remuneração de flexibilidade como um *missing money problem* de caráter qualitativo, concluindo que a precificação da flexibilidade no Brasil é essencial para readequar a remuneração da geração hidráulica e permitir maior penetração das ERV. O quinto artigo analisa possibilidades de adaptação de sistemas específicos e distintos em transformação na América Latina (Brasil, Chile e República Dominicana) que favoreçam trajetórias eficientes de inserção das ERV. O sexto e último artigo é voltado para os desafios da descentralização característica das novas tecnologias, abordando as implicações e oportunidades para os sistemas e setores elétricos historicamente estruturados de forma centralizada. O artigo apresenta as potencialidades da *blockchain* para coordenar novos arranjos descentralizados, favorecendo a inserção de novos recursos distribuídos, posicionando a conectividade propiciada pelas redes como ativo estratégico frente às transformações em curso.

ABSTRACT

ROMEIRO, D. L. (2019). Impactos Econômicos da Inserção de Energias Renováveis Variáveis nos Setores Elétricos. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Economia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

This thesis investigates the economic challenges of adapting the power systems and integrating new generation sources in the context of massive penetration of variable renewable energies (ERV) and diffusion of distributed energy resources. The work is composed of three main articles and three complementary ones. The first article presents the Brazilian experience as a forerunner case study for the literature on systemic value of generation sources, analyzing the cost-benefit ratio used in centralized energy auctions. The article concludes that the index calculation methodology was structured under the hydropower predominance, recognizing only static integration costs (backward-looking approach), without internalizing the changes in progress in a dynamic perspective (forward-looking approach). The second article analyzes the systemic value of wind generation in Brazil, investigating the evolution of the value factor in the context of system transformation and ongoing regulatory changes. Between 2010 and 2018, wind generation registered an average value factor of 1.21 in the Northeast and 1.12 in the South, registering premiums higher than the discounts estimated in the power auctions. The energy pricing in Brazil does not capture short-term variability, reflecting only long-term seasonal benefits. The third article analyzes, from the systemic perspective, the proposal to reformulate the regulatory framework for the expansion and contracting of generation sources, incorporating the valuation of specific attributes (separation of capability and energy). The article concludes that the definition of capabilities can compromise the remuneration of flexibility, depending on the design of remuneration mechanisms. The fourth article explores the challenges of integrating VREs and defines the flexibility remuneration as a qualitative missing money problem, concluding that pricing of flexibility in Brazil is essential to improve the remuneration of hydropower generation and to allow greater penetration of VREs. The fifth article analyzes possibilities of adaptation of distinct power systems in Latin America (Brazil, Chile and Dominican Republic) that enable efficient trajectories of VREs penetration. The sixth and final article analyzes the decentralization challenges of the new technologies, addressing the implications and opportunities for the historically centralized power systems. The article presents the potential of the blockchain to coordinate new decentralized arrangements, enabling the insertion of new distributed resources and positioning the connectivity provided by the grid as a strategic asset to the ongoing transformations.

SUMÁRIO

Introdução aos Artigos da Tese	17
1. Contextualização	17
1.1. Panorama Global das Renováveis	17
1.2. Sistemas e Setores Elétricos em Transformação	24
2. Problemática: Impactos Econômicos das Energias Renováveis Variáveis	29
2.1. Heterogeneidades do Produto Eletricidade: Dimensões e Implicações	29
2.2. Penetração das Energias Renováveis Variáveis: três visões distintas	33
2.3. Abordagem Sistêmica – De Custos à Valor	35
2.3.1. Derivação das Perspectivas Duais de Custo e Valor	38
2.3.2. Value Factor: instrumento de análise do valor das ERV	40
2.3.3. Custos de Integração e Adaptação dos Sistemas	42
2.4. Provisão de Flexibilidade – Reduzindo Custos de Integração	46
2.4.1. A Origem do Conceito de Flexibilidade na Economia	46
2.4.2. A Flexibilidade nos Sistemas Elétricos	48
2.4.3. Recursos de Flexibilidade	51
2.5. Integração de Recursos Distribuídos e Rotas de Expansão e Evolução	57
2.6. Elementos de Flexibilidade no Sistema Elétrico Brasileiro: caso emblemático no contexto de transformações	62
2.6.1. Características do Sistema Elétrico Brasileiro	62
2.6.1. Elementos de Flexibilidade em Contexto de Transformações	65
3. Estrutura da Tese	68
3.1. Questões e Hipóteses	68
3.2. Metodologia e Estrutura da Tese	69
Referências	72
Artigo I – Systemic Value of Electricity Sources – What We Can Learn From the Brazilian Experience?	77
1. Introduction	79

2. From Cost to Value – A Literature in Progress	82
3. Brazilian Power System	85
3.1. Overview	85
3.2. Operation and Expansion of the System	88
3.3. BCI Benefit-Cost Index	90
3.4. Expansion by Centralized Auctions	92
3.5. Expansion via BCI	94
4. The BCI from the Systemic Perspective	96
4.1. The BCI and the Systemic Value Approach	96
4.2. Incorporating Dynamic Integration Costs	101
5. Conclusion and Policy Implications	106
References	108
Appendix	110
Artigo II – Valor Sistêmico da Geração Eólica no Brasil	113
1. Introdução	115
2. A Evolução do Valor Marginal da Energia nos Sistemas em Transformação – Dos Custos de Integração ao Value Factor	118
2.1. Abordagem Sistêmica: Reconciliando Custo e Valor	118
2.2. Definição do Value Factor: Intuição, Cálculo e Decomposição	120
2.3. Capturando as Transformações dos Sistemas através da Evolução do Value Factor no Tempo: três efeitos distintos	124
2.4. Ressalva ao Value Factor	129
3. Sistema Elétrico Brasileiro em Transformação	131
3.1. Característica do Sistema Brasileiro	131
3.2. Custos Marginais de Operação: o Valor da Energia no Brasil	134
3.3. Sistema em Transformação	138
4. Value Factor da Eólica no Brasil	143
4.1. Dados de Geração Eólica Analisados	143
4.2. Penetração da Eólica no Brasil e Perfis de Geração Mensal e Horário	144

4.3. Value Factor da Geração Eólica no Brasil	150
4.3.1. Value Factor da Eólica nos Subistemas Nordeste e Sul	150
4.3.2. Value Factor das Usinas Analisadas	153
4.3.3. Value Factor Realizado <i>versus</i> Prêmio Estimado nos Leilões	159
5. Resultados & Conclusões	162
6. Apêndice	166
Referências	168

Artigo III - Remunerando Habilidades em Contexto de Variabilidade – Desafios e oportunidades para reforma do setor elétrico brasileiro

1. Introdução	173
2. Introduzindo Competição e Construindo Mercados	175
2.1. Mercados de Energia e a Sinalização para Operação e Expansão Eficientes ...	175
2.2. Remunerar Capacidade (<i>capacity</i>) ou Habilidades (<i>capabilities</i>)?	177
3. A Economia-Política das Reestruturações: rendas diferenciais <i>versus</i> custos incrementais	180
4. Desdobramentos para o Brasil: reestruturação, ampliação do mercado livre e separação de lastro e energia	183
6. Conclusão	186
Referências	187

Considerações Finais

Anexos

Artigo IV – O Protagonismo das Novas Energias Renováveis e o Desafio de Remunerar a Maior Flexibilidade Exigida aos Sistemas Elétricos

1. Introdução	198
2. O Protagonismo das Novas Energias Renováveis (NER)	198
3. O Desafio de Prover a Maior Flexibilidade Exigida	203
4. Perspectivas para o Sistema Elétrico Brasileiro: desperdiçando flexibilidades?	206
5. Considerações Finais	208

Referências Bibliográficas	210
----------------------------------	-----

Artigo V – Facilitadores da Transição Energética: Soluções Técnicas para Países Latino-Americanos213

1. Introdução	216
2. Promovendo a Transição Energética	216
2.1. O que são facilitadores técnicos?	216
3. Análise Comparativa: estudos de caso	217
3.1. Metodologia	218
3.2. Estudos de Caso	218
3.2.1. Caso Brasileiro	218
3.2.2. Caso Chileno	221
3.2.3. Caso da República Dominicana	223
4. Conclusões	226
Referências Bibliográficas	227

Artigo VI – Do Bitcoin à Geração Distribuída – As Potencialidades da Blockchain para o Setor Elétrico231

1. Introdução	234
2. Blockchain: a engenhoca por trás do bitcoin	235
3. Do Bitcoin para o Mundo: a revolução da blockchain	238
4. Implicações para o Setor Elétrico	241
4.1. Sistemas Elétricos em Transformação e o Papel Estratégico das Redes	241
4.2. Potencialidades da Blockchain em Novos Sistemas Elétricos com Elevada Interconectividade de Recursos e Agentes	244
5. Considerações Finais	245
Referências Bibliográficas	246

Introdução aos Artigos da Tese

A presente tese é formada por três artigos principais e três artigos acessórios, em anexo, estruturados em torno do tema central apontado no título da pesquisa: “Impactos Econômicos da Inserção de Energias Renováveis Variáveis nos Setores Elétricos”. Esta introdução tem por objetivo contextualizar brevemente as circunstâncias e perspectivas que motivaram as questões de pesquisa levantadas; delinear a problemática suscitada pelas transformações em curso nos sistemas e setores elétricos, explorada ao longo da pesquisa por diferentes óticas; e, por fim, apresentar a estrutura da tese, apontando as questões e as hipóteses definidas e o objetivo e a sequência dos artigos desenvolvidos.

A primeira seção é dedicada à contextualização da inserção de fontes renováveis variáveis, traçando um panorama global atual e apontando as transformações decorrentes da penetração de novas tecnologias e recursos distribuídos. A segunda seção desenvolve a problemática central explorada pela pesquisa, delimitando o referencial teórico utilizado como suporte para compreensão das questões elencadas. Neste sentido, são exploradas as particularidades do produto eletricidade e as características peculiares das fontes variáveis, expondo (i) a inadequação dos instrumentos de análise consagrados na indústria para aferir competitividade dos recursos e orientar políticas públicas de fomento; e (ii) a necessidade de entender as transformações correntes sob a perspectiva de novo arcabouço teórico sistêmico. A terceira e última seção apresenta a estrutura da tese, orientando a leitura dos artigos.

1. Contextualização

1.1. Panorama Global das Renováveis

A demanda global por eletricidade aumentou 70% desde o ano 2000, alcançando 19% do consumo final de energia em 2017. A demanda dos países em desenvolvimento triplicou, impulsionada pelo crescimento chinês, mas cerca de um bilhão de pessoas no mundo permanecem sem acesso a eletricidade, sobretudo na África e Ásia. O petróleo se mantém como a principal fonte energética, responsável por 41% do consumo final. Porém, o investimento global no setor elétrico em 2017, correspondente a 750 bilhões de dólares, já é superior ao investimento no segmento de óleo e gás, pelo segundo ano consecutivo (IEA, 2018a).

O crescimento da demanda por eletricidade deve se manter no longo prazo refletindo a estratégia de descarbonização das economias, com tendência de eletrificação de outros usos finais, como transporte e aquecimento. A transição para economia de baixo carbono se traduz em descarbonização das matrizes elétricas e concomitante expansão da eletricidade nas matrizes energéticas. Com este horizonte, a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*) dedicou em 2018 enfoque especial para eletricidade pela primeira vez em seu *World Energy Outlook*.¹

O setor elétrico responde por 40% das emissões de CO₂, dos quais 30% decorre da geração a carvão. Em média, o setor elétrico emite cerca de 0,5 tonelada de CO₂ por megawatt-hora produzido. Desde 2000, as emissões globais cresceram a taxa anual inferior (cerca de 2,3% a.a.) à expansão da geração de eletricidade, refletindo a penetração das renováveis nas matrizes elétricas.

Desde a Revolução Industrial, os sucessivos paradigmas tecnológicos calcaram-se na utilização crescente de combustíveis fósseis. Em 2017, 81% da demanda energética mundial foi atendida por petróleo, gás natural e carvão. O Painel Intergovernamental de Mudança Climática (IPCC) atribui grande parte da elevação entre 0,8° e 1,2° C da temperatura mundial média, em relação ao nível pré-industrial, às emissões de gases de efeito estufa decorrentes da atividade humana (IPCC, 2014 e 2018).

Estudos reunidos pelo IPCC apontam que a elevação de 1,5° C acima do nível pré-industrial poderá implicar em sérias consequências ambientais, como o aumento da ocorrência de temperaturas extremas e a elevação do nível dos oceanos. A redução urgente e significativa das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa é entendida como a única saída para evitar a elevação da temperatura mundial e a consequente ocorrência de catástrofes ambientais. Acredita-se que, para tanto, o nível de dióxido de carbono na atmosfera, estimado em 270 partes por milhão (ppm) na era pré-industrial e registrado em 400 ppm atualmente, não deva ultrapassar 450 ppm.

Em 2015, na 21ª Convenção das Partes, signatárias da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, realizada em Paris (COP21), foi reforçada a meta de manter o aquecimento global inferior à elevação de 2° C ao nível pré-industrial, já sinalizada na COP 16 (Cancun), com esforços para evitar que supere 1,5° C.

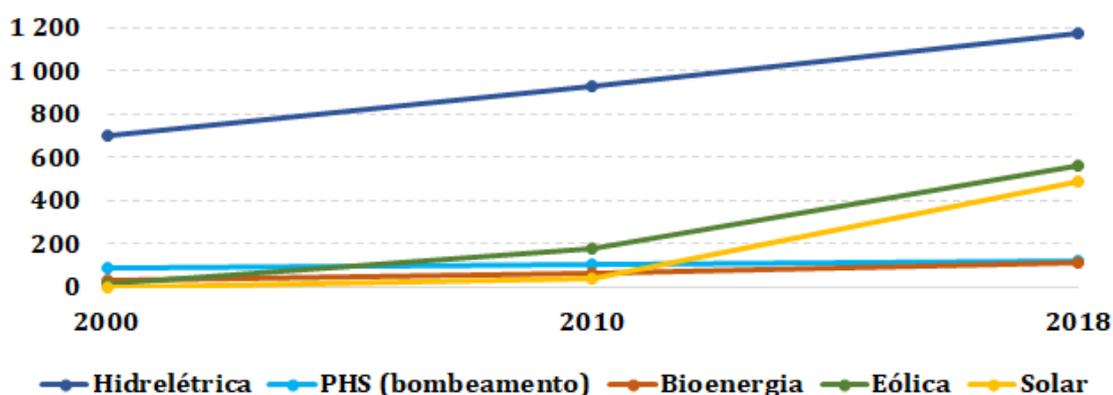
Constituindo-se um dos principais instrumentos de descarbonização, a participação de fontes renováveis é crescente nos sistemas elétricos em resposta a políticas específicas

¹ Os dados apresentados nesta seção, quando não referenciados, foram extraídos de IEA (2018a).

de suporte e, nos últimos anos, a redução acentuada de custos. Eólica e solar foram responsáveis por 6% da geração de eletricidade global em 2017, face a apenas 0,2% em 2000. Porém, a participação dos combustíveis fósseis se manteve constante nesse período, inclusive a geração a carvão, impulsionada pela demanda chinesa. Em termos relativos, nuclear perdeu espaço para gás natural e novas fontes renováveis.

Entre 2010 e 2017, o custo dos painéis solares reduziu cerca de 70% para projetos em grande escala (*utility-scale*) e entre 40% e 80% para pequena escala (geração distribuída), embora estes permaneçam entre 20% e 60% mais custosos do que projetos em larga escala na maior parte das regiões. Neste mesmo período, o custo médio da eólica *onshore* reduziu 20%, enquanto da eólica *offshore* reduziu 25% nos últimos cinco anos.

Gráfico 1 - Capacidade Instalada de Renováveis no Mundo (GW)



Fonte: Elaboração própria com dados de IRENA (2019).

Solar e eólica já respondem por metade da nova capacidade adicionada a cada ano e são, respectivamente, as duas fontes com maior investimento anual. A capacidade instalada de eólica em 2018 alcançou 563 GW instalados e de solar fotovoltaica 485 GW, se aproximando conjuntamente da potência hidrelétrica instalada globalmente (IRENA, 2019), como ilustra o Gráfico 1. A Tabela 1 apresenta a distribuição das renováveis (hidrelétrica, eólica, solar e bioenergia) pelas regiões do mundo e para países representativos selecionados. Nota-se que 44% da capacidade instalada está concentrada na Ásia (quase 80% na China e Índia), 23% na Europa (22% na Alemanha), 16% na América do Norte (68% nos Estados Unidos), 9% na América do Sul (64% no Brasil) e 9% nas demais regiões. A China concentra 28% da capacidade mundial de hidrelétricas, 33% de eólica e 36% de solar.

Tabela 1 - Capacidade Instalada de Renováveis no Mundo em 2018 (GW)

Regiões / Países	Hidrelétrica	PHS ^{/a}	Eólica	Solar	Bio-energia ^{/b}	Total	% ^{/c}
Mundo	1.171,6	121,0	563,7	485,8	115,7	2.457,9	100%
Ásia	478,7	65,2	229,0	274,9	36,2	1.084,0	44%
China	322,9	29,4	184,7	175,0	13,2	725,2	67%
Índia	45,3	4,8	35,3	27,1	10,3	122,7	11%
Japão	28,2	21,9	3,7	55,5	2,3	111,5	10%
Europa	191,9	28,3	182,5	121,7	38,5	562,9	23%
Alemanha	5,6	5,5	59,4	45,9	9,0	125,5	22%
Dinamarca	-	-	5,8	1,0	1,3	8,1	1%
Espanha	16,8	3,3	23,4	7,0	1,0	51,6	9%
França	24,0	1,7	15,1	9,5	1,7	52,0	9%
Holanda	-	-	4,5	4,2	1,1	9,8	2%
Itália	18,6	3,9	10,3	20,1	3,5	56,5	10%
Noruega	32,5	-	1,7	0,1	0,1	34,3	6%
Portugal	7,2	-	5,2	0,7	0,6	13,8	2%
Reino Unido	2,2	2,4	21,7	13,1	6,4	45,9	8%
América do Norte	177,3	19,3	112,0	57,1	16,6	382,3	16%
Canadá	80,6	0,2	12,8	3,1	2,5	99,2	26%
USA	84,0	19,1	94,3	51,5	12,9	261,8	68%
América do Sul	169,9	1,0	18,7	5,5	17,2	212,2	9%
Brasil	104,2	-	14,4	2,3	14,8	135,7	64%
Demais Regiões	153,8	7,2	21,5	26,7	7,3	216,6	9%
Eurásia	83,8	1,4	7,2	5,7	2,0	100,0	46%
África	32,5	3,2	5,5	6,1	1,6	48,8	23%
Oceania	13,2	1,4	6,6	10,0	1,0	32,2	15%
Oriente Médio	16,1	1,3	0,6	3,2	0,1	21,3	10%
América Central	8,2	-	1,7	1,7	2,6	14,2	7%

/a Pumped Hydro Storage; /b inclui biocombustíveis sólidos (biomassa e resíduos), líquidos e biogás;

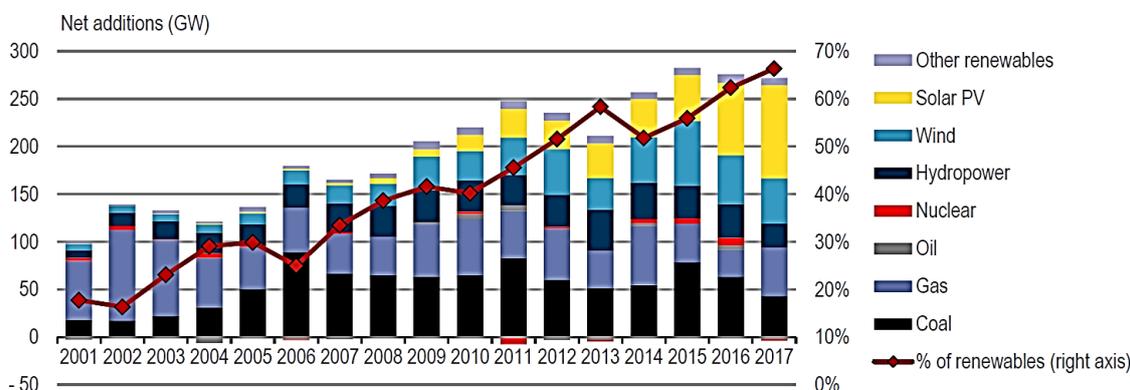
/c porcentagem das regiões refere-se ao total do mundo e dos países ao total de cada região.

Fonte: Elaboração própria com dados de IRENA (2019).

Desde 2012, as renováveis são responsáveis por mais da metade do acréscimo anual de potência instalada no mundo, frente a menos de 20% em 2002 (Gráfico 2). Eólica e solar respondem conjuntamente por ao menos metade da expansão anual desde 2016, com geração adicional suprimindo quase a totalidade da demanda incremental por eletricidade (IEA, 2016a). Entre 2018 e 2020, cerca de 260 GW de solar fotovoltaica e 160 GW de eólica deverão entrar em operação globalmente. A expansão da capacidade instalada é acompanhada de investimentos e reforços na rede (transmissão e distribuição), que

respondem por cerca de 40% do total investido anualmente, sinalizando a importância estratégica desses ativos para a indústria.

Gráfico 2 - Acréscimo Anual de Potência Instalada no Mundo (2001 – 2017)



Fonte: IEA (2018b).

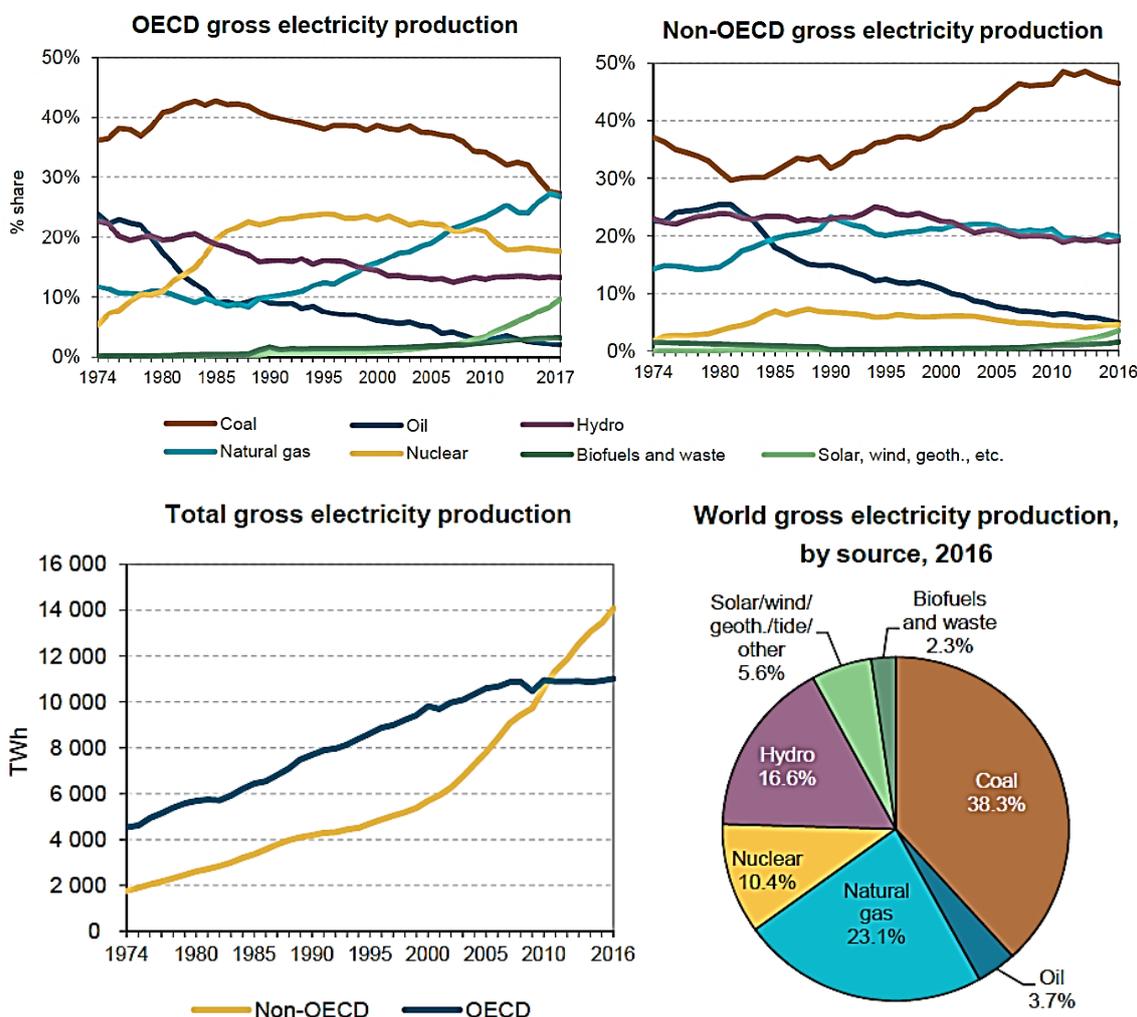
Embora as renováveis já respondam por metade dos investimentos na China (210 bilhões de dólares em 2017) e por um terço na Índia, cerca de 150 GW de novas usinas a carvão também deverão ser instaladas até 2020 no mundo. A expansão de usinas movidas a combustíveis fósseis ao longo dos anos 2000 (Gráfico 2), impulsionada principalmente pelo efeito China, elevou a participação relativa do carvão na geração dos países em desenvolvimento (não OCDE) no momento em que os países desenvolvidos forçaram a redução do carvão em suas matrizes elétricas (Gráfico 3).

A produção total de energia elétrica nos países não-OCDE ultrapassou a geração total dos países que fazem parte da OCDE, alcançando 14 mil TWh em meados da década atual (IEA, 2018c). A participação das renováveis na matriz de geração mundial em 2016 alcançou 24,5% e nuclear 10,4%, resultando em 35% de geração sem emissão de carbono. Os combustíveis fósseis ainda respondem pela maior parte da matriz de geração – carvão ainda é a principal fonte (38%), seguido de gás natural (23%) e óleo (3%) (Gráfico 3).

Nos países desenvolvidos, o carvão foi deslocado principalmente pelo gás natural, cujo protagonismo na geração elétrica foi impulsionado nos anos noventa pelas inovações tecnológicas das turbinas a gás, pelo preço estável e competitivo do energético e pela liberalização dos setores elétricos. A corrida ao gás natural – “dash for gas” – o tornou a segunda fonte mais importante nas matrizes dos países desenvolvidos, superando a

geração hidráulica e nuclear nos anos 2000. O boom do *shale gas*² nos Estados Unidos, em seguida, reforçou a penetração do gás e o deslocamento do carvão.

Gráfico 3 - Participação das Fontes na Geração de Eletricidade



Fonte: IEA (2018c).

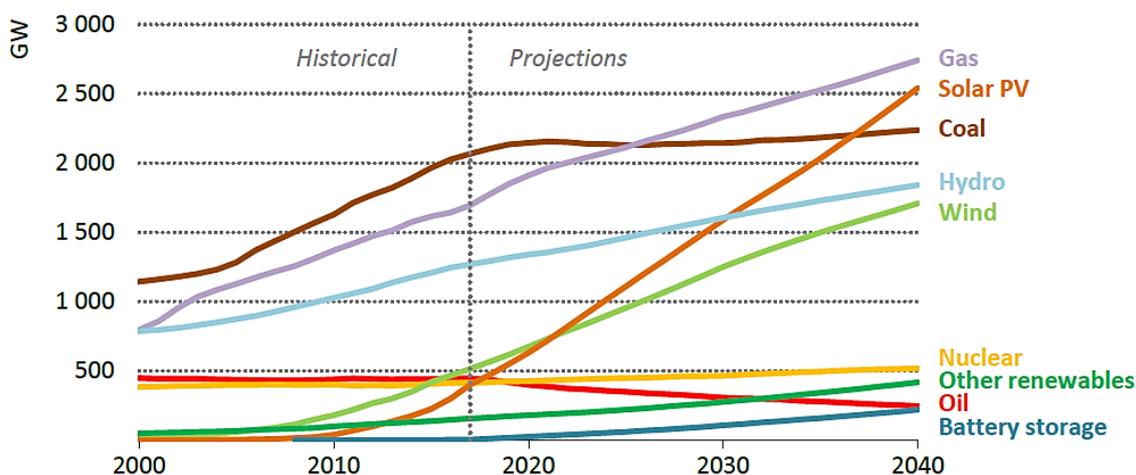
Já nos países em desenvolvimento, o carvão ampliou a sua participação na esteira do crescimento chinês, enquanto a participação relativa do gás natural manteve-se constante nesse período. No início da década atual, a experiência norte-americana com o *shale gas*, a perspectiva de sua reprodução para além das fronteiras e circunstâncias norte-americanas e a expansão da comercialização de gás natural liquefeito (GNL) apontaram para a possibilidade promissora de o gás tornar-se ponte para a transição energética rumo à descarbonização das economias, enquanto o protagonismo das renováveis não revelava-

² Gás natural extraído de modo não convencional, explorado através de faturamento hidráulico em formações geológicas com alta porosidade e baixa permeabilidade (rocha-geradora), demandando mais recursos e esforços exploratórios do que o gás encontrado em reservatórios associados ou não ao petróleo.

se econômica e tecnicamente viável. Entretanto, o ritmo de expansão das novas renováveis nos últimos anos contesta a noção do gás natural como combustível da transição (*fuel bridge*) e abre espaço para descarbonização das economias por via direta.

A Agência Internacional de Energia projeta expansão de 60% da geração para 2040 (15 mil TWh de acréscimo), com o carvão permanecendo como principal fonte na matriz global, reduzindo sua participação relativa atual de 38% para 25%. Em termos de capacidade instalada, o gás natural deve superar o carvão em meados da próxima década – impulsionado pelos esforços chineses em deslocar o carvão de sua matriz energética, seguindo a iniciativa “*turn China’s skies blue again*” – e solar apenas em meados dos anos de 2030, segundo projeções da IEA (Gráfico 4). Embora a Agência aposte no crescimento contínuo do gás na matriz elétrica global, projeta-se expansão exponencial de solar fotovoltaica, superando a potência instalada de eólica nos próximos anos, de hidrelétrica em 2030 e em seguida de carvão.

Gráfico 4 - Expansão da Matriz Elétrica Global Projetada pela IEA



Fonte: IEA (2018a).

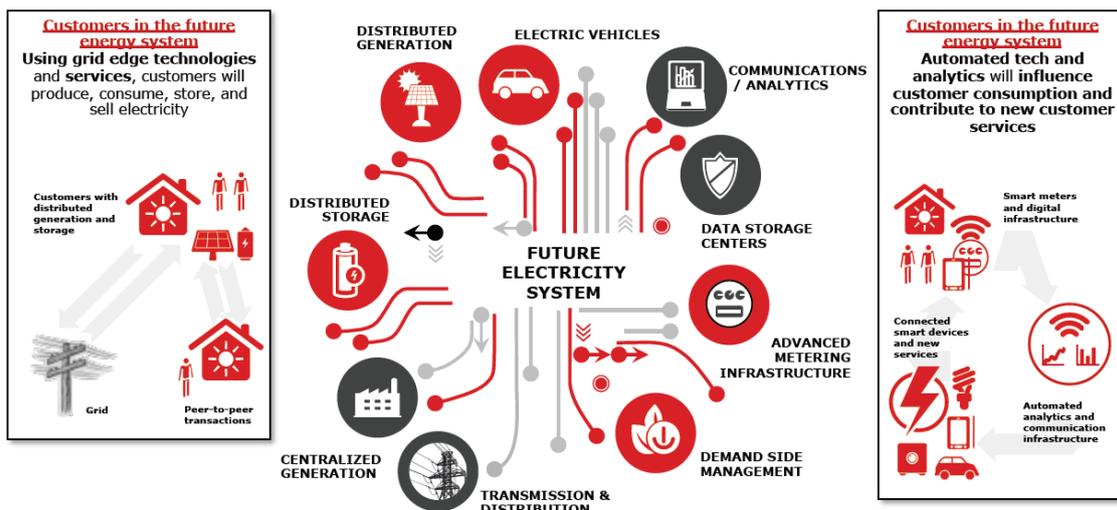
A propagação e permanência de decisões passadas na rota de expansão da indústria, caracterizada por investimentos de longo prazo de maturação, sinalizam a existência de dependência de caminho (*path dependence*) e aprisionamento de trajetória (*lock-in*). Investimentos recentes em combustíveis fósseis retardam as rotas futuras de descarbonização, com potencial risco de se tornarem ativos irrecuperáveis no médio prazo (*stranded assets*). Em contexto de elevada incerteza, a penetração crescente das energias renováveis e a sua resposta a decisões cada vez mais descentralizadas estão transformando os diferentes sistemas e setores elétricos no mundo.

1.2. Sistemas e Setores Elétricos em Transformação

Os sistemas e os setores elétricos encontram-se ambos em profunda transformação. A difusão da geração distribuída, principalmente de solar fotovoltaica, e a propagação de novas tecnologias e aplicações, como carros elétricos e estocagem distribuída, despontam como soluções para descarbonização dos sistemas, contestam a centralização da rede unidirecional e posicionam os consumidores, antes passivos e coadjuvantes, em protagonistas polivalentes.

Estruturados em torno de cadeia verticalmente integrada – com transmissão e distribuição interligando a geração centralizada ao consumidor passivo final –, os sistemas elétricos assistem a proliferação de recursos de energia distribuídos (*distributed energy resources* – DER). Definidos como recursos instalados nos sistemas de distribuição (não necessariamente atrás dos medidores) capazes de prover serviços de eletricidade, os DER abrangem desde plantas de geração, resposta e gestão da demanda e estocagem de eletricidade a veículos elétricos, dispositivos de controle, medidores e aparelhos inteligentes (PEREZ-ARRIAGA et al., 2016). Embora alguns desses recursos não provejam essencialmente eletricidade, tornam-se DER frente à possibilidade de administração e gestão do consumo de modo remoto, autônomo e instantâneo, propiciada pelo desenvolvimento de tecnologias de informação e comunicação que transformam bens de consumo em serviços. A Figura 1 sintetiza as transformações em curso.

Figura 1 - Setores Elétricos em Transformação



Fonte: WEF (2017)

Neste contexto, com a redução significativa de custos dos painéis solares e a perspectiva de estocagem distribuída de eletricidade em escala comercial, a rota *off-*

grid acena para a possibilidade de emancipação da rede, prometendo autonomia e autossuficiência. A geração distribuída assim compreendida, como contestação da rede e consequente libertação de seus custos e ônus, compõe o emaranhado de ideias e visões que circundam o horizonte de evolução dos sistemas elétricos.

A integração aos sistemas centralizados atuais de novos recursos distribuídos e atores – *prosumers* (consumidor-produtor) ou *prosumages* (consumidor-produtor-armazenador), nos termos de Green & Staffell (2016) – é um dos principais desafios da indústria. Ao mesmo tempo em que a evolução do sistema é determinada pela penetração das novas tecnologias e atores, as rotas de expansão determinam as possibilidades e os graus de integração.

Para além da rota *off-grid*, vislumbram-se outros caminhos de expansão com maior ou menor grau de descentralização e interdependência. Frente à incerteza tecnológica e regulatória próprias de momentos de inflexão e às movimentações e disputas de grupos de interesse por detrás da economia-política do setor, é difícil antever rotas prováveis ou mesmo factíveis.

A estrutura atual centralizada é fruto de mesmo embate e incerteza que rondaram os primórdios da indústria no início do século passado. A batalha das correntes (contínua *versus* alternada) entre Edison e Tesla (Westinghouse) marcou o início da rota de expansão do setor, quando se cobrava embrionariamente pelo número de lâmpadas instaladas nas residências. A corrente alternada de Tesla se impôs tecnologicamente³, com suas vantagens para centralizar a geração e distribuir o fluxo em vários pontos, enquanto Samuel Insull estruturou o modelo de negócio verticalmente integrado apoiado sob a cobrança volumétrica, impulsionando a indústria com ganhos crescentes de escala, escopo e rede (MUNSON, 2005).

Dois grandes *drivers* orientam as mudanças atualmente em curso, com desdobramentos sobrepostos e persistentes, em síntese máxima de Hansen & Percebois (2017): a onda dos mercados e a maré verde. A “onda dos mercados” (*la vague du marché*) promovida pela liberalização dos anos 1990 deslocou o arcabouço legal-regulatório de custos (*cost-driven*) para preços e mercados (*market-driven*) e suas inúmeras possíveis configurações, com desenhos sujeitos a constante contestação e

³ Como grande parte dos DER proveem ou aceitam fluxos elétricos em corrente contínua, assim como os dispositivos de consumo em geral também a utilizam nos circuitos internos, a descentralização e a prevalência de recursos distribuídos poderiam representar uma reviravolta no padrão tecnológico da indústria – Tesla teria ganho a batalha, mas Edison a guerra.

aprimoramento (*market design*). Já a “onda verde” (*la marée verte*) dos anos 2000, pressionou a entrada de energias renováveis variáveis (ERV) – *variable renewable energy* (VRE)⁴ –, sobretudo em matrizes de base tradicionalmente termelétrica. A onda se inicia em resposta às pressões da agenda ambiental por redução de emissões de gases de efeito estufa, porém se propaga fundamentalmente em resposta à acentuada redução de custos das ERV assistida na década atual.

Bushnell (2011) observa que a reestruturação e a regulação ambiental compartilham origem ideológica comum. Nos Estados Unidos, políticas setoriais voltadas para o meio ambiente adotaram embrionariamente mecanismos de mercado ainda em contexto de regulação pelo custo do serviço no setor elétrico. Como exemplo, cita a regulação para melhoria da qualidade do ar que adotou mecanismo de *cap-and-trade* para limitar emissões de SO₂, nas emendas do *Clean Air Act* nos anos noventa; e a própria *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) de 1978, que promoveu a busca por eficiência energética e o incentivo a energias renováveis como fonte de independência energética na esteira dos choques do petróleo.

A legislação norte-americana estabeleceu a aquisição mandatória de energia renovável proveniente de pequenas fontes de geração qualificáveis. Embora a segurança energética e a embrionária agenda ambiental fossem os objetivos primeiros da PURPA, Bushnell argumenta que o seu principal legado residiu na demonstração da viabilidade da geração de energia através de tecnologias com pequena capacidade instalada e de modelo de negócio não atrelado às *utilities*, concebendo a liberdade competitiva de produtores independentes de energia (*independent power producers*) que marcaria a liberalização do setor nas décadas seguintes. Neste sentido, a origem da onda verde precede à maré dos mercados e ambas compartilham estímulos comuns, em simbiose de propagação contínua e reforço mútuo.⁵

⁴ Essas fontes são, em geral, designadas pela literatura como “novas energias renováveis”, “fontes intermitentes” ou “energias renováveis variáveis”. Esta última designação enfatiza a variabilidade imprevisível das fontes como principal elemento característico e desestabilizador para os sistemas elétricos tradicionais. O termo “intermitência”, mais corrente, não denota de forma rigorosa a variabilidade e imprevisibilidade das fontes. A intermitência e a sazonalidade podem ser previsíveis, mas os principais problemas derivam da variabilidade não antecipada das fontes. Assim, o termo “variabilidade” refere-se à variação não antecipada da geração ou da disponibilidade das fontes.

⁵ Yergin (2012) também enfatiza que o primeiro passo para penetração de novas fontes renováveis deu-se após os choques de petróleo da década de 1970. Entretanto, os custos ainda eram proibitivos para exploração em larga escala e todo o esforço inicial reverteu-se em descrença nos anos 1980, configurando o vale da morte das iniciativas pioneiras, sobretudo energia solar nos Estados Unidos. Os anos noventa marcam a retomada da indústria, agora sob o rótulo de energias renováveis: “In the early 1990s life began to creep back into the American solar industry. Environmentalism was already firmly established as a political force. The twentieth anniversary of the first Earth Day was marked by Earth Day 1990. Organized

A conjunção dessas duas vertentes resulta em transformações simultâneas nos sistemas e nos setores elétricos, impactando ao mesmo tempo a lógica de funcionamento físico dos sistemas e as estruturas dos elos que encadeiam o setor. O reconhecimento do duplo caráter das transformações em curso, físico (sistema) e estrutural (setor), é fundamental para compreensão dos seus desdobramentos. Como observa Vasconcelos (2018, p. 78):

“A gestão dos recursos energéticos deixa de ser uma simples questão de otimização de tecnologias e passa a ser a resultante de mudanças de tecnologias e de comportamentos, ao mesmo tempo que um número crescente de «consumidores» passa a ser, simultaneamente, «produtores» (os chamados «prossumidores») e «co-decisores». A descentralização e complexificação dos recursos, assim como a multiplicação do número de agentes, põe por si só um desafio à governança dos sistema energéticos, tanto no que diz respeito à vertente técnica, de operação e interligação de sistemas e sectores, como no que se refere ao funcionamento dos mercados de retalho, exigindo novos esquemas de partilha de responsabilidades e novos paradigmas de regulação.”

A penetração das ERV nos sistemas elétricos, em geral incentivada (NEWBERY, 2016b), tornou-se a via dominante rumo à transição elétrica, em detrimento da busca por precificação das externalidades ambientais combatidas (FINON, 2016; PETIT et al., 2016). Entretanto, o seu desenvolvimento é limitado por restrições técnicas e, sobretudo, por desafios econômicos (GLACHANT & HENRIOT, 2013). Como aponta Sovacool (2009), o problema não é a variabilidade *per se*, mas como administrá-la, prevê-la e mitigá-la, superando as resistências do *business as usual*.

A penetração das ERV introduz incerteza na oferta de energia historicamente calcada na liquidez e segurança de combustíveis fósseis controláveis (BICALHO, 2015a e 2015b). A geração das ERV se caracteriza por (i) alta variabilidade; (ii) baixa previsibilidade da disponibilidade dos recursos; (iii) restrições locacionais para o aproveitamento das fontes (principalmente para eólica); (iv) reduzido fator de capacidade (utilização média da potência instalada); e (v) custos variáveis de operação

with a budget 25 times bigger than the first one, it included events in 3,600 U.S. communities and 140 other countries and mobilized upward of 200 million people for a day of activities around the world. Of more immediate impact was the passage of the Clean Air Amendments of 1990, which gave a major boost to environmental concerns. The administration of George H. W. Bush also restored some of the tax incentives for renewable energy. Solar was once again part of the portfolio. “Solar” also got rebranded, as “solar energy” gave way to “renewable energy” as the all-encompassing term. “It was a response to the visceral antisolar rhetoric of the Reagan years,” said Scott Sklar, who at the time headed the Solar Energies Industry Association. “Specific industries tried to rename themselves so as not to have a target on their heads.” The wind industry wanted its own identity. So did geothermal and ethanol. None of them fit very comfortably under the heading of “solar.” But they were all comfortable under the umbrella of “renewables.” The Bush administration not only put additional money into the Solar Energy Research Institute but also participated in the general rebranding, rechristening it the National Renewable Energy Laboratory, NREL.”

negligenciáveis. Com escala de produção reduzida, a modularização das ERV incentiva a geração distribuída, abrindo espaço para que decisões descentralizadas, em um setor marcado por arranjos centralizados, influenciem o grau e o ritmo de penetração dessas fontes (PÉREZ-ARRIAGA ET AL., 2016; ROMEIRO & FERRAZ, 2016).

Embora variabilidade e imprevisibilidade estivessem desde sempre presentes nos sistemas elétricos – por variações da demanda, indisponibilidade inesperada dos geradores ou interrupções imprevistas no transporte – o desenvolvimento em larga escala das ERV introduz dimensão inédita desses atributos à oferta de energia (PÉREZ-ARRIAGA & BATLLE, 2012; POLLITT & ANAYA, 2015). Consequentemente, incorre-se em novos e elevados custos para manter os níveis pré-estabelecidos de qualidade (tensão e frequência) e confiabilidade do suprimento (CRASSOU & ROQUES, 2015).

A variabilidade das ERV aumenta as restrições das condições de contorno tanto para o equilíbrio estático (instantâneo) entre oferta e demanda de eletricidade, quanto para o equilíbrio dinâmico relativo à adequabilidade dos recursos (*adequacy resources*), para um dado grau de confiabilidade requerido ou estabelecido (*reliability*). A variabilidade exige resposta instantânea do sistema residual, responsável por atender a demanda não suprida pelas ERV, para acomodar flutuações recorrentes e de difícil antecipação. A flexibilidade de todo o sistema residual, não apenas limitada às fontes de geração, passa a ser instrumento crucial para a confiabilidade do suprimento.

Neste contexto, tornam-se valiosos recursos de estocagem (usinas hidrelétricas reversíveis, reservatórios hídricos e baterias), interconexão com outras regiões e mercados e maior resposta da demanda, geralmente pouco afeita à sensibilidade instantânea de preço. Face às dificuldades de expandir a flexibilidade desses instrumentos alternativos, por restrições físicas, de custo ou de coordenação – por exemplo, via *market coupling* (GLACHANT, 2010; BAKER & GOTTSTEIN, 2013) –, recai maior responsabilidade aos recursos de geração. Assim, a maior participação das ERV interfere na adequabilidade dos recursos e impõe novos custos de modulação para tecnologias em geral com poucos graus de flexibilidade (como termelétricas a carvão ou nuclear), comprometendo a remuneração de ativos em operação e o custo de manutenção de níveis pré-existentes de confiabilidade de suprimento.

A padronização, modularização e redução da escala eficiente das ERV, sobretudo solar fotovoltaica e eólica, incentiva a descentralização em uma indústria estruturada em

cadeia verticalmente integrada.⁶ A digitalização da rede, com utilização de medição inteligente, permite a comunicação instantânea entre dispositivos, agentes e aplicações, potencializando ganhos da descentralização. A escalabilidade das tecnologias em micro-redes (*microgrids*) descentralizadas pode democratizar o acesso à energia elétrica e expandir o padrão de consumo para domicílios que estejam no limiar da pobreza energética. Assim, digitalização, descentralização e democratização podem traçar a trajetória de descarbonização das economias, com incentivo à eletrificação de outros usos, compondo os quatro D's da transição elétrica (PARAG & SOVACOOOL, 2016).

Embora os *drivers* de mudanças (onda de mercados e maré verde) pressuponham transição clara e definida – de custos a preços, e de tecnologias despacháveis a fontes variáveis – os seus potenciais desdobramentos geram efeitos com contornos ainda indefinidos e alcance incerto. Os *drivers* convergem para agenda de questões e desafios semelhantes nos diferentes sistemas e setores elétricos, porém não há soluções únicas e definidas que negligenciem realidades locais distintas.

2. Problemática: Impactos Econômicos das Energias Renováveis Variáveis

2.1. Heterogeneidades do Produto Eletricidade: Dimensões e Implicações

Sob a ótica econômica, a eletricidade aparenta ser um bem perfeitamente homogêneo. Ao mesmo tempo que geradores comercializam os fluxos produzidos como *commodity*, sujeita a preço aparentemente único em mercados *spots*, consumidores são incapazes de distinguir a origem da energia que circula instantaneamente nas redes. Consumidores não distinguem elétrons gerados a partir de sol ou carvão e produtores competem pelo suprimento indistinto de megawatt-hora. Além de não imputável, o fluxo elétrico (ainda) não é armazenável em grande escala comercial, o que o torna uma *commodity* peculiar, incapaz de ser estocada e transportada com liberdade. Assim, a eletricidade pressupõe interdependência sistêmica, constante e instantânea entre oferta e demanda, constituindo-se em um binômio produto-processo singular (PINTO JR., 2016).

Como consequência, a indústria de suprimento de eletricidade se estruturou em cadeia verticalmente integrada, interligando geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo em fluxo unidirecional. O sistema elétrico contornou a

⁶ Interessante notar que processo análogo ocorreu nos anos noventa com a inovação das turbinas a gás de térmicas a ciclo combinado, que propiciaram padronização, modularização e eficiência para diversas escalas, favorecendo a liberalização da indústria e a penetração do gás nas matrizes elétricas.

inconveniência da não estocagem do produto através da construção e operação de redes interligadas. A eletricidade ficou restrita às redes, porém a sua expansão tornou a universalização do acesso sinônimo de modernidade.⁷

A inviabilidade econômica de estocagem condiciona a homogeneidade da eletricidade à viabilidade de suprimento e consumo simultâneos. Restrições à geração, transmissão ou consumo que impossibilitem o equilíbrio entre oferta e demanda introduzem restrições à homogeneidade do produto.

Em termos econômicos, um bem é dito homogêneo, para uma dada dimensão de análise, se o seu valor marginal for insensível (constante) às variações do atributo desta dimensão. Caso contrário, o bem é heterogêneo na dimensão em análise. Partindo desta definição, Hirth et al. (2016) observam que a condição fundamental para heterogeneidade reside na impossibilidade de arbitragem. Bens armazenáveis registram pequena variação de preço ao longo do tempo pela arbitragem intertemporal possibilitada pelo estoque. Neste sentido, eletricidade é heterogênea ao longo do tempo, pois restrições à estocagem restringem as possibilidades de arbitragem.

Restrição à arbitragem é condição necessária, mas não suficiente para heterogeneidade. Ademais, demanda ou oferta devem variar ao longo da dimensão em análise, justificando necessidade e vantagem de arbitragem; e ambas não podem ser perfeitamente preço-elásticas, de modo que flutuações na dimensão resultem em variações no valor marginal. Conjuntamente, essas três condições são necessárias e suficientes para que um bem seja heterogêneo em uma dada dimensão analisada.

Sob esta perspectiva, a eletricidade é heterogênea ao longo de três dimensões: tempo, espaço e prazo/intervalo de entrega (*lead-time*). O reconhecimento de restrições temporais e espaciais ao suprimento e consumo de eletricidade está cristalizado na literatura há muito tempo, como revela a discussão original de Boiteux (1949) sobre precificação de demanda com picos de utilização. Já a identificação de restrições ao intervalo de entrega ficou mais evidente com a proliferação de mercados de energia e com o protagonismo de fontes variáveis.

⁷ O consumo ficou dependente da geração simultânea e da confiabilidade das redes, mas o acesso à eletricidade libertou a dependência de fontes energéticas primárias e ampliou as aplicações e possibilidades de consumo. Como identifica Landes (2005), a importância da eletricidade para o desenvolvimento moderno decorreu da união singular de duas características: *transmissibilidade*, ao permitir deslocamento de energia no espaço sem grandes perdas; e *flexibilidade*, ao proporcionar a sua conversão de modo simples e eficiente em outras formas de energia (calor, luz e movimento). Assim, a eletricidade não só resultou em liberdade antes impensável para os processos industriais, ao libertar as máquinas do vínculo geográfico com fontes primárias, como tornou a energia onipresente na vida moderna (ROMEIRO, 2014).

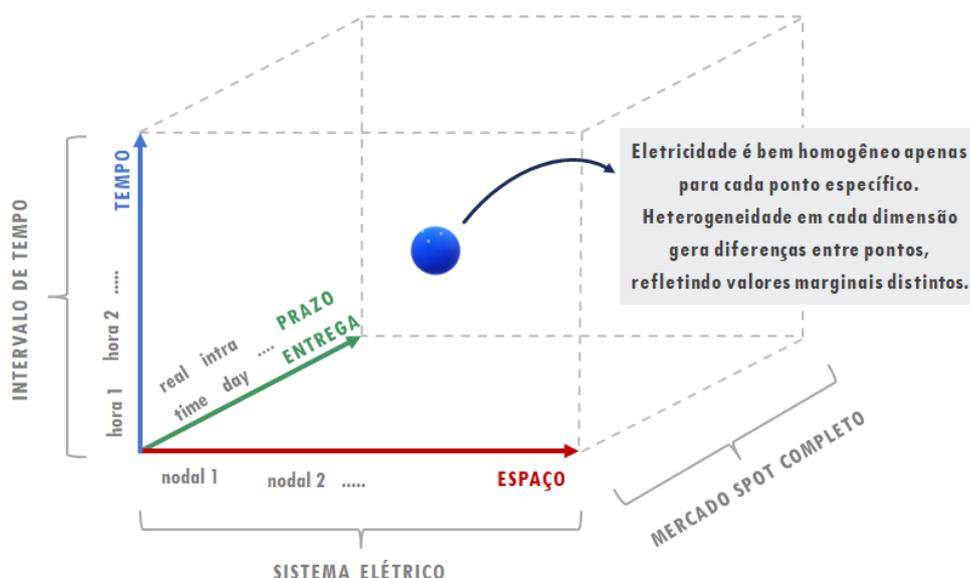
A eletricidade pode ser gerada a partir de fontes primárias não variáveis, com combustíveis estocáveis e tecnologias controláveis (despacháveis); ou a partir de fontes variáveis, com disponibilidade incerta. Sistemas termelétricos apoiam-se em fontes líquidas e certas, administrando flutuações da demanda com geração despachável, razão pela qual são reconhecidos como sistemas com restrição de potência. Já sistemas com geração variável apoiam-se em fontes renováveis, mas em sua maioria pouco controláveis, razão pela qual são reconhecidos como sistemas com restrição de energia.

Embora a variação da oferta ao longo do tempo seja mais evidente com fontes não controláveis (estocáveis), ambos os sistemas estão sujeitos a falhas inesperadas na geração ou transmissão da energia, cujas intercorrências podem restringir o equilíbrio instantâneo (estático) entre oferta e demanda. A demanda agregada (carga) também varia ao longo do tempo em resposta a hábitos de consumo, posse de equipamentos, dispersão espacial das unidades consumidoras e simultaneidade do consumo ao longo do tempo.

As restrições à estocagem tornam a eletricidade heterogênea no tempo, pois restringe a arbitragem intertemporal. Limites à capacidade de transmissão tornam a eletricidade heterogênea espacialmente, delimitando as possibilidades de interconexão entre geração e consumo, ou seja, a viabilidade de suprimento. Já as restrições ao ajuste da geração em curto intervalo de tempo tornam a eletricidade heterogênea ao longo do prazo de entrega (*lead-time*). As tecnologias despacháveis detêm graus distintos de flexibilidade, com limites para ajustes de geração (*ramping*) e custos para entrar ou sair de operação (*cycling*); enquanto as fontes variáveis envolvem incerteza na disponibilidade futura. Desta forma, as restrições existentes à arbitragem através de estocagem, transmissão e flexibilidade constituem a eletricidade um bem heterogêneo nas dimensões de tempo, espaço e prazo de entrega. Conseqüentemente, a eletricidade gerada por diferentes tecnologias deve ser compreendida como substitutos imperfeitos, refletindo a diferença de seus valores marginais.

A Figura 2 ilustra as três dimensões de heterogeneidade da eletricidade. Para cada ponto dentro do espaço tridimensional, a eletricidade é um bem homogêneo. Ou seja, a eletricidade é homogênea apenas para um dado ponto no tempo, no espaço e no prazo de entrega (o intervalo entre o contrato e a sua realização). Porém, as restrições à arbitragem geram diferenças (heterogeneidades) entre os pontos, refletindo valores marginais distintos para eletricidade.

Figura 2 - Dimensões de Heterogeneidades da Eletricidade



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Hirth et al. (2016).

As heterogeneidades se refletem na realidade dos sistemas e setores elétricos. Enquanto produtos homogêneos são produzidos, em geral, por tecnologia única, a eletricidade pode ser suprida por uma série de tecnologias distintas, com diferentes características e distintos custos fixos e variáveis. Não existe uma tecnologia única eficiente, mas um portfólio ótimo de geração com combinação de diferentes tecnologias e fontes, refletindo as heterogeneidades do produto. Plantas voltadas para base da geração tem alto custo fixo, baixo custo variável e geralmente reduzida capacidade de ajuste na produção. Já plantas voltadas para o pico da demanda tem baixo custo fixo, alto custo variável e elevada capacidade de ajuste da geração. Além de diferenças no tempo, a localização da geração reflete heterogeneidades no espaço. Por um lado, recursos com restrições locais determinam a localização da geração. Por outro, a maior modularização das ERV permite localizar a geração de forma distribuída na carga, evitando expansão da rede de transmissão.

As heterogeneidades também interferem nos desenhos de mercado e nas possibilidades de seu aprimoramento, em resposta à evolução do sistema e de sua configuração (SAGUAN ET AL., 2009; IEA, 2016b). No Brasil, o valor marginal da energia foi historicamente estabelecido semanalmente para três patamares (horas do dia) distintos de carga, com liquidação mensal de diferenças entre fluxos contratados e realizados. Na Europa, os preços de equilíbrio são definidos para cada hora e região geográfica específica, em geral cobrindo todo o país. Cramton (2017) argumenta que a

ausência de preços locais na Europa compromete a sinalização da congestão na transmissão, enquanto a fragmentação dos sistemas entre diferentes países prejudica a precificação da interconexão. Já nos Estados Unidos, os sistemas elétricos englobam mais de um estado, com maior resolução espaço-temporal. No Texas (*Electric Reliability Council of Texas – ERCOT*), os preços de eletricidade são locais (*nodal price*), estabelecidos para intervalos de cinco minutos e diferem entre o mercado para o dia à frente (*day-ahead market*) e o mercado instantâneo (*real-time market*), que formam o mercado *spot*. Não há, portanto, um preço de eletricidade, mas inúmeros preços de eletricidade, em função do momento, da localização e do prazo de entrega.

As análises de bem-estar, competitividade das fontes e custo-benefício devem levar em conta as heterogeneidades da eletricidade, considerando seus impactos no mix de tecnologias, no desenho de mercado e remuneração dos ativos e na configuração do sistema, contemplando sua evolução e capacidade de adaptação.

2.2. Penetração das Energias Renováveis Variáveis: três visões distintas

A expansão dos sistemas elétricos através de monopólios verticalmente integrados e a predominância de fontes de geração controláveis (despacháveis) disseminou na indústria a relevância dos custos como métrica comparativa para orientar investimentos e justificar políticas públicas (JOSKOW, 2011a). É recorrente a noção, mesmo entre *policy makers*, que determinada fonte de geração se torna competitiva quando o seu custo nivelado pela geração média esperada passa a ser inferior ao preço médio de eletricidade ou à tarifa média de determinada região (*grid parity*). A consequência do viés restrito de custos se manifesta em afirmações como “a fonte solar já é mais competitiva do que o carvão”, guiando a lógica de políticas voltadas à disseminação das ERV. Pode-se identificar três visões distintas sobre a penetração incentivada de renováveis nos sistemas.

Por um lado, a “visão otimista” busca enfatizar externalidades positivas advindas de fontes renováveis não internalizadas em preços de mercado ou em custos marginais de operação otimizados, enumerando vantagens supostamente exclusivas dessas fontes. Nesse contexto, proliferam estudos que procuram comprovar a viabilidade física de um sistema 100% renovável (FINON, 2016) ou que buscam dimensionar as externalidades positivas, elencando atributos valorados em termos de custos (evitados) de oportunidade e empilhados em forma de benefícios ocultos não considerados (BROWN, 2016).

Dentre as externalidades e benefícios comumente relacionados às ERV, destacam-se a substituição de combustíveis fósseis para atingir as metas de redução de emissões, a

contribuição à segurança energética, a geração de postos de trabalhos (*green jobs*), a redução de impactos ambientais locais, a mitigação de pobreza energética, o incentivo à “indústria nascente” no país e a redução de custos via economias de escala e curvas de aprendizado (*learning-by-doing*) (BORENSTEIN, 2012; EDENHOFER ET AL., 2013).

Por outro lado, a “visão pessimista” pontua que as fontes renováveis incorrem em custos de integração (CI) e demandam custos elevados de adequação dos sistemas, muitas vezes negligenciados pelos “otimistas”, contrabalançando ou mesmo anulando as externalidades reivindicadas. Neste contexto, a literatura de CI computa geralmente componentes aditivos de custos, relacionados a novos investimentos nas redes de transmissão e distribuição (*grid costs*), desafios para o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda (*balancing costs*) e adequação dos sistemas (*adequacy costs*), como *backup* exclusivo para a intermitência das renováveis.

Além deste viés metodológico, a abordagem tradicional dos custos de integração enfrenta desafios relacionados à definição, decomposição e cálculo dos custos, pois (i) não há consenso e tampouco garantia de que o rol de componentes usuais seja exaustivo (*grid, balancing e adequacy costs*); (ii) não há clareza sobre a interação dinâmica com os sistemas, no que diz respeito a direção e dimensão dos custos; e (iii) não há metodologia clara para computar os componentes e as suas inter-relações (MILLIGAN et al., 2011).

A dificuldade metodológica reside na comparação entre dois sistemas distintos, um que contenha a contribuição da tecnologia em análise e outro que não a inclua. Para permitir comparações entre diversas fontes, deve-se utilizar um sistema alternativo (sem a tecnologia) comum a todas as análises, estabelecendo-se um *benchmark* comparativo. Outro aspecto sensível refere-se ao horizonte temporal em consideração, pois as análises usuais tendem a desconsiderar que a transformação dos sistemas pode reduzir os CI ao longo do tempo, restringindo-se apenas a efeitos de curto ou médio prazo. Neste sentido, as análises tradicionais dos CI acabam por não contribuir adequadamente para a análise comparativa das fontes (HIRTH et al., 2015).

Em síntese, a “visão pessimista” tende a negligenciar custos de integração negativos, que reflitam benefícios sistêmicos da introdução das fontes nos sistemas. Já a “visão otimista” enfatiza externalidades positivas das renováveis para defender sua massificação como instrumento de descarbonização das economias, contornando as dificuldades à internalização direta do custo do carbono (*first-best solution*). O resultado superestima externalidades positivas das novas fontes e exclui da nova equação outros potenciais recursos e tecnologias alternativas para redução das emissões.

Assim, a “visão otimista” peca por valorar o que lhe convém, elencando atributos exclusivos de suas fontes, ao passo que a “visão pessimista” peca por restringir a análise a viés de curto prazo, negligenciando evolução futura de custos de integração e adaptação dos sistemas em transformação.

No entanto, pode-se identificar na literatura uma “visão neutra” de meio termo, que não reforça subsídios via internalização específica e que não negligencia ganhos sistêmicos de curto e longo prazo. Esta vertente, aqui identificada como “visão sistêmica”, reconhece que o protagonismo das ERV e a difusão de mercados de energia convergem para um novo paradigma na indústria, forçando a transição de custos para valor.

2.3. Abordagem Sistêmica – De Custos à Valor

A penetração crescente das ERV torna patente as dimensões de heterogeneidade da eletricidade, uma vez que as possibilidades de atendimento à demanda estão sujeitas às disponibilidades de potência e transmissão, resultando em variações significativas do valor marginal da energia gerada.

Neste contexto, tona-se inadequada a comparação direta entre as ERV e as fontes tradicionais controláveis por meio de métricas comparativas tradicionais como o custo nivelado (*levelized cost of electricity* – LCOE) – como discutem Joskow (2011a, 2011b), Borenstein (2008, 2012), Hirth (2013), Schmalensee (2016), Finon (2016), entre outros.⁸ O LCOE negligencia o valor marginal da energia ao nivelar custos projetados específicos de cada fonte pela geração média esperada, contrastando-os com o preço médio de eletricidade. Isto é, o protagonismo das ERV acentua as diferenças entre os valores marginais da energia gerada pelas diferentes fontes de geração, invalidando a comparação tradicional por custos nivelados.⁹ Deste modo, em um primeiro plano, a variabilidade afeta o valor marginal esperado da energia gerada por diferentes tecnologias, demandando aprimoramentos nos métodos de comparação tecnológica.

⁸ Como sintetiza Joskow (2011a, p. 240): “conventional “levelized cost” is a flawed metric (...) because it effectively treats all electricity generated as a homogenous product governed by the law of one price. (...) It is important to take wholesale market price into account because the hourly output profiles, and the associated market value of electricity supplied by intermittent generating technologies can be very different. Moreover, different intermittent generating technologies (e.g., wind versus solar) also can have very different hourly production and market value profiles.”

⁹ Como observa Borenstein (2012, p. 71): “The lack of comparability in levelized cost analyses is particularly troubling because these cost figures are frequently the central focus of policy discussions about alternative technologies. These figures can potentially be useful benchmarks, but they must be thoughtfully adjusted for the attributes of the power produced and other impacts of the generation process.”

O valor marginal da energia gerada pelas fontes é afetado pelos custos de integração (CI) incorridos, ainda que esses sejam negativos, traduzindo-se em benefício pela introdução no sistema. Os elevados CI geralmente associados às ERV decorrem da relação entre o grau de penetração dessas fontes e a configuração do sistema em análise. Os sistemas elétricos tradicionais, especialmente aqueles com preponderância termelétrica, não foram concebidos para suportar elevada e recorrente variação de parte significativa de seu portfólio de geração. Os CI emergem, portanto, da inadequação dos sistemas ao perfil típico de geração das fontes. Assim, em um segundo plano, para determinar o valor marginal esperado das fontes para os sistemas, faz-se necessário dimensionar os custos de integração envolvidos.

O dimensionamento dos CI, por sua vez, depende das características específicas de cada sistema elétrico. As configurações dos sistemas elétricos resultam de um processo cumulativo de expansão ao longo dos anos, com *path dependence* e *lock-in*. Enquanto a trajetória passada configura as restrições presentes, as possibilidades de expansão determinam as restrições futuras. Há, portanto, CI estáticos referentes ao sistema atual, e CI dinâmicos, referentes à evolução do sistema. Conseqüentemente, o valor marginal das fontes também se refere às circunstâncias estáticas atuais e às circunstâncias dinâmicas futuras, pois é função do grau de penetração projetado para as fontes e da expectativa de evolução futura dos sistemas. É a partir desta perspectiva que a literatura está progredindo atualmente, partindo de uma visão estreita de custo para uma abordagem ampla de valor (IEA, 2016a), reconhecendo o caráter sistêmico e dinâmico dos sistemas elétricos.

Para aprimorar a comparação entre tecnologias tendo por base o valor econômico das alternativas, contornando as deficiências relacionadas às análises tradicionais dos CI e às métricas alternativas que os desconsideram, Ueckerdt et al. (2013) e Hirth et al. (2015) propõem uma abordagem “*top-down*”. Em contraste com a abordagem aditiva tradicional *bottom-up*, em que os CI não são definidos separadamente, a abordagem “*top-down*” tem por vantagem a definição de custos marginais de integração, ao invés de custos médios. Como os CI afetam conjuntamente o valor das tecnologias e os seus custos totais, a abordagem proposta estabelece uma definição dual a partir destas duas perspectivas distintas. O *insight* está na fusão de duas literaturas paralelas (valor das tecnologias e custos de integração) em um único *framework*, decompondo custos e benefícios sistêmicos.

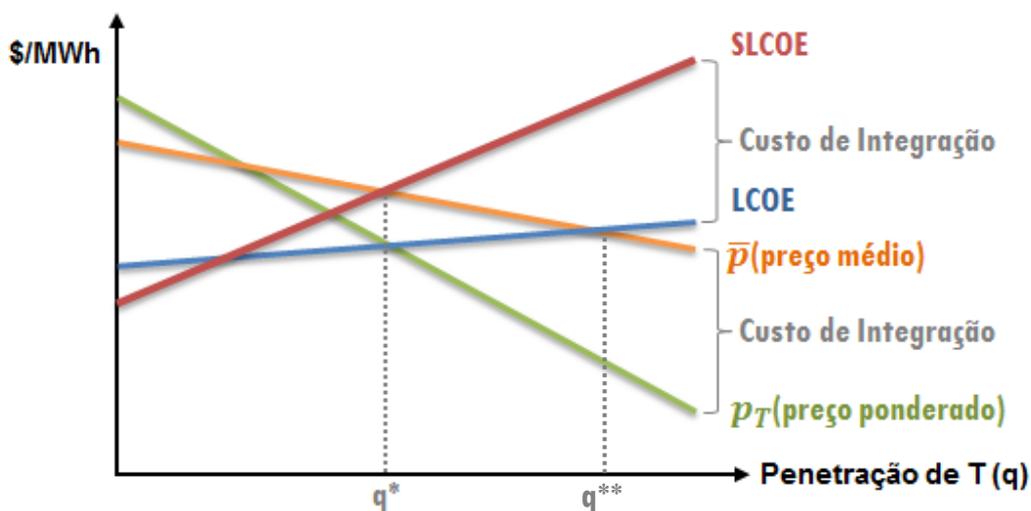
Sob a “*perspectiva de custos*”, os custos nivelados tradicionais de geração (LCOE) são acrescidos dos custos marginais de integração, resultando em um custo nivelado

sistêmico (System LCOE – SLCOE). Já a partir da “*perspectiva de valor*”, os CI derivam do valor econômico marginal da tecnologia para o sistema, refletindo-se na variação de bem-estar pelo aumento adicional de geração da fonte. Em mercados perfeitos e completos, o valor marginal da fonte é expresso pelo seu valor de mercado, isto é, pelo preço médio ponderado pelo perfil de geração da fonte – expressando momento, local e grau de incerteza da geração da fonte, ou seja, todas as dimensões de heterogeneidade da eletricidade. Já o preço médio de eletricidade, representa, em termos teóricos, o valor de mercado de uma tecnologia hipotética com geração constante, constituindo-se em um *benchmark* comparativo. Assim, sob a “*perspectiva de valor*”, os custos marginais de integração, para uma dada penetração da fonte, são definidos como a diferença entre o preço médio e o seu preço ponderado médio pelo seu perfil de geração.

Conseqüentemente, o nível ótimo de penetração da fonte é determinado de forma dual, tanto pelo contraste entre custo nivelado sistêmico (SLCOE) e preço médio de eletricidade (*perspectiva de custos*), quanto pelo contraste entre custo nivelado tradicional (LCOE) e valor de mercado da fonte (correspondente ao seu valor marginal) (*perspectiva de valor*). Enquanto na *perspectiva de custos*, os CI integram os custos nivelados sistêmicos, na *perspectiva de valor* os CI estão refletidos no valor de mercado da fonte.

O Gráfico 5 demonstra que, pelo dualismo da definição teórica, o ponto de penetração ótimo (q^*) de uma tecnologia (T) é o mesmo para ambas as abordagens. Nota-se que o nível de penetração ótimo inferido pela visão sistêmica é inferior, em tese, a comparação direta e equivocada entre preço médio de eletricidade e custo nivelado de geração (q^{**}), indicando a necessidade de adaptação dos sistemas.

Gráfico 5 - Custo de Integração pelas perspectivas “de valor” e “de custos”



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Hirth et al. (2015).

2.3.1. Derivação das Perspectivas Duais de Custo e Valor

A partir da “perspectiva de valor”, os CI derivam do valor econômico marginal da tecnologia para o sistema (\$/MWh), que se traduz no custo ou benefício (em termos de bem-estar) decorrente do aumento adicional de geração da fonte. Neste sentido, o custo marginal de integração da tecnologia T ($CMgI_T$), para uma dada penetração da fonte (q), é definido como a diferença entre o preço médio e o seu preço ponderado específico (Equação 1), refletindo CI em termos marginais (\$/MWh), não em termos médios (UECKERDT ET AL., 2013; HIRTH ET AL., 2015).

$$CMgI_T(q) = \bar{p}(q) - p_T(q) \quad (1)$$

A taxa de penetração ótima (q^*) da tecnologia é determinada pelo ponto em que o valor de mercado da fonte (p_T) coincide com seu custo marginal, expresso pelo custo nivelado (LCOE) de longo prazo (Equação 2). Conseqüentemente, obtém-se que os custos marginais de integração impactam o valor de mercado (p_T), alterando o nível ótimo de penetração da fonte no sistema (q^*).

$$p_T(q^*) = LCOE_T(q^*) \stackrel{(1)}{\Rightarrow} LCOE_T(q^*) = \bar{p}(q^*) - CMgI_T(q^*) \quad (2)$$

Alternativamente, os custos marginais de integração podem ser definidos sob a “perspectiva de custos”. Nesta abordagem dual, os custos nivelados tradicionais de geração ($LCOE_T$) são acrescidos dos custos marginais de integração ($CMgI_T$), resultando em um custo nivelado sistêmico (*System LCOE* – $SLCOE$) (Equação 3). Sob esta perspectiva, o nível ótimo de penetração da fonte é analogamente estabelecido quando o custo nivelado sistêmico coincide com o preço médio de eletricidade (Equação 4).

$$SLCOE_T(q) = LCOE_T + CMgI_T(q) \quad (3)$$

$$\bar{p}(q^*) = SLCOE_T(q^*) \quad (4)$$

O LCOE sistêmico ($SLCOE$), para uma tecnologia T, é definido como a soma entre o custo nivelado ($LCOE_T$), que representa o seu custo marginal de geração, e o custo marginal de integração da tecnologia T ($CMgI_T$), definido como o acréscimo no CI total derivado de um aumento marginal na geração da tecnologia (G_T) (Equação 5).

$$SLCOE_T \equiv LCOE_T + CMgI_T, \text{ onde } CMgI_T \equiv \frac{d}{dG_T} CI \quad (5)$$

$$G_{\text{total}} = G_T + G_{\text{resid}} \therefore G_{\text{resid}} = G_{\text{total}} - G_T \quad (6)$$

Define-se, assim, o custo de integração da tecnologia T como todos os custos adicionais ao sistema residual (não atendido pela tecnologia T) decorrentes da introdução da tecnologia. Entretanto, os CI não são obtidos de forma direta, pois é necessário comparar dois estados de sistema diferentes (um com a contribuição da tecnologia T e o

outro sem) para se estimar os CI adicionais. Em um estado, o custo total (C_{total}) corresponde à soma do custo da tecnologia (C_T) com o custo do parque residual (C_{resid}), em outro, o custo total coincide com o custo residual ($G_T=0$) (Equação 7).

$$C_{total} = C_T + C_{resid} \therefore C_{total}(G_T = 0) = C_{resid}(G_T = 0) \quad (7)$$

Por definição, o CI da tecnologia T não faz parte do custo de geração da tecnologia. Conseqüentemente, o CI emerge da comparação entre os custos residuais nos dois estados (com e sem geração da tecnologia T). Entretanto, a comparação entre os custos residuais não expressa somente o CI da tecnologia, mas também as diferenças de custos de geração. Ou seja, a comparação absoluta entre os custos residuais inclui os potenciais custos evitados com despachos mais custosos em decorrência da introdução da tecnologia. Para contornar este problema, se considera não a diferença absoluta, mas a diferença relativa entre os custos em ambos os cenários, ponderados pela energia gerada pelo parque residual em cada estado (com e sem geração da tecnologia), como indica a Equação 8. Reescrevendo-a em função da Equação 6, obtém-se o custo total (Equação 9).

$$CI \equiv \left(\frac{C_{resid}}{G_{resid}} - \frac{C_{total}(G_T=0)}{G_{total}} \right) \times G_{resid} = C_{resid} - \frac{G_{resid}}{G_{total}} \times C_{total}(G_T = 0) \quad (8)$$

$$C_{resid} = CI + \frac{G_{resid}}{G_{total}} \times C_{total}(G_T = 0) \therefore C_{total} = C_T + CI + \frac{G_{resid}}{G_{total}} \times C_{total}(G_T = 0) \quad (9)$$

A penetração ótima da tecnologia é obtida quando os custos totais do sistema são mínimos para uma variação marginal da geração da tecnologia (Equação 10). Esta condição ótima de primeira ordem pode ser reinterpretada de acordo com Equação 5, resultando na igualdade, no ponto ótimo de desenvolvimento da tecnologia no sistema, entre a soma dos custos marginais de geração da tecnologia ($LCOE_T$) com seus custos marginais de integração ($CMgI_T$) e o custo sistêmico do sistema alternativo ($SLCOE_{alter}$), sem a tecnologia. Reescrevendo este resultado ótimo em função da definição de custos marginais de integração (Equação 1), obtém-se que o ponto ótimo de penetração da tecnologia é determinado quando o seu custo sistêmico ($SLCOE_T$) se iguala ao custo sistêmico do sistema alternativo ($SLCOE_{alter}$) (Equação 12).

$$\text{MIN } C_{total} \Rightarrow \frac{d}{dG_T} C_{total} = 0 \therefore \frac{d}{dG_T} C_T + \frac{d}{dG_T} CI + \frac{d}{dG_T} \left(\frac{G_{resid}}{G_{total}} \times C_{total}(G_T = 0) \right) = 0 \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \therefore \frac{d}{dG_T} C_T &\equiv LCOE_T \quad \therefore \frac{d}{dG_T} CI \equiv CMgI_T \quad \therefore \frac{d}{dG_T} \left(\frac{G_{resid}}{G_{total}} \times C_{total}(G_T = 0) \right) = \\ &= \frac{d}{dG_T} \left(\frac{G_{total} - G_T}{G_{total}} \times C_{total}(G_T = 0) \right) = - \frac{C_{total}(G_T=0)}{G_{total}} \equiv - SLCOE_{alter} \end{aligned} \quad (11)$$

$$\Rightarrow LCOE_T + CMgI_T = SLCOE_{alter} \therefore CMgI_T = SLCOE_T - LCOE_T \Rightarrow SLCOE_T = SLCOE_{alter} \quad (12)$$

O custo nivelado sistêmico da tecnologia pode ser interpretado como seu custo econômico marginal, enquanto o custo nivelado sistêmico do sistema alternativo como uma *proxy* para o valor econômico da tecnologia, pois espelha o custo de oportunidade de suprir a carga com geração alternativa. Deste modo, a penetração ótima de cada tecnologia é determinada pelo ponto em que o seu custo econômico marginal iguala o seu valor econômico marginal.¹⁰ Assim, a competitividade das fontes deixa de ser expressa com base em custos nivelados tradicionais (LCOE) e passa a ser medida através de custos nivelados sistêmicos (SLCOE), internalizando CI na análise comparativa.

2.3.2. Value Factor: instrumento de análise do valor das ERV

Sob a perspectiva de valor, os custos de integração podem ser inferidos pelo prêmio ou desconto que o valor de mercado das fontes – utilizado como *proxy* de seu valor marginal, já que os mercados não são nem perfeitos, nem completos –, obtém sob o preço médio de eletricidade do mercado.

A partir da razão entre o preço médio ponderado da fonte e o preço médio da eletricidade, denominada pela literatura de *value factor* (HIRTH, 2013; STEPHENSON, 1973), pode-se inferir a dimensão dos custos de integração incorridos na prática pelas fontes. O prêmio ou o desconto sob o preço médio expressa custos de integração de fontes variáveis de geração, vis-à-vis à fonte com geração constante. Assim, o *value factor* é determinado pelo grau de penetração das fontes, condicionado às características dos sistemas. O *value factor* pode ser calculado com base em preços observados (CI estáticos) ou com base em preços projetados (CI dinâmicos). Para um dado grau de penetração, a adequação do sistema residual à demanda não atendida pela fonte em análise determina a dimensão dos CI estáticos. Já os custos de adequação delimitam a evolução dos CI dinâmicos.

Por ser definido como a razão entre o preço obtido pela fonte específica (ponderado pelo perfil de geração) e o preço médio de eletricidade, o *value factor* se traduz em um preço relativo, utilizando o preço médio como numerário, permitindo a comparação entre diferentes fontes, sistemas e períodos de tempo. Schmalensee (2016) observa que a contribuição da geração de uma fonte ao bem-estar social (correspondente a sua lucratividade), desconsiderando externalidades e desconto intertemporal, é definida pelo

¹⁰ Como observa Hirth (2014): “the marginal cost of VRE has to be compared to its marginal value. To derive the marginal value, one needs to take into account when and where it was generated and that forecast errors force VRE generators to sell their output relatively short before real time.”

produto entre a energia produzida e a diferença positiva entre o preço obtido nas horas de geração e o seu custo nivelado de eletricidade (*levelized cost of electricity* – LCOE):

$$\Pi = \sum_{h=1}^H (P_h - LCOE) \times Q_h > 0 \quad (13)$$

Como já observado, comparar o custo nivelado de uma determinada fonte ao preço médio de eletricidade e, conseqüentemente, contrastar o seu custo nivelado com outras fontes de perfil distinto de geração (ou disponibilidade) só seria apropriado se os preços (valores marginais) ou as quantidades (energia produzida) fossem constantes. Este seria o caso aproximado para tecnologias despacháveis voltadas para base da geração, razão pela qual a comparação direta entre custos nivelados e preços médios de eletricidade tornou-se a regra de bolso da métrica comparativa na indústria. Em contexto de variabilidade, no entanto, os custos nivelados devem ser contrastados ao preço médio ponderado pelo perfil de geração. Assim, considerando a razão entre o preço médio ponderado pela geração da fonte e o preço médio de eletricidade (definido por *value factor*), pode-se reescrever a equação (13) como:

$$\Pi = (\sum_{h=1}^H P_h - LCOE) \times \sum_{h=1}^H Q_h \quad (14)$$

$$\Pi = \left(\frac{\sum_{h=1}^H P_h Q_h}{\sum_{h=1}^H P_h Q_h} \times \frac{H}{H} \times \sum_{h=1}^H P_h - LCOE \right) \times \sum_{h=1}^H Q_h \quad (15)$$

$$\Pi = \left[\left(\frac{\sum_{h=1}^H P_h Q_h}{\sum_{h=1}^H P_h} \right) \times \frac{\sum_{h=1}^H P_h}{H} - LCOE \right] \times \sum_{h=1}^H Q_h = (\psi \bar{P} - LCOE) \times \sum_{h=1}^H Q_h \quad (16)$$

Onde ψ é o *value factor* e \bar{P} é o preço médio de eletricidade do período analisado. Assim, o *value factor* captura o valor marginal sistêmico da fonte, que depende da habilidade de acompanhar a carga (“*load matching capability*”), seguindo as variações do custo marginal sistêmico (LAMONT, 2008). Ou seja, a disponibilidade esperada da fonte é valorada em função da sua contribuição ao atendimento da demanda do sistema.

Para tecnologias despacháveis voltadas para base, a sua viabilidade depende exclusivamente de o custo nivelado ser inferior ou igual ao preço médio esperado. Porém, para tecnologias não despacháveis, e mesmo para as despacháveis não voltadas para base da geração, a viabilidade depende ainda do *value factor* esperado.

Para *value factor* acima da unidade, o investimento pode se revelar atrativo do ponto de vista econômico e social mesmo que o custo nivelado esteja acima do preço médio de eletricidade. Já para *value factor* abaixo da unidade, ainda que o custo nivelado esteja inferior ao preço médio, o investimento pode-se revelar indesejável. Portanto, a atratividade do investimento está intimamente relacionada ao valor esperado do *value*

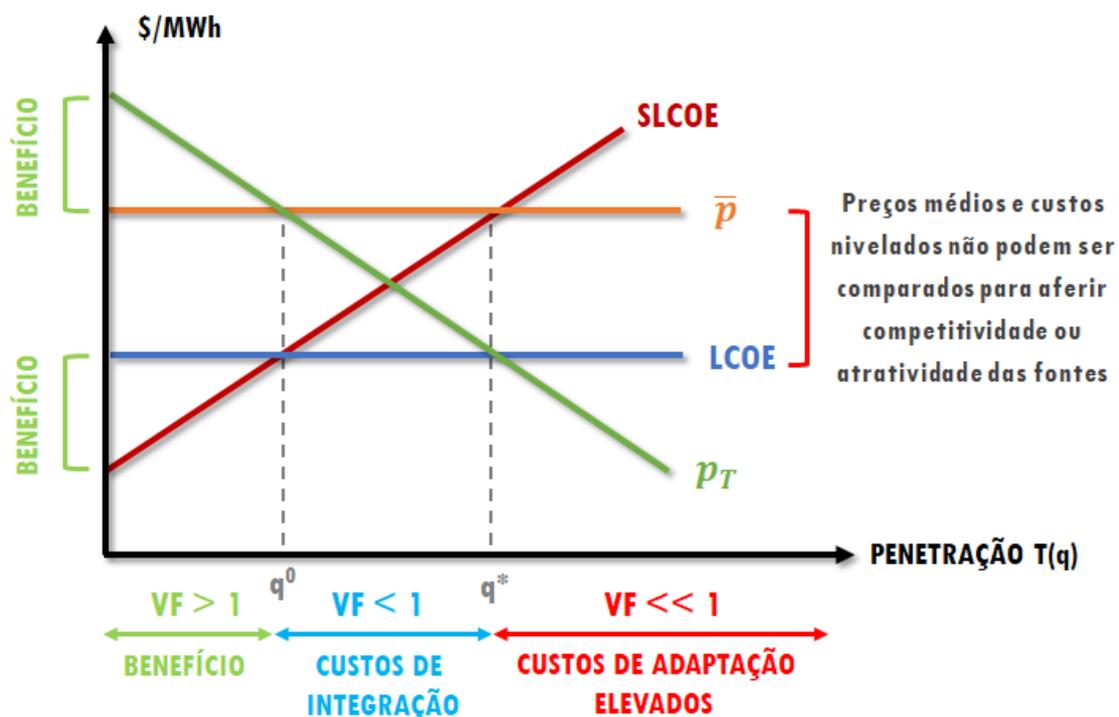
factor, isto é, está condicionado ao valor marginal esperado da disponibilidade ou geração esperada da fonte em análise.

Frente à desvantagem já mencionada de estimar os custos de integração sob a perspectiva *bottom-up* de custos, usualmente aditivos, a inferência sob a perspectiva *top-down* de valor tem as vantagens de (i) não necessitar decomposição explícita dos custos; (ii) não pressupor aditividade dos componentes; (iii) permitir análise da evolução temporal dos custos – tanto passada, quanto projetada; e ainda (iv) possibilitar a comparação entre diferentes sistemas, pois a razão expressa pelo *value factor* é adimensional, traduzindo-se em um preço-relativo.

2.3.3. Custos de Integração e Adaptação dos Sistemas

Ao comparar custos nivelados com preço médio de eletricidade, prática ainda enraizada na indústria como regra de bolso de métrica comparativa, se pressupõe competitividade ou atratividade irrestrita às fontes. O Gráfico 6 apresenta a noção recorrente de preço médio de eletricidade e custos nivelados constantes ao longo do tempo, invariantes à penetração das fontes nos sistemas.

Gráfico 6 - Competitividade das Fontes de Geração e Custos de Integração



Fonte: Elaboração própria.

Custos inferiores a preços médios indicariam atratividade da fonte na métrica usual, inclusive para fontes variáveis não controláveis. Porém, a inserção significativa na matriz

altera os sistemas. A abordagem sistêmica revela que a penetração inicial das ERV pode resultar em benefício para o sistema, o que se materializa em custo nivelado sistêmico (SLCOE) inferior ao custo nivelado de geração tradicional (LCOE) ou em preço ponderado da fonte superior ao preço médio de eletricidade, se traduzindo em *value factor* superior a unidade. Entretanto, a penetração crescente da fonte nos sistemas pode resultar em custos de integração, esgotando os benefícios iniciais advindos principalmente da maior diversificação da matriz.

A partir de então, a penetração crescente da fonte no sistema incorre em custos de integração, refletindo *value factor* inferior a unidade. A penetração ótima (q^*) é dada pela igualdade entre custos nivelados sistêmicos e preço médio ou, pela dualidade, custos nivelados tradicionais e preços ponderados. Para além da penetração ótima, os custos de integração se sobrepõem aos benefícios da expansão da fonte, implicando em elevado custo de adaptação do sistema (Gráfico 6).

A literatura identifica três efeitos distintos relacionados ao perfil de geração e ao valor marginal das fontes: efeito correlação, efeito ordem de mérito e efeito de autocanibalização das ERV.

O “efeito correlação” (*correlation effect*) refere-se à correlação do perfil de geração da fonte com a demanda (carga) ou outro parâmetro que interfira no valor médio da eletricidade, de modo a impactar o valor marginal da fonte a depender da correlação positiva ou negativa. Em contexto de penetração massiva das ERV, o efeito correlação passa a ser definido não pela correlação com a carga, mas sim com a carga residual.

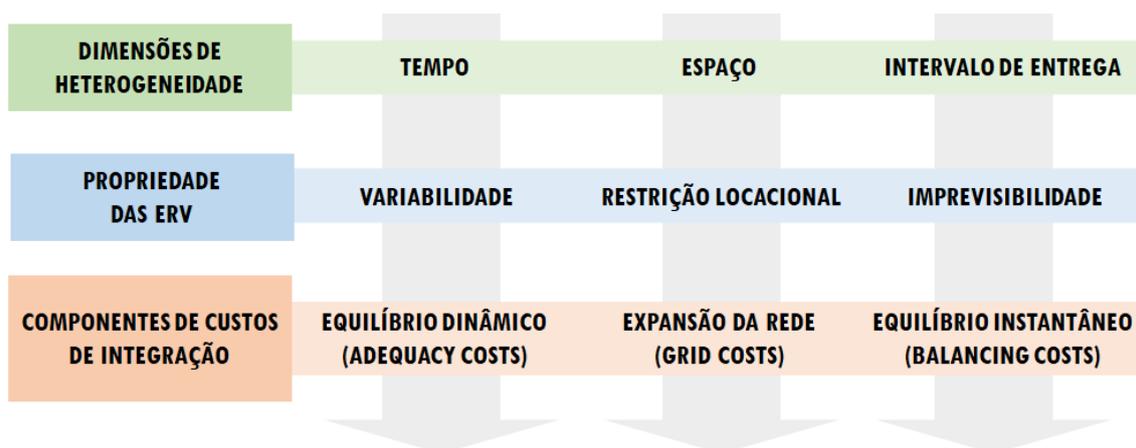
O “efeito de ordem de mérito” (*merit-order effect*) implica na redução dos preços médios de eletricidade pela penetração massiva das ERV (SENSFUß et al., 2008). Com custo marginal desprezível, as ERV deslocam outras fontes de geração na curva de ordem de mérito de despacho, com diferentes relações entre custos variável e fixo (*baseload*, *mid-merit* e *peaking load*). O aumento da capacidade instalada de ERV com perfil de geração similar implica em maior redução do preço médio.

O efeito reconhecido pela literatura como autocanibalização das ERV (*self-cannibalization effect*) refere-se à redução do preço médio ponderado pelo perfil de geração da fonte em decorrência da sua penetração no sistema (HIRTH, 2015). Com perfil de geração em geral similar, a penetração massiva das ERV reduz o seu valor marginal, canibalizando a remuneração no mercado pela energia gerada, isto é, comprimindo preços no momento de maior disponibilidade do recurso. Este efeito é reconhecido pela literatura há muito tempo, como em Grubb (1991) e Lamont (2008), mas a redução do *value factor*

ao longo do tempo (*drop value*) é um instrumento recente para inferir os impactos da penetração massiva das ERV no sistema elétricos, como em Hirth (2013) ou Schmalensee (2016).

Desta forma, os CI reduzem o valor de mercado das ERV, com a maior penetração dessas fontes nos sistemas, por duas principais razões. A primeira refere-se à baixa remuneração da capacidade adicional, que tende a ser correlacionada com a geração das ERV existentes e não com a demanda residual, contribuindo pouco nos momentos de escassez e intensificando a sobre oferta em momentos de abundância. A segunda refere-se à redução do preço *spot* justamente nos momentos de maior geração esperada das ERV, quando parte significativa da demanda é atendida por fontes com custo variável de operação desprezível.¹¹

Figura 3 - Relações entre Heterogeneidades da Eletricidade, Propriedades das ERV e Custos de Integração



Fonte: Elaboração própria.

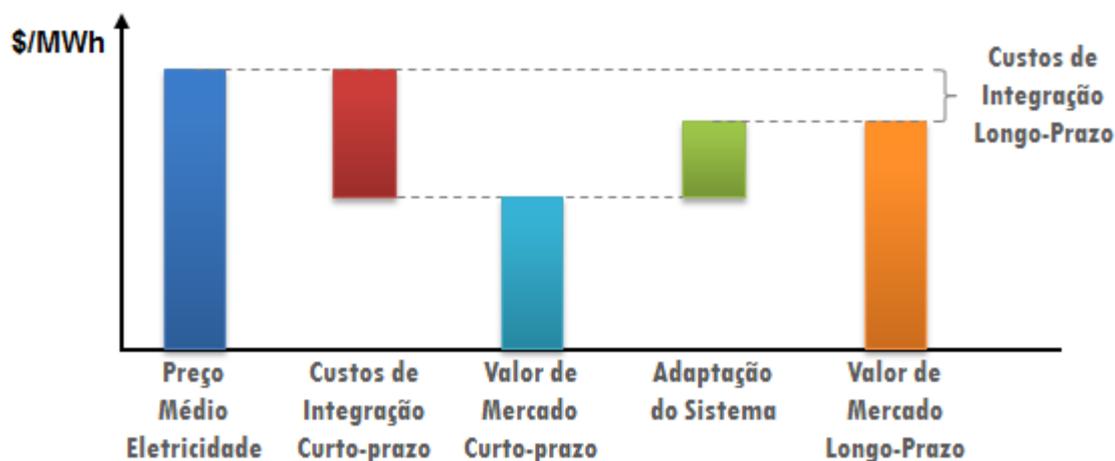
De modo geral, as três principais características das ERV – variabilidade, imprevisibilidade e restrições locacionais – estão diretamente relacionadas a cada uma das três dimensões da heterogeneidade da eletricidade e dos seus impactos nos sistemas elétricos. A Figura 3 apresenta as interrelações entre as três dimensões e esferas de impactos. A variabilidade da geração está relacionada a heterogeneidade temporal da eletricidade. Já as restrições locacionais ao aproveitamento dos recursos impõem maior restrição à dimensão espacial da eletricidade. A baixa previsibilidade da geração das ERV, por sua vez, está diretamente relacionada à dimensão do intervalo de entrega da

¹¹ Neste sentido, Keay (2016) advoga que os mercados de eletricidade estão “quebrados”, pois, nessas circunstâncias, o valor de mercado deixa de incentivar novos investimentos, remunerar adequadamente os ativos existentes e conferir sinais adequados aos consumidores.

energia. Ao reforçar as heterogeneidades da eletricidade em suas três dimensões, a inserção massiva das ERV resulta em custos de integração também diretamente relacionados à cada uma das propriedades das ERV e das dimensões de heterogeneidades. A variabilidade temporal implica em custos de adequação dos sistemas elétricos (*adequacy costs*); a restrição locacional demanda maior investimento na rede de transmissão e distribuição (*grid costs*); e a imprevisibilidade da geração no momento da entrega efetiva do montante contratado resulta em custos de balanceamento instantâneo entre oferta e demanda (*balancing costs*).

Em síntese, a abordagem sistêmica resulta na definição intuitiva que os custos de integração emergem com a maior penetração das fontes ao longo do tempo, impactando o seu valor de mercado e os seus custos marginais de geração sistêmicos (SLCOE). Em contexto de penetração inicial das ERV, os CI podem ser negativos, se traduzindo em benefício pelo atendimento à carga e pelo impacto desprezível no sistema residual. Porém, com participação crescente na geração, os CI tendem a se elevar, limitando o nível de penetração ótima das fontes. No longo prazo, o sistema pode se adaptar ao novo perfil de geração, reduzindo os CI, mitigando a queda do valor de mercado e possibilitando, assim, maior taxa de penetração das fontes (Gráfico 7).

Gráfico 7 - Custos de integração no curto e longo prazo



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Hirth et al. (2015).

A adaptação dos sistemas em transformação aponta para direção de maior provisão de flexibilidade através de recursos já disponíveis ou de novos a serem contratados, existentes ou potenciais. A maior flexibilidade do sistema aumenta as possibilidades de arbitragem nas três dimensões de heterogeneidade da eletricidade, reduzindo os custos de integração das novas fontes e tecnologias.

2.4. Provisão de Flexibilidade – Reduzindo Custos de Integração

2.4.1. A Origem do Conceito de Flexibilidade na Economia

A noção de flexibilidade foi introduzida na literatura econômica por George Stigler (SITGLER, 1939), precedendo suas contribuições posteriores para economia da informação e captura da regulação.¹² Partindo da definição marshalliana de curto prazo caracterizado pela existência de custos fixos, Stigler observa que há em geral uma infinidade de diferentes cenários de curto prazo, com distintas parcelas de custos fixos. Argumenta, ainda, que não se pode definir custos fixos e variáveis apenas em relação à dimensão temporal, devendo-se considerar ao menos outras duas dimensões: a relação entre custos de insumos e preços de produtos e a antecipação dos movimentos de custos, preços e produção.

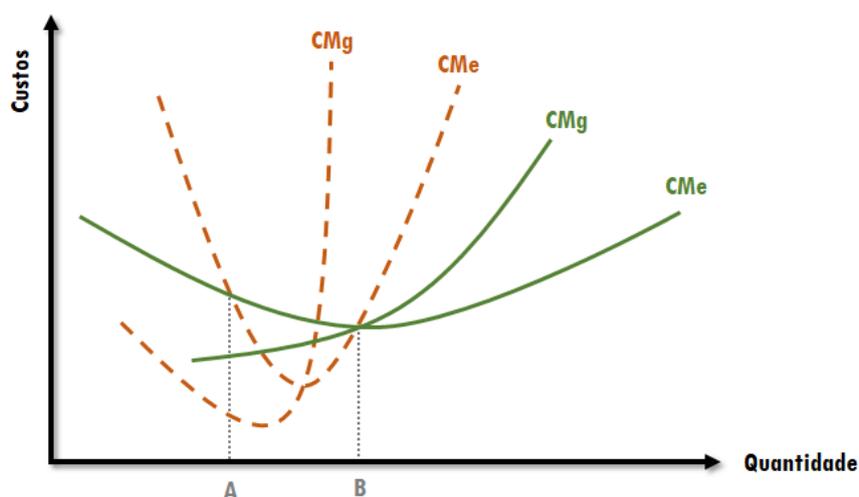
Stigler observa que a lei dos rendimentos marginais decrescentes requer adaptabilidade completa da forma, mas não da quantidade dos insumos (“serviços produtivos”) fixos face à variação do insumo variável, em análise estática *ceteris paribus*. No curto prazo, a própria existência de custos fixos impede a adaptabilidade completa para variações dos fatores variáveis. Neste sentido, a análise deveria diferenciar níveis de operação sub-ótimos, investigando o comportamento dos custos marginais nesses intervalos. Stigler (1939, p.310) reconhece pioneiramente que a flexibilidade é uma propriedade perseguida por firmas que se deparam com flutuações significativas e frequentes em suas operações, porém não é um bem livre de custos:

“short-run marginal cost curve will be constant in the range of suboptimum outputs, if there are important divisible parts of plant. If there is also adaptability, the marginal cost curve will be rising in this range. So far we have tacitly assumed that technology dictates a single most desirable arrangement of the fixed plant which is independent of fluctuations in output. In fact, of course, this is rarely, if ever, true. **Adaptability can also be built into a plant, and entrepreneurs in trades where fluctuations are frequent and great will endeavor to secure flexibility in their operations. But flexibility will not be a "free good": A plant certain to operate at X units of output per week will surely have lower costs at that output than will a plant designed to be passably efficient from X/2 to 2X units per week.**”

Desta forma, Stigler define flexibilidade como um atributo da tecnologia capaz de acomodar grande variação na produção. Assim, a flexibilidade varia inversamente com a curvatura da curva de custo total da produção, refletindo maior capacidade adaptativa de tecnologias com menor variação de custos marginais.

¹² Conferir Carlsson (1989) para outras contribuições e interpretações da flexibilidade na teoria da firma.

Gráfico 8 - Flexibilidade na Teoria da Firma



Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 8 ilustra a curva de custo médio e marginal de duas tecnologias distintas. A tecnologia com curva de custo médio menos inclinada em volta do ponto mínimo (em linha verde contínua) reflete tecnologia com maior flexibilidade do que a curva de custo médio mais inclinada (em linha laranja pontilhada). Quanto mais inclinada a curva de custo marginal, menor a flexibilidade operativa. A tecnologia menos flexível é adequada para produção entre os pontos A e B, região em que a tecnologia mais flexível se revela mais custosa. Já para outros níveis de produção, a maior flexibilidade revela-se mais adequada, resultando em custos médios inferiores.

Stigler ressalva, ainda, que flexibilidade não é sinônimo de adaptabilidade. Em seu contexto de análise de custos fixos e variáveis da firma, a tecnologia mais flexível permite a produção em níveis subótimos a custos aproximados da tecnologia mais adequada para cada nível específico, mas não garante ser a tecnologia adequada para cada nível isoladamente. Assim, enquanto a flexibilidade permite reduzir o custo de adaptação futura em contexto de incerteza, a adaptabilidade reflete a adequabilidade da solução para distintos estados específicos e antecipáveis. Ou seja, adequabilidade é uma característica *ex post*, ao passo que flexibilidade é uma propriedade (desejável em contexto de variabilidade) *ex ante*.

Deste modo, quanto maior a adaptabilidade, menor a necessidade de flexibilidade, pois a produção pode se alterar significativamente sem implicar em emprego ineficiente de fatores. Sob esta perspectiva, o valor da flexibilidade emerge em contexto de adaptabilidade parcial, quando a produção em níveis subótimos resulta em custos

marginais proibitivos ou em prejuízos reiterados, impossibilitando a remuneração dos ativos.¹³

2.4.2. A Flexibilidade nos Sistemas Elétricos

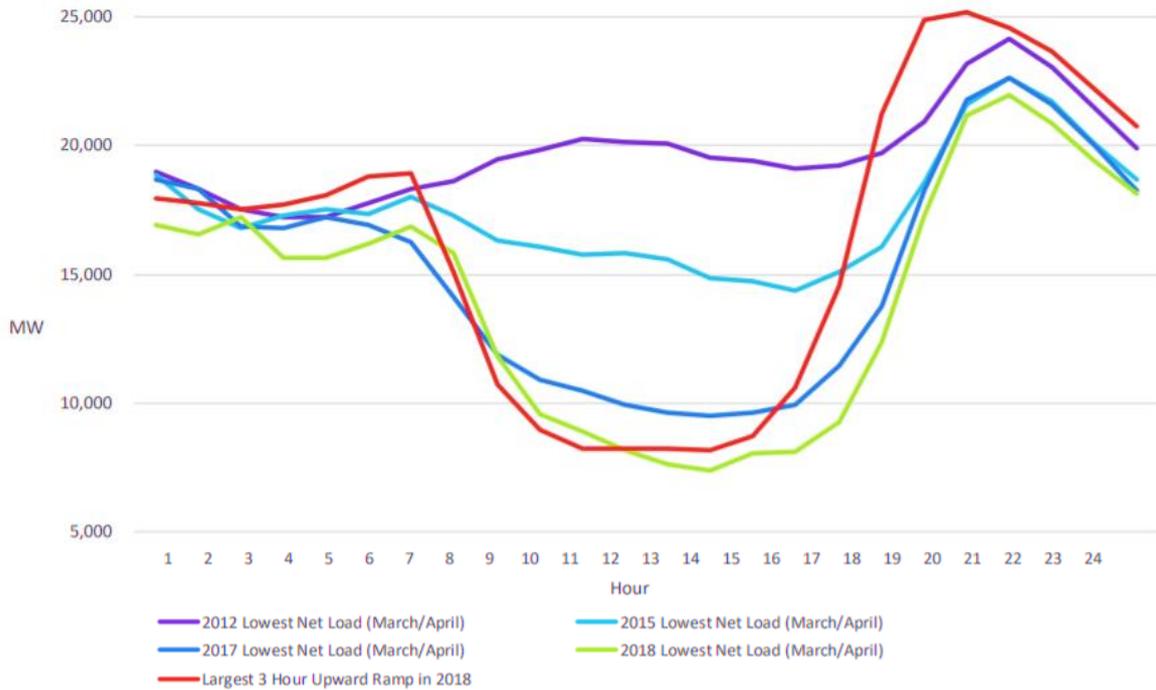
A interdependência sistêmica entre os fluxos de produção e consumo foi manejada, historicamente, por flexibilidade e coordenação, de modo a prover energia onde, quando e quanto desejado pelo consumidor. Como discute Bicalho (2015a), esta flexibilidade, ou liquidez, definiu a noção de acesso “irrestrito” à eletricidade, em termos de tempo e espaço, como padrão vigente de consumo. No entanto, como observa Bicalho, o novo protagonismo das ERV compromete “*as possibilidades de injetar liquidez no sistema nos moldes tradicionais*”. Neste contexto, “*o problema não se resume ao custo da geração em si, mas o custo da manutenção da liquidez do sistema como um todo*”.

Com o protagonismo das ERV, parte cada vez mais significativa da oferta passa a ser não controlável, condicionando-se à disponibilidade momentânea dos recursos. Conseqüentemente, eleva-se o grau de flexibilidade exigido ao sistema, especialmente ao parque gerador residual, responsável por atender a carga residual não suprida pelas ERV.

A carga residual é atendida pelo sistema residual, isto é, corresponde a demanda não atendida pelas ERV. A alta penetração de fonte variável com perfil de geração coincidente tende a reduzir o valor marginal da energia adicional, pois tende a estar altamente correlacionada com a geração variável, contribuindo pouco para a carga residual. A curva do pato (*duck curve*), originariamente identificada pelo operador da Califórnia (CAISO), ilustra as transformações no sistema pela penetração massiva de geração solar, revelando as oscilações no valor marginal da energia produzida ao longo do dia (Gráfico 9).

¹³ Nos termos de Stigler (1939, pp. 314-316): “Flexibility permits this best technology for producing Y, and other nonoptimum outputs, to be approximated, but at the cost of not being able to use the best-known technology for any output. This line of reasoning indicates that flexibility and adaptability differ, but, on the other hand, there is a prima facie case for the proposition that the greater the adaptability, the less the need for flexibility. (...) The real need for flexibility, however, clearly arises when there is only partial adaptability. Were it not for the flexibility built into plants, outputs in excess of optimum would involve prohibitive marginal costs, while those at less-than-optimum outputs would be very unprofitable.”

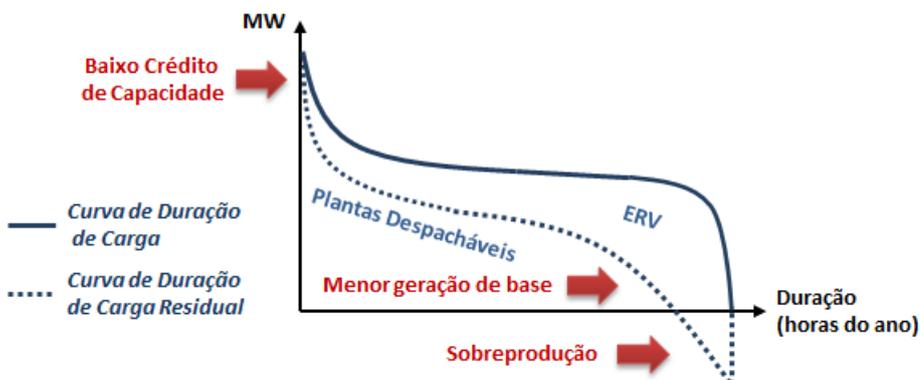
Gráfico 9 - Duck Curve Observada na Califórnia



Fonte: CEC (2018)

Em contexto de penetração massiva, a geração das ERV desloca a curva de duração de carga residual, exigindo menor geração na base (constante) para atender a carga residual e maior flexibilidade de todo o sistema. As ERV podem ainda contribuir pouco para o atendimento da demanda máxima, permanecendo a necessidade de reserva despachável para atender o pico por poucas horas no ano. A penetração massiva tende a resultar em geração concentrada no tempo (e por vezes no espaço) das ERV, principalmente solar, resultando em sobre produção não aproveitada (*curtailment*) se não houver mecanismos de estocagem ou administração da demanda (Gráfico 10).

Gráfico 10 - Impactos da penetração significativa das ERV

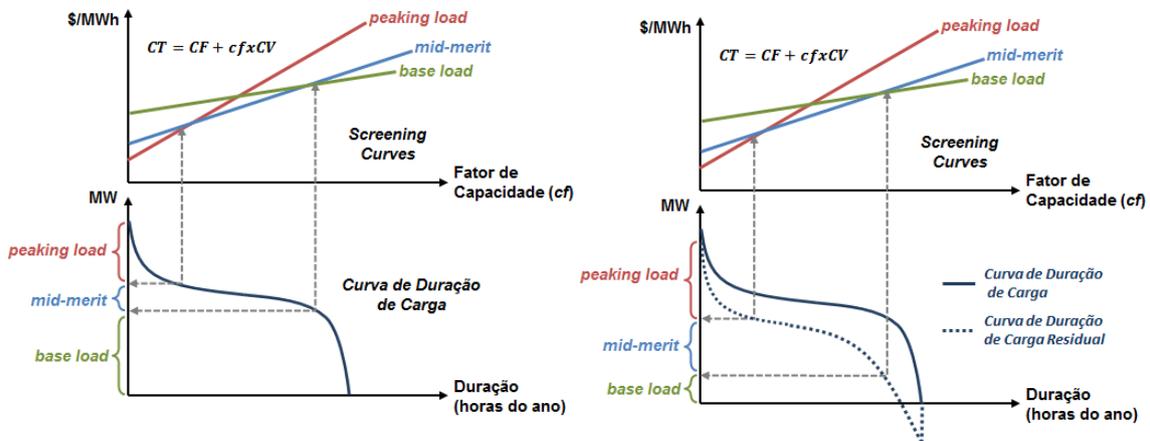


Fonte: Elaboração própria, adaptado de Ueckerdt et al. (2013)

Trata-se de um novo paradigma para a confiabilidade do sistema, no qual a capacidade de resposta do sistema residual à brusca variação da disponibilidade das ERV é tão importante para a garantia de suprimento quanto à capacidade instalada necessária para atender os picos de demanda (GOTTESTEIN & SKILLINGS, 2012). Neste contexto, a provisão de flexibilidade constitui-se um dos principais desafios a serem equacionados para acomodar níveis crescentes de ERV (ROMEIRO & FERRAZ, 2016).

Historicamente, a despachabilidade do parque gerador se constituía como principal recurso de flexibilidade, acomodando as variações imprevistas da carga ao longo do tempo. A capacidade instalada dos sistemas elétricos foi dimensionada para atender o pico da demanda com uma margem de reserva de segurança, sobrepondo plantas despacháveis voltadas para atender a base da carga (*baseload*), variações previstas (*mid-merit*) e picos esporádicos (*peaking plants*). A configuração ótima dos sistemas termelétricos, dada a curva de duração de carga do sistema¹⁴, era definida a partir da interseção de curvas de custo de diferentes tecnologias (*screening curves*), com distintos custos fixos e variáveis (STOFT, 2002).

Gráfico 11 - Screening curves e o impacto das ERV sobre a definição ótima do parque gerador termelétrico



Fonte: Elaboração própria.

Com o protagonismo das ERV, o parque gerador passa a atender a carga residual, deslocando frequentemente os recursos voltados para base da geração e demandando geração de tecnologias com maior capacidade de resposta às variações horárias das ERV, com reflexos na remuneração dos ativos instalados. O novo perfil da demanda residual exige adequação à configuração do parque gerador despachável, com a redução da

¹⁴ A curva de duração da carga representa o nível de consumo horário ao longo do ano em ordem decrescente, revelando o percentual de horas que a carga supera um determinado montante.

capacidade instalada voltada para a base da carga (*base load*), o aumento da potência mais flexível (*mid-merit*) e de *backup* para momentos de pico (*peaking load*). O Gráfico 11 ilustra a mudança na configuração do parque face à curva de duração de carga residual.

Neste contexto, sistemas termelétricos com penetração massiva de ERV passam a verificar preços negativos nos mercados *spots*, sinalizando o custo de plantas voltadas para a base de geração (principalmente carvão e nuclear) permanecerem operando, a despeito da disponibilidade excessiva de ERV nesses momentos, como ocorre, por exemplo, na Alemanha e na Austrália.

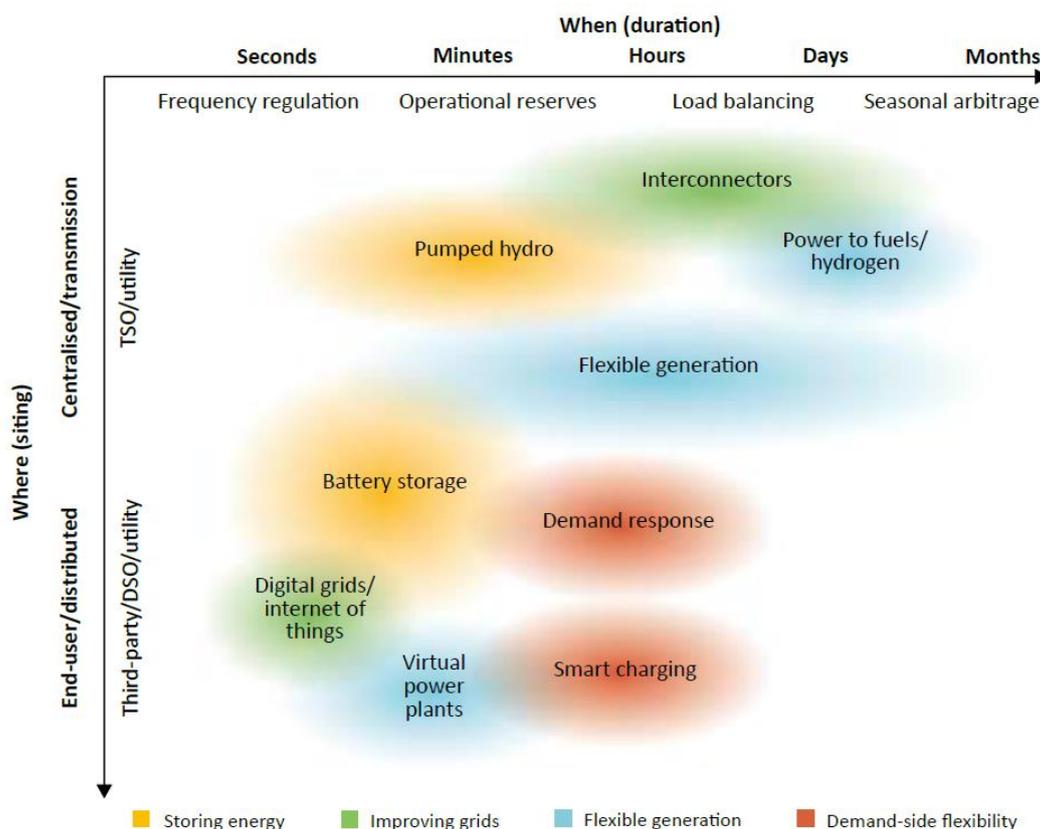
2.4.3. Recursos de Flexibilidade

Os principais recursos de flexibilidade se relacionam com as dimensões de heterogeneidades da eletricidade, dentre os quais se destacam: flexibilidade do parque gerador (*flexible generation*); resposta da demanda (*demand-side flexibility*); interconexão (*improving grids*); e estocagem (*storing energy*). A Figura 4 relaciona os recursos de flexibilidade à localização na rede (centralizado *versus* distribuído) e à agilidade e duração da capacidade de resposta – de segundos, para regulação de frequência, a meses, para regularização de sazonalidade.

A maior flexibilidade do parque gerador (*flexible generation*), com menor participação de tecnologias inflexíveis, acomoda a maior variabilidade das ERV, mitigando as restrições à arbitragem temporal. Não apenas a oferta, mas todos os demais recursos do sistema devem responder aos custos da variabilidade temporal. A demanda deve responder aos sinais de variabilidade e escassez instantâneos (*demand response*), através de redes inteligentes e automação, reduzindo as três dimensões de heterogeneidades – temporal, espacial (com preços locais) e de intervalo de entrega, ao reagir às condições momentâneas dos recursos disponíveis. A resposta da demanda pode ser coordenada via micro-redes (*microgrids*) para agregar recursos locais, constituindo plantas de geração virtuais interligadas à rede (*virtual power plants*).

As próprias ERV devem adotar tecnologias ou práticas que internalizem os custos da variabilidade impostos ao sistema. Por exemplo, os painéis solares podem ser instalados com inversores inteligentes capazes de prover inércia ao sistema, reduzindo o impacto no controle de frequência. Inovações tecnológicas também reduzem a variabilidade, como exemplo de aprimoramentos nas turbinas e pás eólicas que permitem aproveitar ventos constantes com menor velocidade.

Figura 4 - Recursos de Flexibilidade



Fonte: IEA (2018a).

A maior interconexão com outras regiões e mercados (*interconnectors*) reduz as restrições de transmissão, reduzindo o grau de variação da demanda residual. Já os reforços e aprimoramentos da rede de distribuição (*digital grids/internet of things*) facilitam a penetração de recursos distribuídos com fluxos multidirecionais, ampliando a arbitragem no espaço e reduzindo custos de integração relacionados à rede.

A estocagem (*pumped hydro/battery storage*) também reduz a variabilidade temporal e os efeitos da imprevisibilidade da disponibilidade das fontes (intervalo de entrega), além de capturar a sobre oferta em momentos de abundância. Dependendo da sua localização na rede (se concentrada ou distribuída), a armazenagem pode ainda reduzir as restrições locais, ampliando a arbitragem nas três dimensões.

A eletricidade pode ser estocada direta ou indiretamente de diversas formas – através de energia química (bateria, hidrogênio), energia cinética (*flywheel*) ou energia potencial (usinas reversíveis, ou *pumped hydro storage* – PHS). Surpreendentemente, a literatura não reporta os reservatórios hidrelétricos não associados a usinas reversíveis como fonte explícita de estocagem (IEA, 2018a; NEWBERY, 2018). Hirth et al. (2016) ressaltam que embora possam ser considerados a única tecnologia de estocagem de larga

escala existente, os reservatórios hídricos apenas permitem realocar a geração ao longo do tempo, sem armazenar energia propriamente. A ressalva é inconsistente, pois a arbitragem do bombeamento (PHS) também desloca a geração ao longo tempo.

Desconsiderando as hidrelétricas com reservatórios, as usinas reversíveis são responsáveis por quase a totalidade do armazenamento de eletricidade, com 153 GW instalados, correspondente a 2% da capacidade instalada no mundo (IEA, 2018a). As demais tecnologias somam 4 GW instalados, com crescimento exponencial de baterias de lítio. A Agência Internacional de Energia projeta a expansão de 26 GW de PHS (70% na China) e 22 GW de baterias (IEA, 2018b) até 2023. Baterias em pequena escala (atrás dos medidores) já são responsáveis por 45% da capacidade adicionada, reforçando a tendência de descentralização.

Newbery (2018) estima que os reservatórios hídricos contêm energia superior a duas mil vezes o volume contido nas usinas de bombeamento. A água retida nos reservatórios hidrelétricos brasileiros corresponde a 212 TWh. Com mais de 100 GW de potência hidrelétrica instalada, a energia armazenada não é utilizada como estoque propriamente, pois é administrada para regularizar a elevada variabilidade hidrológica das afluições tropicais e prover energia sujeita a otimização intertemporal dos recursos. Já a Noruega conta com reservatórios hidrelétricos correspondentes a cerca de 85 TWh. Com pouco mais de 30 GW de potência hidrelétrica instalada, o país nórdico dispõe de mais de mil reservatórios hidrelétricos entre suas montanhas e vales, se beneficiando de limitada evaporação ou sedimentação, problemas recorrentes no Brasil. A Noruega possui sozinha quase a metade da capacidade de armazenamento hídrico da Europa, com os 90 TWh restantes distribuídos pelos demais países – Suécia (34 TWh), Espanha (18 TWh), França (10 TWh), Suíça (8 TWh), Itália (8 TWh), Finlândia (5 TWh) entre outros (GRAABACK et al, 2017).

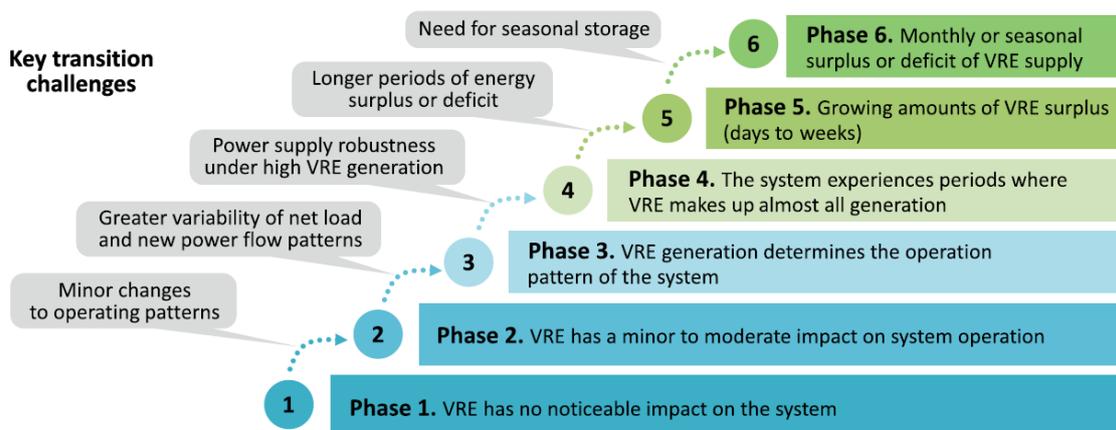
Veículos elétricos poderão prover futuramente armazenamento indireto significativo, além de também contribuírem com rápido controle de frequência (serviço ancilar), alterando a sua taxa de carregamento (*smart charging*). Assim, os veículos elétricos se constituem em recursos potencialmente polivalentes, agregando estocagem, administrando a demanda e provendo serviços de flexibilidade para controle de frequência. A abundância de energia futura com reduzido custo marginal propiciada pelas ERV pode ainda deslançar outras tecnologias capazes de prover armazenamento e flexibilidade, como utilização do hidrogênio para combustível (*power to fuels/hydrogen*).

Desta forma, a provisão de flexibilidade em sistemas pouco adaptados à variabilidade das novas fontes e à descentralização das novas tecnologias amplia as possibilidades de arbitragem entre as dimensões de heterogeneidade da eletricidade, reduzindo custos de integração estáticos e contribuindo para redução de custos de integração dinâmicos, ao reduzir os custos futuros de adaptação.

A Agência Internacional de Energia categoriza a inserção das ERV nos sistemas elétricos em seis fases distintas em função do grau de penetração das fontes e características dos sistemas, identificando desafios específicos de integração (Figura 5). A primeira fase representa a implantação inicial e marginal das ERV nos sistemas, sem impactos perceptíveis ou mesmo com benefícios pela correlação positiva com a carga. Na segunda fase, a penetração (de 5% a 10% da geração) começa a ter impactos moderados com diferenças entre a carga e a carga residual. A maior parte dos países se localizam entre essas duas fases embrionárias.

Na terceira fase, a geração das ERV (acima de 10%) impacta significativamente a operação dos sistemas, tornando a provisão de flexibilidade relevante para a manutenção de confiabilidade preexistente. Dentre sistemas que já estariam nessa etapa (Gráfico 12), a IEA identifica a Alemanha, Itália, Reino Unido, Uruguai, Califórnia, Japão (subsistema de Kyushu), entre outros. Na quarta fase, as ERV começam a dominar a geração durante períodos específicos, o que requer opções robustas de flexibilidade para garantir a estabilidade do sistema, demandando aprimoramentos operacionais e regulatórios. Já estariam nesta fase a Dinamarca, o sul da Austrália e a Irlanda.

Figura 5 - Desafios e Diferentes Fases de Integração das ERV nos Sistemas

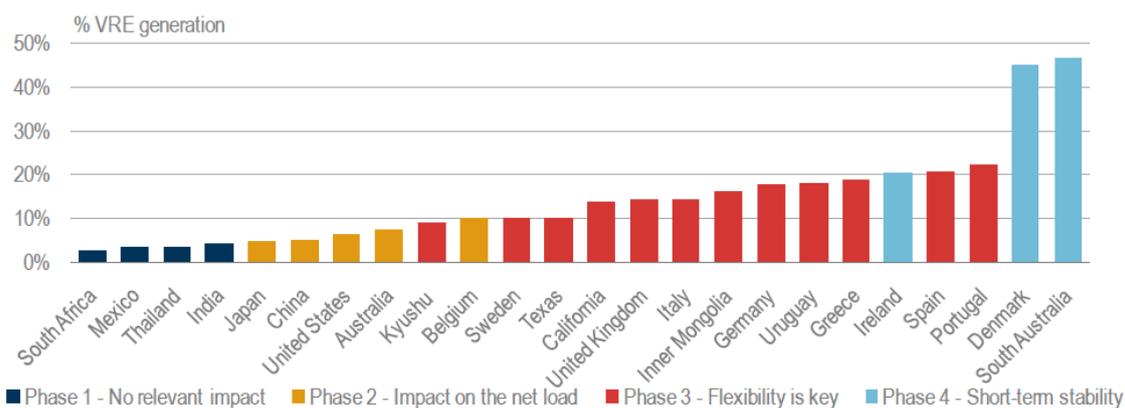


Fonte: IEA (2018a).

Na quinta fase, a geração das ERV começa a exceder frequentemente a demanda total de dias ou semanas (demanda residual negativa), suprindo momentaneamente a

demanda instantânea por alguns períodos. A capacidade adicional de VRE perde valor com a possibilidade de não aproveitamento recorrente (*curtailment*), o que demanda provisão de flexibilidade capaz de expandir a interconexão com outras áreas e mercados, ampliar o armazenamento e direcionar a demanda para períodos de sobre oferta, tornando estratégica a eletrificação de outros usos como transporte e aquecimento.

Gráfico 12 - Classificação de Países por Impactos e Fases de Integração das ERV



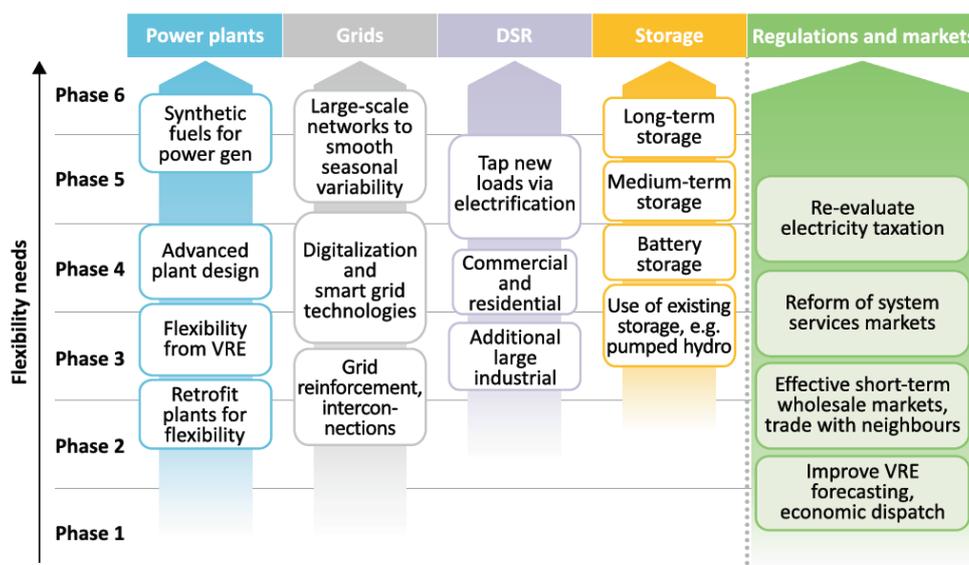
Fonte: IEA (2018d).

A sexta fase é marcada por superávits ou déficits sazonais de geração das ERV por períodos prolongados, tornando essencial a estocagem sazonal (plurianual) e possivelmente a utilização de combustíveis sintéticos como o hidrogênio. A Agência não identifica países ou regiões com sistemas que já estejam nessas duas últimas fases.

A Figura 6 correlaciona recursos específicos de cada fonte de flexibilidade – geração (*power plants*), rede (*grids*), resposta da demanda (*demand side response – DSR*) e estocagem (*storage*) – às seis fases de integração das ERV, além de apontar aprimoramentos à regulação e ao desenho de mercado (*regulations and markets*) para facilitar a transição entre as fases.

A transição para fases iniciais de integração requer o aproveitamento de recursos de flexibilidade já existentes, promovendo o *retrofit* de plantas já instaladas, reforços na rede de distribuição e de interconexão, resposta da demanda de grandes consumidores (indústria) e expansão de tecnologias já dominadas, como usinas reversíveis para estocagem. A previsão da disponibilidade das ERV deve ser aprimorada e mercados efetivos de curto prazo devem ser instituídos, favorecendo as transações entre sistemas vizinhos.

Figura 6 - Recursos de Flexibilidade em Função das Fases de Integração



Fonte: IEA (2018a).

A transição para fases intermediárias requer provisão de flexibilidade das próprias ERV e plantas despacháveis com *design* específico para maior variabilidade; digitalização da rede e utilização de medição e dispositivos inteligentes; extensão da resposta da demanda para consumidores comerciais e residenciais; utilização de baterias para estocagem; e aprimoramentos regulatórios para remuneração de novos recursos e serviços. Já a transição para fases superiores de integração demanda provisão de flexibilidade por novos recursos como geração com combustíveis sintéticos (hidrogênio); interconexão ampla de regiões com padrões de disponibilidade de recursos distintas, para suavizar a variabilidade sazonal (*smooth effect*); eletrificação de outros usos finais, como transporte; estocagem sazonal de médio e longo prazo; e reavaliação da estrutura de incentivos, em termos tributários e de subsídios.

A taxa de interrupção forçada da geração de ERV (*curtailment*) é um dos principais indícios de falta de flexibilidade nos sistemas, por razões técnicas ou regulatórias. No Texas (ERCOT), a taxa de *curtailment* declinou de 20% em 2009 para menos de 2% em 2017, em resposta a investimentos em transmissão sinalizados por alta resolução de precificação granular no tempo e no espaço (IEA, 2018a).

Atualmente, a principal fonte flexibilidade nos sistemas está no parque gerador, que acomoda a variação da carga residual frente à restrita exposição da demanda a variações instantâneas de preço e às limitações de estocagem e interconexão. A flexibilidade técnica das plantas de geração está relacionada (i) à capacidade e rapidez de resposta (modulação) para aumentar ou diminuir a geração; (ii) à habilidade e rapidez de reduzir e manter

constante a geração; (iii) ao tempo necessário para entrar em operação; e (iv) ao tempo mínimo de permanência uma vez que a planta entre ou saia de operação (IEA, 2018d).

As hidrelétricas e térmicas a gás natural são as provedoras tradicionais de flexibilidade pelo lado da oferta nos sistemas, contribuindo confiabilidade e resiliência da rede através de serviços ancilares de regulação de frequência e reserva girantes (*spinning reserves*). A taxa média de alteração horária da potência gerada por hidrelétricas é geralmente superior a de térmicas a gás, embora a geração hidráulica se depare frequentemente com restrições de operação relacionadas a múltiplos usos dos reservatórios e requerimento de vazão (turbinada) mínima. Por este motivo, as térmicas a gás podem acompanhar com mais frequência as variações da carga residual do que as hidrelétricas, como se verifica nos Estados Unidos. A exceção norte-americana é a Califórnia, cuja elevada penetração das ERV demanda também a flexibilidade latente da geração hídrica (URÍA-MARTÍNEZ ET AL., 2017).

2.5. Integração de Recursos Distribuídos e Rotas de Expansão e Evolução

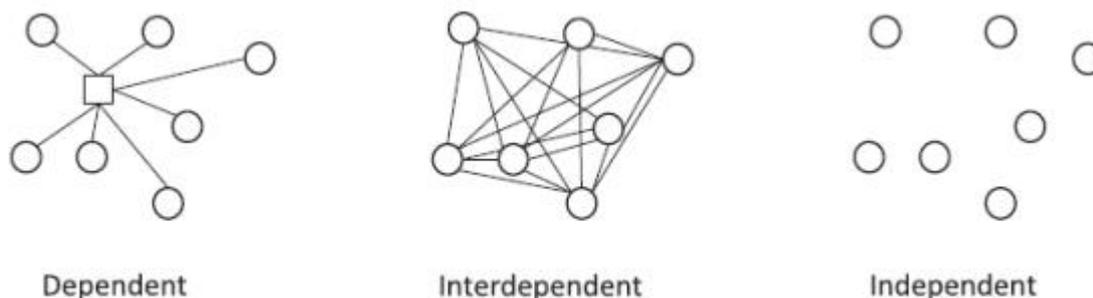
A integração de recursos distribuídos (DER) e novos atores (*prosumer/prosumage*) na estrutura centralizada dos sistemas elétricos atuais se constitui como principal desafio da indústria, modificando por completo a configuração dos sistemas, a estrutura do setor e o modelo de negócio tradicional das *utilities*.

Compreendendo os sistemas elétricos como sistemas técnico-social em transformação, Hojcková et al. (2018) observam que diferentes soluções alternativas emergem, competem e co-evoluem ao logo do tempo. A seleção de caminho resulta de processo de acumulação e alinhamento de componentes heterogêneos, cuja transição tecnológica ocorre em meio (e a despeito) de dependência de caminho (*path dependence*), inércia e aprisionamento de trajetórias (*lock-in*). Conseqüentemente, os novos sistemas nunca são independentes de estruturas preexistentes e o processo de inovação – mecanismo pelo qual essas estruturas se combinam e se transformam – não as substitui integral e definitivamente, verificando sobreposição de estruturas ao longo do tempo.

A partir desta perspectiva, Hojcková et al. (2018) vislumbram três cenários de transição distintos para sistemas completamente renováveis, com diferentes níveis de interconectividade entre os agentes (Figura 7): sistemas com consumidores dependentes (*super-grid*), interdependentes (*smart-grid*) ou independentes (*off-grid*). O cenário *super-grid* corresponde às características atuais, permanecendo a geração significativamente centralizada, ainda que renovável. No cenário *smart-grid*, o sistema seria composto

principalmente por *prosumers* interconectados, abrindo espaço para elevada interação. Já no cenário *off-grid*, a estocagem distribuída tornaria o desligamento da rede atrativo, em processo conhecido por espiral da morte, quando o custo da rede aumenta diretamente com a taxa de abandono, reforçando a saída.

Figura 7 - Sistemas com diferentes tipos de interconectividade entre consumidores



Fonte: Hojcková et al. (2018)

A rota *off-grid* pode-se destacar em contexto de sistemas precários ou mesmo inexistentes, constituindo-se não uma solução provisória enquanto a rede não chega, mas permanente, como solução de longo prazo reconhecida e adequada. Já em contextos de sistemas elétricos maduros (desenvolvidos), a rota *off-grid* em geral está associada a (supostos) benefícios decorrentes do “empoderamento” dos consumidores, da descarbonização por iniciativa e meios próprios e da autossuficiência. Porém, face à emergência de inúmeros recursos distribuídos e de todas as vantagens que a interconectividade traz aos usuários, o cenário de *prosumages* autônomos e independentes perde sentido mesmo para comunidades isoladas.

Investigando a “era dos *prosumers*”, Parag & Sovacool (2016) ponderam que a trajetória *off-grid* com agentes desconectados e autossuficientes deve permanecer restrita. As novas tecnologias e aplicações acenam para a interdependência das redes inteligentes, pela multiplicidade de serviços e utilidades que a interconectividade possibilita – pelas complementariedades e sinergias (com ganhos de escopo e rede), ampliando a eficiência das aplicações através de controles inteligentes e reações instantâneas aos sinais de preço.

A integração de DER direciona as trajetórias de expansão para soluções com maior grau de descentralização, mas essas rotas não implicam necessariamente em distribuição completa de recursos e independência de agentes. Pelo contrário, dificilmente o cenário com maior conectividade e complexidade que se avizinha prescindirá dos ganhos sistêmicos das redes preexistentes. Neste contexto, a rota de expansão se distanciaria de transição rumo à descentralização ou distribuição e se aproximaria de integração dos

novos recursos e seus atributos às estruturas centralizadas, demandando adaptações dos sistemas e transformações das estruturas (físicas e virtuais) de coordenação.

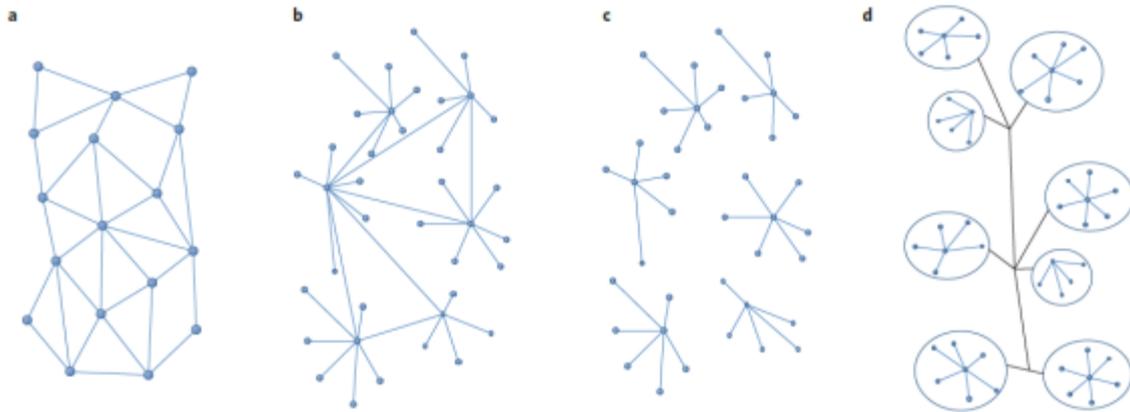
Neste sentido, as definições de recursos distribuídos ou descentralizados, em geral empregadas de forma sinônima, deveriam se distinguir em relação à escala e à interconectividade dos agentes, ainda que ambos os recursos se localizem nas redes de distribuição. O desenvolvimento de recursos descentralizados, como micro-geração e estocagem, pode se beneficiar de ganhos não desprezíveis de escala (LOMBARDI & SCHWABE, 2017), favorecendo a integração de outros recursos nas redes, em contexto de proliferação de plataformas e aplicações que conciliam conectividade (internet das coisas – IoT) e compartilhamento (*sharing economy*).

Dentro da rota de expansão de redes inteligentes, apontada por Hojcková et al. (2018), Parag & Sovacool (2016) identificam diferentes possíveis modelos de integração de recursos e agentes às redes e respectivas estruturas de mercado (Figura 8): modelos com interconexão direta (*peer-to-peer*) entre os agentes (A), modelos com agentes integrados a micro-redes (*microgrids*) interconectadas (B) ou isoladas (C), e modelos com agentes agregados em comunidades interconectadas (D).

Os autores observam que os diferentes sistemas possibilitam distintas configurações de mercados e possibilidades de remuneração dos recursos. Em sistemas e mercados com interconexão direta entre agentes (*peer-to-peer*), os fluxos fixos de produção, consumo e estocagem seriam determinados por plataformas virtuais, onde todos os serviços seriam remunerados. Neste cenário, a rede de distribuição receberia uma taxa pela gestão da rede e uma tarifa pelo serviço de distribuição, em função do tipo e montante do serviço e da distância entre provedores e consumidores. Ainda que possam se revelar factíveis, não é claro como garantir confiabilidade e modicidade a todos nesse sistema, aparentando ser a rota mais improvável dentre as configurações elencadas.

O desenvolvimento de micro-redes se apresenta como solução promissora para integrar os DER à estrutura atual centralizada e unidirecional. Concebidas no final dos anos 90, as micro-redes são estruturadas para administrar e integrar recursos (distribuídos) nas redes de distribuição de modo a maximizar a confiabilidade e a resiliência do sistema frente a interrupções originadas por desastres naturais, ataques físicos ou cibernéticos e falhas em cascata. A sua arquitetura permite administrar oferta e demanda de energia localmente em subseções da rede que podem ser isoladas automaticamente da rede principal, garantindo a provisão de serviços essenciais (HIRSCH et al., 2018).

Figura 8 - Possíveis configurações de sistemas com penetração de DER



Fonte: Parag & Sovacool (2016).

Desta forma, ao invés de coordenar recursos distribuídos individualmente, pode-se agregá-los em micro-redes, que emergem nos sistemas de distribuição como fontes (de consumo, geração ou estocagem) capazes de interferir a carga residual de modo automático e instantâneo, respondendo a sinais de preço. Micro-redes interligadas à rede principal ou isoladas geram incentivos distintos aos agentes. Enquanto no cenário interligado há incentivos a gerar excesso de serviço, dada a possibilidade de provisão à rede principal e consequente remuneração, em contexto isolado os serviços devem ser adequadamente dimensionados ao nível da micro-rede. Podem-se instituir diferentes âmbitos de mercados, que englobem apenas as micro-redes ou toda a rede de distribuição, ou ainda que segmentem os agentes e credencie acesso específico a mercados próprios (por exemplo, baixa ou média-alta voltagem).

Neste contexto, a instituição de mercados locais pode alterar a lógica e gestão das “construções inteligentes”, que atualmente se estruturam em módulos autossuficientes. Em Nova York, o projeto piloto da Brooklyn Microgrid estruturou uma micro-rede física e virtual na qual consumidores e *prosumers* interconectados podem comercializar energia entre si diretamente através de uma *blockchain* privada (MENGELKAMP et al., 2018).

Outra possibilidade de configuração dos sistemas pode envolver comunidades organizadas de *prosumers* ou *prosumages* (Figura 8, D), situando-se, em termos de estrutura e escala, entre as rotas de expansão anteriores. As comunidades agregariam os recursos locais em um *pool*, favorecendo a coordenação via agregadores, levando em conta necessidades específicas e potencialidades regionais, traduzindo-se em plantas de geração virtual interligadas à rede.

Comunidades energéticas são particularmente importantes na Alemanha (MCKENNA, 2018), onde cerca de 50% da capacidade de energia renovável é de propriedade de indivíduos privados, e na Austrália (GUI & MACGILL, 2018). McKenna (2018) observa que uma das principais motivações dessas comunidades se origina do desejo de independência de mercados e sistemas centralizados, verificando propensão marginal a pagar maior para a energia gerada localmente do que importada. Porém, alerta que a propriedade comunitária desses ativos não é sempre vantajosa, não se traduzindo necessariamente em benefícios locais. Ademais, a maior parte dessas regiões “autônomas” se apoia no sistema centralizado de energia para balancear sua demanda. Assim, o conceito de autonomia em geral restringe-se a horizontes temporais estendidos (anuais) e apenas a eletricidade, sem englobar, por exemplo, serviços ancilares (frequência e voltagem) e demanda por flexibilidade. Portanto, embora incentivos microeconômicos possam direcionar a expansão para soluções “autônomas”, efeitos macro agregados podem ser prejudiciais e não devem ser negligenciados.

Frente à penetração de recursos distribuídos e os incentivos crescentes a sua adoção, via competitividade e estímulos regulatórios, o grau ótimo de descentralização torna-se uma questão crucial. A expansão dos sistemas e a integração dos novos recursos se deparam com inúmeras rotas possíveis de expansão. A incerteza tecnológica e os interesses de grupos específicos compõem o emaranhado de visões e “soluções” para a transformação dos sistemas elétricos.

O espectro da rota *off-grid* paira sob o setor, face à perspectiva de inovações tecnológicas disruptivas para estocagem distribuída. Porém, as potencialidades das redes inteligentes sugerem que a interconectividade física e virtual dos agentes superará incentivos à desconexão e autonomia – possuir recursos distribuídos e desconectados da rede seria análogo a ter dispositivos eletrônicos sem internet. Neste horizonte, os ativos de rede atuais deixariam de ser abandonados em processo de “espiral da morte”, tornando-se extremamente estratégicos.

Mesmo frente às potencialidades das redes inteligentes e de seu desenvolvimento em ritmo acelerado, deve-se ter em mente que o processo de transformação tende a ser cumulativo e a rota de expansão apresenta dependência de caminho, o que sugere que a centralização e as fontes convencionais permanecerão no horizonte por um longo tempo.

2.6. Elementos de Flexibilidade no Sistema Elétrico Brasileiro: caso emblemático no contexto de transformações

2.6.1. Características do Sistema Elétrico Brasileiro

No contexto das transformações em curso nos sistemas e setores elétricos, com inserção massiva de ERV e penetração de recursos distribuídos, o Brasil desponta como caso emblemático. Com matriz renovável, ampla interconexão, predominância hidrelétrica e reservatórios de regularização e armazenagem de energia, o sistema brasileiro é dotado de elevada flexibilidade. A variabilidade de fonte renovável não controlável foi enfrentada pioneiramente ao longo do desenvolvimento do sistema hidrelétrico brasileiro e manejada através de reservatórios e interconexão.

A Figura 9 apresenta um panorama do caso brasileiro. A matriz elétrica é preponderantemente renovável, com 86% da capacidade instalada de fontes renováveis. O Sistema Interligado Nacional (SIN) interconecta praticamente todo o território continental do país, possibilitando o intercâmbio eletro-energético entre diferentes regiões geoeletricas – Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte. A participação hidrelétrica ainda é preponderante e os reservatórios conferem reserva equivalente a cerca de 5 meses da carga, ou 212 TWh de energia (70% no Sudeste/Centro-Oeste). A oferta de recursos renováveis variáveis conta com elevada complementariedade, já que a disponibilidade da energia eólica e de biomassa de cana de açúcar é maior no período hidrológico seco, entre abril e outubro.

O sistema conta com cerca de 165 GW de capacidade instalada, dos quais 70% hidrelétrica, 20% termelétrica, 9% eólica e 0,5% solar fotovoltaica. Os combustíveis para geração termelétrica se dividem entre biomassa (36%), gás natural (35%), óleo e diesel (15%), carvão (7%) e nuclear (6%).

A carga de energia do SIN está estagnada em torno de 65 GW médios desde 2014, acompanhando a crise econômica com decréscimo do PIB real de 0,7% ao ano. A demanda máxima instantânea anual do SIN atingiu seu recorde histórico em janeiro de 2019, superando 90 GW, refletindo o crescente consumo na ponta da demanda no verão em resposta a temperaturas elevadas. O consumo total alcançou 467 TWh em 2017, refletindo consumo *per capita* ainda reduzido de 2.525 kWh/hab (EPE, 2018a).

As características peculiares do sistema elétrico brasileiro – predominância de hidrelétricas em cascata em diversas bacias, elevado grau de regularização e armazenamento dos reservatórios e possibilidade de intercâmbio elétrico-energético

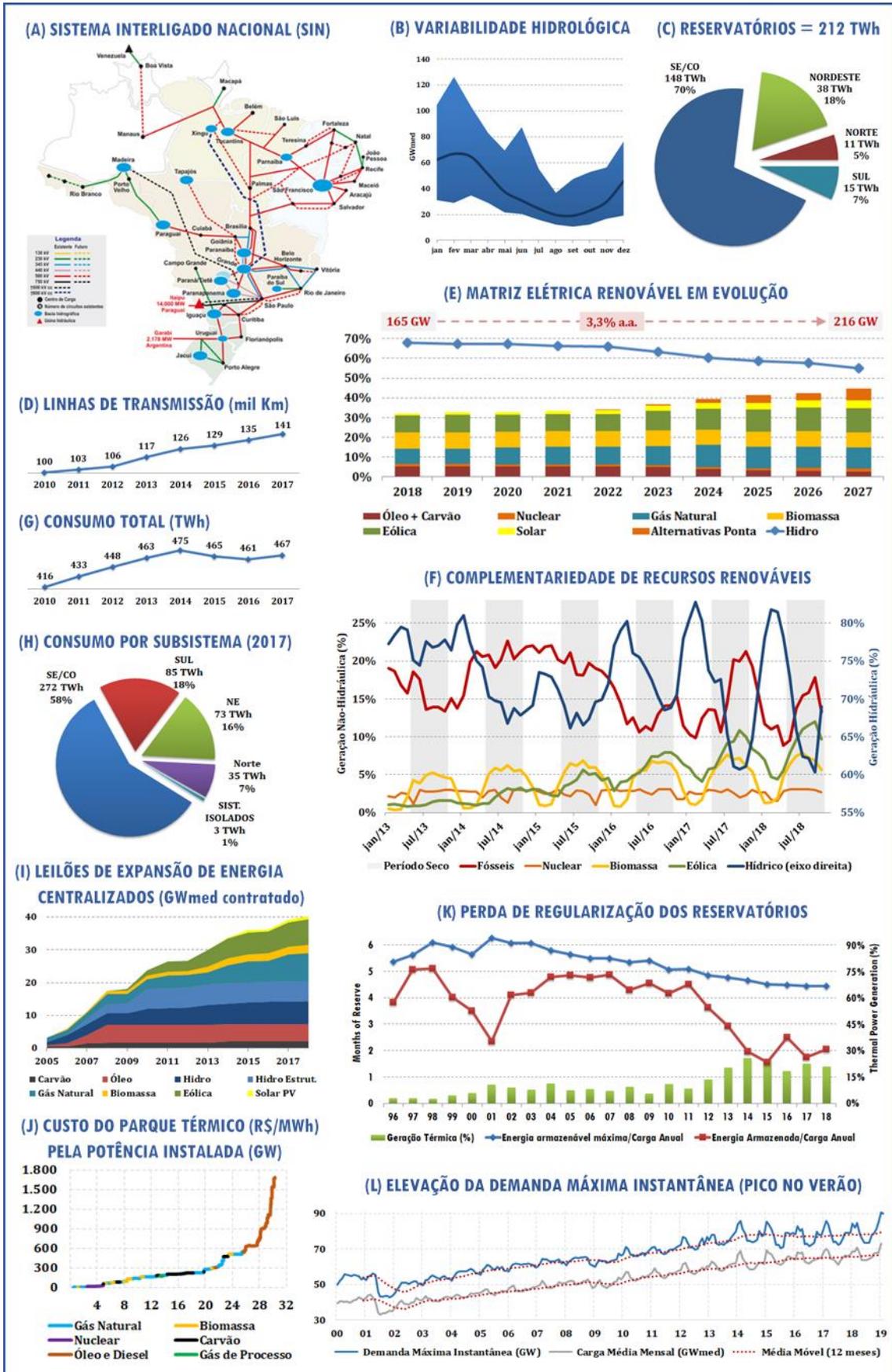
propiciado pelo SIN – favoreceram a centralização da gestão física do parque gerador. A operação do SIN é realizada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela otimização intertemporal do despacho do parque gerador, via administração da geração hidrotérmica, determinando montante e momento da geração de cada usina por ordem de mérito de custo.

O cálculo minimiza custos de operação, tendo em conta o *trade-off* entre armazenar água para o futuro ou utilizá-la no presente, incorrendo ou não, respectivamente, em gasto com combustíveis térmicos. A decisão depende, principalmente, do nível corrente dos reservatórios, da expectativa da hidrologia futura, da evolução de demanda, oferta (capacidade disponível) e transmissão entre regiões, do custo do déficit e da taxa de desconto intertemporal.

Como resultado da otimização intertemporal do sistema, o ONS determina, para cada semana seguinte (*week-ahead*), o custo marginal de operação (CMO) do sistema, definido para três patamares diários distintos de carga. O CMO determina a operação física do sistema, porém não estabelece a remuneração das usinas despachadas, já que a comercialização é realizada por contratos bilaterais. No ambiente regulado prevalecem contratos de longo prazo, enquanto no ambiente restrito a consumidores livre elegíveis predominam contratos com menor duração. A demanda deve ser totalmente contratada e todo contrato deve estar lastreado por garantia física.

Embora não balize a comercialização, o CMO é utilizado como valor para liquidar as diferenças entre os fluxos contratados e os efetivamente gerados ou consumidos, apuradas e liquidadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O “preço” de liquidação das diferenças (PLD) espelha o CMO, limitado a valor mínimo e máximo anualmente definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Figura 9 - Panorama do Caso Brasileiro



Fonte: Elaboração própria com dados de ONS, CCEE e EPE.

A garantia física atribuída à capacidade instalada do parque gerador conectado ao SIN, por meio de ato regulatório do Ministério de Minas e Energia (MME), totaliza 80 GW médios. A garantia física representa a contribuição energética média anualizada da potência instalada, considerando a variabilidade esperada da fonte e a probabilidade de despacho da usina, para um dado critério de risco de déficit. O cálculo leva em conta o custo variável de operação da usina, o seu nível de inflexibilidade operativa, projeções futuras de oferta (expansão do parque e das linhas de transmissão) e demanda e simulação de cenários hidrológicos.¹⁵ A garantia física é atribuída em energia média anual esperada, embora a geração efetiva típica das fontes seja variável ao longo do ano.

O Brasil definiu um Índice de Custo-Benefício (ICB) próprio para comparar as diferentes fontes em leilões de expansão centralizados (ROMEIRO et al., 2014). O ICB compara as tecnologias que disputam contratos de disponibilidade (inicialmente termelétricas, eólica e solar), ordenando as fontes em termos da expectativa do custo-benefício da disponibilidade contratada. O ICB é utilizado como métrica comparativa desde o primeiro Leilão de Energia Nova, realizado em 2005, impactando a expansão do sistema.

A participação da eólica é crescente, mas a geração solar ainda está em fase embrionária. A tendência é de expansão renovável, porém transformações em curso no sistema tendem a tornar a restrição de potência (*capacity constrained*) em momentos de pico de demanda no verão um novo problema para um sistema com restrição histórica de energia (*energy constrained*).

2.6.1. Elementos de Flexibilidade em Contexto de Transformações

A Agência de Internacional de Energia não posiciona o Brasil ou a Noruega, países com elevada reserva hídrica, dentre as fases de integração das ERV. Entretanto, a variabilidade da hidrologia tropical brasileira e a capacidade já existente dos reservatórios hidrelétricos posicionaria o país na sexta e última fase de integração de energias variáveis (incluindo a fonte hidráulica), em que se verificam déficits ou superávits mensais ou anuais e se necessita de reserva sazonal para prover a flexibilidade requerida (Figura 5).

¹⁵ A garantia física, anteriormente denominada de energia assegurada (Kelman et al., 2001), se relaciona à energia firme de fontes variáveis, porém é atribuída no Brasil também às fontes despacháveis com disponibilidade certa de combustível. Esta peculiaridade deriva da predominância hidrelétrica do sistema brasileiro, valorando as fontes em termos do custo de oportunidade da água resultante da otimização intertemporal de seu uso.

Os reservatórios hidrelétricos regularizam a variabilidade das vazões, tornando mais homogênea a fonte primária, exatamente por reduzir a incerteza ao longo da dimensão temporal. Não por outro motivo, o valor da energia em sistemas dominados por reservatórios hidrelétricos tende a ficar estável ao longo do tempo quando o estoque está preservado. Já a extensa interconexão do SIN reduz as heterogeneidades espaciais, mitigando as restrições de disponibilidade das fontes locais e favorecendo a complementariedade entre diferentes recursos. A rápida capacidade de resposta da geração hidrelétrica associada a reservatórios, por seu turno, tende a acomodar a variabilidade de outras fontes não controláveis, provendo flexibilidade ao sistema. Assim, o sistema já estaria potencialmente adaptado à penetração massiva de ERV.

As hidrelétricas, os reservatórios e a vasta interconexão reduziram o espaço tridimensional de heterogeneidades da eletricidade no Brasil (Figura 2) a um ponto homogêneo para o curto prazo. Neste contexto, o sistema foi estruturado em reduzida granularidade espaço-temporal, refletindo circunstâncias extremas de homogeneidade, com custos marginais de operação semanais, determinados centralizadamente para quatro subsistemas do país. A expansão também foi guiada sob a perspectiva de variabilidade de longo prazo sazonal, favorecendo fontes complementares ao regime hídrico. Neste sentido, a inserção de ERV no sistema brasileiro apresentaria custos de integração negativos, refletindo benefícios sistêmicos.

Entretanto, o sistema elétrico brasileiro encontra-se em profunda transformação. Dentre os fatores que impulsionam as mudanças, destacam-se: (i) a penetração massiva de renováveis variáveis, principalmente eólica e crescentemente solar distribuída; (ii) a maior participação de hidrelétricas a fio d'água, sujeitas à sazonalidade hidrológica; e (iii) a redução da capacidade de regularização dos reservatórios, dado o crescimento projetado da carga e a impossibilidade de ampliar a reserva hídrica.

Neste contexto, torna-se cada vez mais relevante (i) a complementação à geração hidráulica para o atendimento à demanda; (ii) a disponibilidade de potência para o atendimento à ponta da demanda no verão; e (iii) a flexibilidade do sistema residual para fazer frente à variabilidade de curto prazo de fontes variáveis não estocáveis.

A abundância hídrica e a sua administração através de reservatórios e interconexão orientaram a contratação de termelétricas flexíveis para *backup* de cenários hidrológicos adversos. Entretanto, a maior frequência e duração do despacho termelétrico na década atual frustrou a projeção de baixa utilização da disponibilidade térmica contratada, onerando os consumidores cativos e desestruturando as bases do setor. O protagonismo

da geração térmica, cuja participação média saltou do patamar histórico de 9% para 22% a partir de 2013, reflete as mudanças em curso no sistema brasileiro, que demanda maior e mais frequente complementação à geração hídrica predominante.

A participação hídrica alcança 80% da geração de todo o SIN nos períodos úmidos (verão), podendo despencar para quase 60% nos períodos secos em anos com hidrologia desfavorável. Esta maior amplitude da geração hídrica é novidade no sistema brasileiro, já que os reservatórios se encarregavam de regularizar as afluências, suavizando as variações da geração hidráulica durante o ano.

Com o deplecionamento acentuado e recorrente dos reservatórios, o bloco hidráulico perde capacidade de modulação ao longo do ano e disponibilidade efetiva de potência. Consequentemente, não só aumenta a necessidade de complementação de energia com outras fontes de geração, como de potência adicional para atendimento à demanda máxima em ascensão. Cerca de 25% (13,2 GW) da expansão de capacidade instalada projetada para 2027 pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2018a) destina-se a potência para ponta da demanda.

O planejamento indicativo (EPE, 2017) identifica as seguintes alternativas para atendimento a ponta da demanda: termelétricas de partida rápida (a gás), motorização adicional das hidrelétricas, usinas hidrelétricas reversíveis (bombeamento), baterias e resposta da demanda.

Os recursos apontados pela EPE (2017) para atendimento pontual à demanda máxima se prestam, por excelência, para provisão frequente de flexibilidade. Para além de nova estocagem ou térmicas de partida rápida, as hidrelétricas e seus reservatórios já proveem flexibilidade ao sistema, porém a valoração sob a perspectiva de variabilidade longo prazo é incapaz de remunerar adequadamente o valor da energia e os serviços prestados ao sistema.

As transformações em curso apontam para mudança gradual do valor marginal da energia no sistema brasileiro, demandando maior granularidade espaço-temporal capaz de internalizar os custos da variabilidade de curto e médio prazo que passam a se manifestar em um sistema historicamente estruturado para lidar com variabilidade de longo prazo.

3. Estrutura da Tese

3.1. Questões e Hipóteses

O objetivo central da tese é explorar os impactos econômicos da inserção massiva das energias renováveis variáveis (ERV) nos sistemas e setores elétricos, investigando os desafios de adaptação destes e de integração das fontes em contexto de elevada penetração.

O objetivo geral é compreender como o valor marginal das fontes, em especial das ERV, se altera em função das configurações específicas dos sistemas elétricos e do grau de penetração das fontes. Consequentemente, a tese procura investigar como os custos de integração presentes (estáticos) restringem as possibilidades de desenvolvimento das ERV e como a adequação dos sistemas delimita a evolução futura de custos de integração (dinâmicos).

Para ilustrar e melhor compreender as questões teóricas propostas, a tese procura enquadrar a experiência brasileira sob a perspectiva de valor sistêmico das fontes, contribuindo para a progressão empírica da literatura em análise. Como objetivos específicos, que serão abordados de forma mais específica por meio dos artigos que compõem a tese, propõe-se as seguintes questões:

- Como valorar a energia gerada por diferentes tecnologias de geração elétrica?
- Qual impacto econômico da penetração de fontes renováveis variáveis nos sistemas elétricos? Como a variabilidade impacta o valor econômico das fontes?
- Como identificar e dimensionar custos de integração e adaptação das fontes? Como estes custos impactam o valor marginal das fontes? Como estes custos evoluem ao longo do tempo, dependendo do grau de penetração das fontes no sistema?
- Como a adequação dos sistemas pode afetar o valor econômico marginal das ERV? Como tornar os sistemas mais flexíveis para viabilizar e acomodar maior penetração das ERV nos sistemas?
- Quais os desafios e potencialidades da maior descentralização propiciada pelas energias renováveis variáveis e pela difusão de recursos energéticos distribuídos?

A hipótese central da tese sustenta que a variabilidade intrínseca das ERV e a descentralização inerente às novas tecnologias transformam radicalmente a estrutura

centralizada dos diferentes sistemas e setores elétricos, demandando alterações físicas, estruturais e regulatórias. Mais especificamente, sustenta-se que o valor econômico marginal é distinto para diferentes atributos e propriedades das fontes e que se altera ao longo do tempo em função da penetração dos recursos e das transformações dos sistemas e setores. Neste sentido, as métricas comparativas usuais (como custos nivelados, paridade tarifária e densidade energética) para inferir competitividade e atratividade das fontes não podem ser empregadas no atual contexto, demandando a consolidação de novo arcabouço sistêmico capaz internalizar custos e benefícios das tecnologias em horizonte de constante evolução.

O ambiente de seleção deve preconizar a competição isonômica de atores e recursos, existentes e potenciais, de modo a propiciar trajetórias eficientes de evolução. A remuneração dos recursos deve refletir os valores marginais efetivos e suas distintas projeções, internalizando mudanças constantes e variações entre as distintas dimensões de heterogeneidades da eletricidade. Para que novas tecnologias possam emergir e competir com recursos já existentes, os fluxos esperados de retorno devem ser resultantes das múltiplas expectativas dos agentes, conciliando diferentes perspectivas de custos de oportunidade. Os novos arranjos e desenhos de remuneração e mercados devem (i) ser neutros em termos tecnológicos, (ii) induzir a internalização de externalidades, (iii) refletir o grau de heterogeneidade presente nos sistemas, (iv) assimilar a tendência de descentralização das novas tecnologias, (v) definir alocações eficientes de risco e (vi) estruturar governança capaz de adaptação constante do arcabouço às mudanças permanentes dos sistemas e setores.

3.2. Metodologia e Estrutura da Tese

A tese é composta por três artigos autônomos principais que foram elaborados para responder as questões levantadas, além de três artigos acessórios em anexo que também dialogam com o tema central e auxiliam a compreensão das questões levantadas. Embora independentes, os artigos se auto relacionam não apenas por abordarem o tema central em discussão – impactos econômicos da inserção de energias renováveis variáveis nos sistemas e setores elétricos –, mas por responderem a uma ou mais questões levantadas conjuntamente e se apoiarem mutuamente para construção e sequência das investigações propostas.

A metodologia de pesquisa envolve a revisão de literaturas paralelas para construção de um referencial teórico capaz de dialogar com as questões elencadas,

identificando os avanços mais recentes na área de pesquisa através de artigos acadêmicos e relatórios de organizações mundiais como a Agência Internacional de Energia (IEA) e a Agência Interacional de Energias Renováveis (IRENA).

A partir do referencial teórico traçado, investiga-se a aplicação específica dos instrumentos de análise elaborados para o caso brasileiro. A experiência brasileira é compreendida como caso emblemático para a literatura em discussão, pois as características do sistema brasileiro anteciparam pioneiramente muitos dos desafios atualmente enfrentados pela inserção das ERV. O enquadramento do caso brasileiro beneficia a literatura em progressão e, ao mesmo, favorece a compreensão dos atuais desafios enfrentados pelo país nas transformações em curso de seu sistema e setor elétricos.

Tabela 2 - Lista de Artigos que Compõem a Tese

I	Systemic Value of Electricity Sources: What We Can Learn from the Brazilian Experience?
II	Valor Sistêmico da Geração Eólica no Brasil
III	Remunerando Habilidades em Contexto de Variabilidade – Desafios e oportunidades para reforma do setor elétrico brasileiro

ANEXOS

IV	O Protagonismo das Energias Renováveis Variáveis e o Desafio de Remunerar a maior Flexibilidade Exigida aos Sistemas Elétricos
V	Facilitadores da Transição Energética: Soluções Técnicas para Países Latino-Americanos
VI	Do Bitcoin à Geração Distribuída – As potencialidades da Blockchain para o Setor Elétrico

A Tabela 2 apresenta a lista dos artigos que compõem a tese. Os três primeiros artigos constituem a estrutura central. O primeiro artigo delimita o principal referencial teórico sobre a abordagem sistêmica e enquadra de forma original a experiência brasileira como precursora e pioneira para literatura em evolução. O segundo artigo é uma aplicação específica da literatura sistêmica para o caso brasileiro, investigando o *value factor* da geração eólica no Brasil no contexto de mudanças regulatórias em discussão. O terceiro artigo aborda as discussões recentes que buscam revisitar o arcabouço regulatório

brasileiro de expansão e contratação das fontes de geração, incorporando a valoração de atributos específicos. Para analisar as implicações da valoração de atributos, além de delimitar a discussão em literatura acadêmica específica, o artigo parte do referencial teórico traçado pelo primeiro e quarto artigos da tese e das conclusões extraídas pelo segundo artigo aplicado.

O quarto e quinto artigos complementam os três primeiros. O quarto artigo expande questões teóricas específicas, discutindo em maior detalhe os desafios de integração das ERV e de remuneração da flexibilidade no atual contexto. O quinto artigo exemplifica as possibilidades de adaptação de sistemas específicos e distintos em transformação na América Latina (Brasil, Chile e República Dominicana) que favoreçam trajetórias eficientes de inserção das energias renováveis variáveis.

O sexto e último artigo volta-se para os desafios da descentralização característica das novas tecnologias, abordando as implicações e oportunidades para os sistemas e setores elétricos historicamente estruturados centralizadamente. Mais especificamente, o artigo apresenta e discute as potencialidades da tecnologia da *blockchain* para coordenar novos arranjos descentralizados, favorecendo a inserção de novos recursos distribuídos.

Por serem artigos autônomos, a leitura pode ser realizada em ordem independente. Porém, para maior encadeamento da problemática apresentada neste capítulo introdutório, sugere-se a ordem estabelecida ou, alternativamente, a leitura do quarto artigo como introdução ao primeiro, seguindo após a sequência dos demais.

Os três últimos artigos foram publicados na Revista Brasileira de Energia, após serem apresentados no Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (CBPE) e selecionados para posterior publicação. O primeiro artigo foi submetido para Energy Policy e o segundo artigo ainda será submetido para publicação. Versão preliminar do terceiro artigo foi apresentado na XI Jornada Científica da Associação Brasileira em Estudo de Energia (AB3E) e selecionado para apresentação na 41ª Conferência Internacional da Associação Internacional de Economia da Energia (IAEE), que ocorreu em 2018 na Holanda (Groningen).

Referências

- BAKER, P.; GOTTSTEIN; M. (2013) Capacity markets and European Market Coupling: can they co-exist? RAP Discussion draft.
- BICALHO, R. (2015a). Notas sobre a introdução de energias renováveis variáveis e o futuro do setor elétrico. Boletim Infopetro, Ano 15, Nº 1.
- BICALHO, R. (2015b). O setor elétrico em transformação. Boletim Infopetro, Ano 15, Nº 4.
- BOITEUX, M. (1949). “Peak-Load Pricing”. The Journal of Business, 1960, 33(2), 157-179.
- BORENSTEIN, S. (2008). The market value and cost of solar photovoltaic electricity production. CSEM Working Paper 176.
- BORENSTEIN, S. (2012). The private and public economics of renewable electricity generation. Journal of Economic Perspectives, Vol. 26, No. 1.
- BROWN, A. (2016). The value of solar writ large: A modest proposal for applying ‘value of solar’ analysis and principles to the entire electricity market. The Electricity Journal, 29: 27–30.
- CARLSSON, B. (1989). Flexibility and the theory of the firm. International Journal of Industrial Organization 7, 179–203.
- CEC – California Energy Commission. (2018). Tracking Progress – Resource Flexibility.
- CRASSOUS, R.; ROQUES, F. (2015). Les Coûts Associés a L’Insertion des ENR Intermittentes dans le Système Électrique – Une Revue de la Littérature. Chaire European Electricity Markets – Fondation Paris-Dauphine. Working Paper 2015-11.
- EDENHOFER, O.; HIRTH, L.; KNOPF, B.; PAHLE, M.; SCHLÖMER, S.; SCHMID, E., UECKERDT, F. (2013). On the economics of renewable energy sources. Energy Economics, 40: S12–S23.
- EPE (2017). Plano Decenal de Expansão de Energia 2017/2026. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2018a). Plano Decenal de Expansão de Energia 2018/2027. Empresa de Pesquisa Energética.
- FINON, D. (2016). La Pénétration à Grande Échelle des ENR dans les Marchés Électriques – La Perte de Repère des Évaluations Économiques. La Revue de L’Énergie, Nº 633-634.
- GLACHANT, J.; HENRIOT, A. (2013). Melting-pots and Salad Bowls: The Current Debate on Electricity Market Design for RES Integration. Cambridge Working Paper in Economics 1354.

- GLACHANT, M. (2010). The Achievement of the EU Electricity Internal Market Through Market Coupling. EUI Working Paper, RSCAS 87, Florence School of Regulation.
- GOTTESTEIN, M.; SKILLINGS, A. (2012). Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe’s Decarbonised Power System. RAP working paper.
- GRAABAK, I.; JAEHNERT, S.; KORPÅS, M.; MO, B. (2017). Norway as a Battery for the Future European Power System – Impacts on the Hydropower System. *Energies*, 10, 2054.
- GREEN, R.; STAFFELL, I. (2016). Electricity in Europe: exiting fossil fuels? *Oxford Review of Economic Policy*, 32(2), 282-303.
- GRUBB, M. (1991). The integration of renewables electricity sources. *Energy Policy*, 19(7): 670–688.
- GUI, E.; MACGILL, I. (2018). Typology of future clean energy communities: An exploratory structure, opportunities, and challenges. *Energy Research & Social Science*, 35: 94-107.
- HANSEN, J-P.; PERCEBOIS, J. (2017). Transition(s) Électrique(s) – Ce que L’Europe et les Marchés n’ont pas su vous Dire. Odile Jacob.
- HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90: 402-411.
- HIRTH, L. (2013). The Market Value of Variable Renewables – The Effect of Solar and Wind Power Variability on their Relative Price. *Energy Economics*, 30: 218-236.
- HIRTH, L. (2014). The Economics of Wind and Solar Variability – How the Variability of Wind and Solar Power affects their Marginal Value, Optimal Deployment, and Integration Costs. PhD Thesis. Technischen Universität Berlin.
- HIRTH, L. (2015). The Optimal Share of Variable Renewables. *The Energy Journal*, 36(1), 127-162.
- HIRTH, L. (2016). The Benefits of Flexibility: The Value of Wind Energy with Hydropower. *Applied Energy*, 181: 210-223.
- HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. (2015). Integration Costs Revisited – An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74: 925-939.
- HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. (2016). Why Wind is not coal: on the economics of electricity generation. *The Energy Journal*, 37(3): 1-27.
- HOJCKOVÁ, K.; SANDÉM, B.; AHLBORG, H. (2018). Three electricity futures: Monitoring the emergence of alternative system architectures. *Futures*, 98: 72-89.

- IEA (2014). The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. Report.
- IEA (2016a). Next Generation Wind and Solar Power – From Cost to Value. Report.
- IEA (2016b). Re-Powering Markets – Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. Report.
- IEA (2018a). World Energy Outlook 2018. Report.
- IEA (2018b). Renewable Electricity – Analysis and Forecasts to 2023. Report.
- IEA (2018c). Electricity Information – Statistics. Report.
- IEA (2018d). Status of Power System Transformation. Report.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2014). Climate Change 2014 – Synthesis Report – Summary for Policymakers.
- IPCC (2018). Global Warming of 1,5°C – Summary for Policymakers. Report.
- IRENA (2019). Renewable Capacity Statics. International Renewable Energy Agency.
- JOSKOW, P. (2011a). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generation Technologies. American Economic Review, Vol. 100, No. 3.
- JOSKOW, P. (2011b). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generation Technologies. MIT CEEPR paper.
- KEAY, M. (2016). Electricity Markets are broken – can they be fixed? The Oxford Institute for Energy Studies, Paper EI 17.
- KELMAN, J.; VEIGA, M.; KELMAN, R. (2001). Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos.
- LAMONT, A. (2008). Assessing the Long-term System Value of Intermittent Electric Generation Technologies. Energy Economics, 30: 1208-1231.
- LANDES, D. S. (2005). Prometeu Desacorrentado – Transformação tecnológica e desenvolvimento industrial na Europa ocidental, de 1750 até os dias de hoje. Editora Campus.
- LOMBARDI, P.; SCHWABE, F. (2017). Sharing economy as a new business model for energy storage systems. Applied Energy, 188: 485-496.
- MCKENNA, R. (2018). The double-edged sword of decentralized energy autonomy. Energy Policy, 113: 747-750.
- MENGELKAMP, E.; GÄRTTNER, J.; ROCK, K.; KESSLER, S.; ORSINI, L.; WEINHARDT, C. (2018). Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid. Applied Energy, 210: 870-880.

- MILLIGAN, M. et al. (2011). Integration of Variable Generation, Cost-Causation, and Integration Costs. *The Electricity Journal*, vol. 24, No 9.
- MUNSON, R. (2005). *From Edison to Enron: The Business of Power and What It Means for the Future of Electricity*. Praeger.
- NEWBERY, D. (2016a). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, 94: 401-410.
- NEWBERY, D. (2016b). Towards a green energy economy? The EU Energy Union's transition to a low-carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK's Electricity Market Reform. *Applied Energy*, 179: 1321-1330.
- NEWBERY, D. (2018). Evaluating the case for supporting renewable electricity. *Energy Policy*, 120:684–696.
- PARAG, Y.; SOVACOOOL, B. Electricity market design for the prosumer era. *Perspective, Nature Energy*, 2016.
- PÉREZ-ARRIAGA, I. J. et al. (2016). *Utility of the Future – An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. MIT/Comillas
- PEREZ-ARRIAGA, I. J.; BATLLE, C. (2012). Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 1:3-17.
- PETITET, M.; FINON, D.; JANSSEN, T. (2016). Carbon Price Instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market. *The Energy Journal*, Vol. 37, No. 4.
- PINTO JR., H. (ORG.) (2016). *Economia da Energia – Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Editora Campus. 2ª Edição.
- POLLITT, M.; ANAYA, K. (2015). Can current electricity markets cope with high shares of renewables? A comparison of approaches in Germany, the UK and the State of New York. *EPRG Working Paper*, 1519.
- ROMEIRO, D. L. (2014). *Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica: O Índice Custo-Benefício e a Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil*. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia, UFRJ.
- ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. D. (2014). Escolha tecnológica no setor elétrico brasileiro. *Econômica (Niterói)*, v. 16, pp. 31-49.
- ROMEIRO, D. L.; FERRAZ, C. (2016). O Protagonismo das Novas Energias Renováveis e o Desafio de Remunerar a Maior Flexibilidade Exigida aos Sistemas Elétricos. *Revista Brasileira de Energia*, v. 22, pp. 66-81.
- SAGUAN, M.; PEREZ, Y.; GLACHANT, J. (2009). L'architecture de marchés électriques: l'indispensable marché du temps reel d'électricité. *Revue d'économie industrielle*, No.127.

- SCHMALENSEE, R. (2016). The Performance of U.S. Wind and Solar Generators. *The Energy Journal*, Vol. 37, No. 1.
- SENSFUß, F.; RAGWITZ, M.; GENOESE, M. (2008). The Merit-Order Effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36:3086-3094.
- SOVACOOOL, B. (2009). The Intermittency of Wind, Solar, and Renewable Electricity Generators: Technical Barrier or Rhetorical Excuse? *Utilities Policy*, 17: 288-296.
- STEPHENSON, H. (1973). Valence of electric energy. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* 92 (1), 248–253.
- STIGLER, G. (1939). Production and Distribution in the Short Run. *The Journal of Political Economy*, Vol. 47, Number 3.
- UECKERDT, F.; HIRTH, L.; LUDERER, G.; EDENHOFER, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63:61-75.
- URÍA-MARTÍNEZ, R.; JOHNSON, M. M.; O’CONNOR, P. (2017). *Hydropower Market Report*. Oak Ridge National Laboratory. U.S. Department of Energy.
- VASCONCELOS, J. (2019). *A Energia em Portugal*. Fundação Francisco Manuel dos Santos.
- WEF – World Economic Forum (2017). *The Future of Electricity – New Technologies Transforming the Grid Edge*. Report.
- YERGIN, D. (2012). *The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*. Penguin Books.

Artigo I

Systemic Value of Electricity Sources: What We Can Learn from the Brazilian Experience?*

Diogo Lisbona Romeiro

Edmar de Almeida

Luciano Losekann

* Artigo submetido para *Energy Policy*.

Systemic Value of Electricity Sources – What We Can Learn From the Brazilian Experience?

The competitiveness of electricity sources is traditionally estimated by levelised cost of electricity (LCOE) compared to the average electricity price. However, the introduction of variable renewable energy sources (VREs) in power systems has evidenced that time, location and availability, are essential to set the marginal value of electricity sources. Overcoming the narrow view of costs for a broad value approach, the literature recognizes that the source comparison must consider the expected marginal value of each alternative, which evolves over time due to sources penetration and system development, changing static and dynamic integration costs. The paper presents the Brazilian experience as forerunner case study for the literature on systemic value, as the country has established a pioneering benefit-cost index (BCI) to compare different sources in centralized expansion auctions, which contracted 100 GW of installed capacity. The BCI analysis is based on hydro predominance, recognizing only static integration costs (backward-looking approach). Nevertheless, the Brazilian system is evolving towards higher short-term variability due to the loss of regularization of hydro reservoirs, limitations to hydropower expansion and VREs penetration. The expansion and operation of the system are not sensitive to ongoing changes, neglecting dynamic integration costs, which must be incorporated in a forward-looking perspective.

1. Introduction

Traditionally, the non-imputable property of electric flows and the increasing commercialization in spot markets have contributed to spread the idea that electricity can be considered a commodity, a homogeneous good subject to a single price. Thus, the marginal value of the electricity generated by each technology can be compared with average electricity price, allowing the direct comparison by costs to evaluate the competitiveness of generating technologies or to set optimal generation portfolios.

The levelized cost of electricity (LCOE) is the usual cost metrics to compare different technologies and generating sources. This computes fixed and variable costs for the entire plant's life cycle, levelized per unit of energy generated (MWh) projected by an expected capacity factor (Stoft, 2002). The International Energy Agency (IEA, 2015) and the U.S. Energy Information Administration (USEIA, 2016), among others,

1 estimate levelized costs for various technologies annually to evaluate the
2 competitiveness of sources or to justify energy policies choices.

3 Recently, this approach has been sophisticated to incorporate external costs of
4 electricity generation, as environmental impacts. The internalization is possible via first
5 best solution, such as the price of carbon emission that can be added to the levelized
6 costs (Petitet et al., 2016). However, the electricity supply has intrinsic characteristics
7 that make the comparison by costs inadequate.

8 Electricity cannot be commercially stored in large-scale, requiring instantaneous
9 (static) and permanent (dynamic) balance between supply and demand. The systemic
10 supply-demand balance is subject to transmission restrictions or unpredictable
11 shutdowns. Unpredictability is present on generation and consumption. Unexpected
12 fluctuating demand or unforeseen supply disruptions are offset by spinning reserves and
13 power idle capacity (backup) as a margin for security of supply. As part of electricity
14 supply is provided by non-dispatchable technologies, total generation depends on the
15 availability of the primary source (as hydro, wind or sun). Therefore, the electricity
16 value depends on where, when and how it is generated. Although electricity may appear
17 a homogeneous good at first glance, it has spatial and temporal heterogeneities that
18 must not be neglected (Hirth et al., 2016).

19 The large-scale diffusion of new variable renewable energy sources (VREs) into
20 power systems, especially wind and solar, makes electricity heterogeneities more
21 evident. With non-storable primary resources, the VREs generally show high
22 variability, low predictability, locational constraints to source utilization (mainly wind)
23 and negligible variable operating costs. Although variability and unpredictability are
24 intrinsically present along the entire electricity supply chain, the increasing share of
25 VRE introduces an unprecedented dimension of these attributes to the supply side
26 (Perez-Arriaga & Batlle, 2012). In this context, the residual demand not covered by the
27 VRE, which is served by the dispatchable residual power plants, becomes more variable
28 and less predictable than the total demand. Consequently, the average electricity price
29 becomes a flawed indicator for the marginal value of each generating source.

30 The misperception of electricity as homogeneous good results in simplistic and
31 mistaken comparison of technologies by levelized cost. The marginal value of each
32 source cannot be estimated by the average electricity price, as time, location and
33 availability are essential to set the market value for the source and its benefit to the
34 system. Accordingly, Joskow (2011a) notes that the comparison of different

1 technologies must consider the expected market value for each alternative evaluated,
2 that is, the average electricity price weighted by the expected generation of the specific
3 source. Borenstein (2008, 2012), Hirth (2013), Schmalensee (2016), and Finon (2016),
4 among others, also recognize the need to compare sources based on their generation
5 profiles and expectation of corresponding market value.
6
7

8
9 The marginal value of the sources depends on the configuration of the system and
10 the degree of diffusion into the matrix (Grubb, 1991; Lamont, 2008; Ueckerdt et al.,
11 2013; Hirth, 2013; IEA, 2016), because the integration to the system establishes costs –
12 positive or negative, that is, benefits – that cannot be neglected (IEA, 2014; Hirth et al.;
13 2015). Thus, the marginal value of the sources is inherently systemic and dynamic, as it
14 evolves over time with the penetration of the sources and development of the system.
15
16
17

18
19 Brazil has established a Benefit-Cost Index (BCI) to compare and select the
20 different electricity generation sources. This has been employed for over ten years to
21 guide the generation capacity expansion. In comparison with international experience,
22 the hydropower preponderance of the Brazilian electricity matrix showed earlier the
23 heterogeneity of electricity in time and space. This required the analysis of expected
24 costs and benefits for each source, to define the expansion of matrix in centralized long-
25 term auctions.
26
27
28

29
30 This paper aims at showing the Brazilian experience as forerunner case study for
31 the literature on systemic value. Although several aspects of the expansion carried out in
32 the last years have already been studied, the “Brazilian case” has not been considered by
33 the literature on systemic value, which can illustrate its practical application and
34 contribute to other theoretical improvements. We intend to show that the technological
35 choice in the Brazilian matrix expansion is guided by the specificities of the system and,
36 consequently, by the systemic value of the sources. However, this guidance is not
37 sensitive to ongoing transformations, neglecting integration and adequacy costs for
38 sources and system, respectively.
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48

49 The next section analyses the progress of the literature – from the narrow view of
50 costs to the broad value approach. The third section shows the Brazilian case,
51 identifying it as a pioneering experience of technological comparison by its benefit-cost
52 index used in centralized expansion auctions. The fourth section describes the Brazilian
53 experience as a case study for literature on systemic value, identifying both practical
54 challenges to its application and lessons from the literature for the Brazilian case. The
55 last section shows final considerations.
56
57
58
59
60
61

2. From Cost to Value - A Literature in Progress

As discussed by Joskow (2011b), the use of levelized costs to guide investments was consolidated in a technological context of prevalence of dispatchable sources and vertically integrated monopolies regulated by cost of service. The implicit assumption of LCOE is that marginal value of electricity is similar for each generating source.

The LCOE can be construed as the required revenue per unit of expected generation (\$/MWh), considering the discount rate, capacity factor, and costs related to capital, fixed and variable operation and maintenance (O&M), fuel and carbon emissions (Equation 1).

$$\text{LCOE} = \frac{\text{discount rate} \times \text{capital costs} + \text{fixed O\&M}}{\text{annual expected generation hours}} + \text{variable O\&M} + \text{fuel} + \text{carbon price} \quad (1)$$

The role of VRE, however, affects the validity of the implicit assumption of homogeneity of electric flows. As the residual demand variation becomes more significant, the marginal value for each source depends on time, location and predictability of its generation.

In addition to the total costs for the project life cycle, Joskow (2011a) suggests the consideration of the expected market value for the electricity to be generated and the corresponding expected profitability.

Accordingly, in order to improve the comparison between dispatchable and non-dispatchable sources, USEIA (2013) proposed to compare levelized costs (LCOE) with the levelized avoided cost of electricity (LACE) for each alternative, by using avoided cost with new capacity, as a result of displacing more costly dispatches, as a proxy for its benefit. Thus, the LACE represents the potential revenue from the commercialization of energy and capacity per unit of expected generation (\$/MWh). For computing the revenue from the sale of energy, the LACE considers, for each period of time analyzed (t), the estimates of marginal generation prices and the expected capacity factor. For computing the revenue from the sale of capacity, the LACE considers the credit capacity expected for the source and the marginal price of the marginal capacity required for meeting the demand peaks (Equation 2).

$$\text{LACE} = \frac{\sum_{t=1}^T (\text{marginal generation price}_t \times \text{dispatched hours}_t) + (\text{capacity payment} \times \text{capacity credit})}{\text{annual expected generation hours}} \quad (2)$$

Since 2013, USEIA annually publishes benefit-cost estimates (LACE-LCOE) for various sources to allow a direct comparison of different technologies and to correct the failures of levelized cost analysis. The analysis shows both the competitiveness of the

1 sources and the benefit to the system in terms of quantity (capacity factor) and
2 reliability of supply (capacity credit).

3 The complexity of this estimation is to project expected prices and the
4 corresponding power generation for each source. On the one hand, future prices are
5 endogenous to the transformations of the system, thus making its projection difficult¹.
6 On the other hand, the generation of non-dispatchable technologies has a high degree of
7 unpredictability and varies significantly due to the location of resources.

8 The idea of marginal value as avoided cost can disguise the economic costs of
9 variability and unpredictability of the non-dispatchable sources generation. Depending
10 on the degree of diffusion of these sources, which are encouraged in many countries by
11 energy policies oriented to low-carbon economy transition (Newbery, 2016), rather than
12 benefit from avoided costs, there are high hidden costs (Bélanger & Gagnon, 2002;
13 Simshauser, 2011), commonly called integration costs (Hirth et al., 2015). These costs
14 derive from three dimensions of electricity heterogeneity (Hirth, 2015; Hirth et al.,
15 2016): *space*, *time*, and *lead-time*. Location constraints for resources and transmission
16 constraints result in *grid costs*; the variation in availability of the sources requires
17 flexibility of the residual system, which is responsible for supplying the demand not met
18 by the VRE, thus resulting in additional costs to guarantee the supply (*profile cost*²);
19 and the unpredictability of generation results in costs to balance instantaneously supply
20 and demand (*balancing costs*).

21 As the variability and unpredictability of VRE requires high flexibility from the
22 residual generation capacity (Perez-Arriaga & Batlle, 2012), the diffusion of these
23 sources results in high integration costs. Consequently, the recurrent displacement of
24 dispatchable power plants is more an adequacy cost for the systems than a benefit with
25 avoided fuel costs. Moreover, by understanding the capacity credit as a benefit to the
26 system reliability, the LACE-LCOE analysis neglects the new paradigm of reliability
27 raised by VREs. Due to the greater variation in the residual demand by penetration of
28

29 ¹ According to Joskow (2011b, p. 23), “there is considerable uncertainty about future electricity prices
30 and we should be skeptical about comparative technology evaluations being based on administrative
31 regulatory estimates of future prices”. This warning has particular pertinence to the Brazilian case to be
32 analyzed.

33 ² In general, the literature refers to the costs from the temporal variability of sources, such as adequacy
34 costs related to the need for additional backup to guarantee the supply. Ueckerdt et al. (2013), however,
35 also identify as economic costs of variability the reduction in the capacity factor and the overproduction
36 of VREs not used during high availability. The profile cost is composed of these three components, which
37 is more comprehensive than the traditional adequacy cost. The authors also show empirical evidence that
38 these costs are more significant than balancing and grid costs.

1 VREs, the response capacity of the residual system becomes as important to security of
2 supply as the reserve capacity required to meet the demand peaks. This new reliability
3 paradigm, according to Gottstein and Skillings (2012), requires more than installed
4 capacity (*generation adequacy*), but resources capable of providing sufficient flexibility
5 to the system (*resources adequacy*).
6
7

8
9 The use of levelized cost or average electricity price – whether the wholesale or
10 the retail price – to estimate competitiveness or benefit from a specific source neglects
11 the “hidden” integration costs³. As Hirth (2015) emphasizes, due to the recognition of
12 integration costs for a specific price level, certain amount of energy from a source is
13 competitive. Thus, the sources are not competitive *per se* or *ad infinitum*, because their
14 marginal value reduces (*ceteris paribus*) as its shares on the generating mix increases.
15
16

17
18 The integration costs are not related exclusively to the VREs. All technologies
19 result in integration costs, even if negative (benefit). The high integration costs, usually
20 associated with VREs, arise from the relationship between the degree of diffusion for
21 these sources and the configuration of the system.
22
23

24
25 Thermal power systems (capacity-constrained) were not designed to withstand
26 significant and recurring variation in residual demand, resulting in high integration costs
27 of VREs. On the other hand, hydropower systems (energy-constrained) can
28 accommodate greater share of VREs with lower integration costs, due to greater
29 flexibility (responsiveness) of the residual power plants to the residual load variations
30 (Hirth, 2016).
31
32

33
34 Therefore, the dimensioning of integration costs depends on the specific
35 characteristics of each system. The power system configurations result from a
36 cumulative process of expansion over the years with path dependence and lock-in.
37 While the past trajectory configures the existing constraints, the possibilities for
38 expansion determine the future constraints. Then, there are static integration costs
39 related to the current system and dynamic integration costs related to the evolution of
40 the system. Thus, the marginal value of the sources also refers to current static
41 circumstances and future dynamic circumstances. Consequently, the marginal value
42 expected for each source is a function of the projected degree of diffusion and the
43 expected future evolution of the systems, that is, it is endogenous to the development of
44 the source and the changes to the system.
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57

58
59 _____
60 ³ In general, these analyses do not consider externalities (typically carbon price) and the interference of
61 other exogenous parameters, such as taxes, commonly in the grid parity analysis.
62
63

1 The literature on integration costs is extensive, but the analyses are usually limited
2 to additional costs, without considering dynamic effects with greater diffusion of the
3 source. The traditional approach faces challenges related to definition, decomposition
4 and cost calculation (Milligan et al., 2011; IEA, 2014; Hirth et al., 2015). The difficulty
5 is to consider costs individually without computing the interrelationships between all
6 components and the dynamic interactions with the changing system.
7

8
9
10
11 The systemic approach suggested by Ueckerdt et al. (2013) proposes to correct
12 these failures by incorporating the integration marginal cost both into the levelized
13 costs, resulting in System LCOE, and the marginal value of the sources, thus affecting
14 their market value. The optimal level of penetration for the sources is obtained in a dual
15 way from both perspectives (cost and value). The insight is to combine two parallel
16 literatures (value of sources and integration costs) to form a single framework,
17 decomposing of systemic costs and benefits. Now the literature is progressing from a
18 narrow view of cost to a broad value approach (IEA, 2016), recognizing the systemic
19 and dynamic characteristic of power systems⁴.
20
21
22
23
24
25
26

27 The systemic approach acknowledges that the marginal value of sources is
28 specific to the configuration of each system, resulting in several values, costs and
29 potential penetration. The idea that the entire system should be analyzed upon choosing
30 the power generating technologies was already included in the adjacent literature on
31 energy portfolio approach (Awerbuch, 2006). This literature suggests the comparison of
32 alternative efficient portfolios, which minimize costs and risks, rather than least-cost
33 technologies only. The main insight is in the portfolio diversification effect: higher cost
34 technologies can reduce the overall cost if their costs are independent or vary inversely
35 to the prevailing costs.
36
37
38
39
40
41
42

43 Although Brazil has already been analyzed from an optimal generation portfolio
44 perspective (Losekann et al., 2013), the selection mechanism that guides the expansion
45 of the Brazilian electricity matrix, since the last electricity sector reform in 2004, has
46 not yet been analyzed from a systemic perspective. The next sections point the
47 pioneering Brazilian experience as a case study for this literature.
48
49
50
51
52
53

54 **3. Brazilian Power System**

55 **3.1. Overview**

56
57
58
59 ⁴ The International Energy Agency (IEA, 2014; IEA, 2016), in its latest analysis, endorses the systemic
60 analysis as the most appropriate comparative methodology.
61
62
63
64
65

The Brazilian power system is characterized by (i) predominantly renewable generation matrix, mainly hydropower plants with significant storage reservoirs; (ii) large National Interconnected System (SIN), which almost interconnects the entire territory; and (iii) lower per capita consumption, requiring significant long-term expansion.

The Brazilian installed capacity was 165 GW at the end of 2018. Renewable sources represent 86% of the electricity matrix (hydropower plants: 114 GW, biomass⁵: 13 GW, and wind power: 14 GW). Including biomass, the thermal power plants accounts for 22% in the matrix (natural gas: 13 GW, oil and diesel: 5 GW, coal: 3 GW, and nuclear: 2 GW) (CCEE, 2018a).

Figure 1 - National Interconnected System (SIN)



Source: ONS

The development of the Brazilian power sector was based on its privileged hydropower potential. With large rivers with steep falls, the hydropower plants were designed in cascaded, including large hydro reservoirs able to regulate the high variability of tropical water inflow⁶. In order to allow the electricity exchange among different geographic regions, the Brazilian territory was gradually interconnected to the SIN (Figure 1), which interconnects four subsystems with transmission limitation

⁵ Mainly sugarcane bagass.

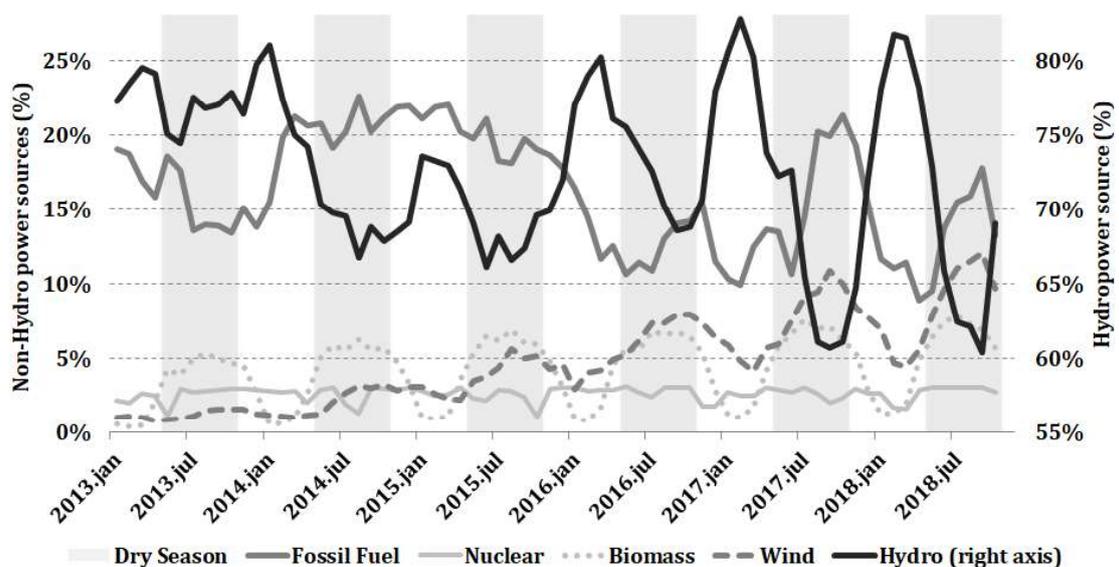
⁶ The difference between minimum and maximum monthly water inflow values already recorded during the wet season for the Southeast/Midwest region is greater than five times.

(South, Southeast/Midwest, Northeast and North). The SIN currently meets over 98% of the national load and maximum storage capacity on hydro reservoirs is 211 TWh (70% in the Southeast region), that is, about five months of annual load (ONS, 2018a; ONS, 2018b).

The total consumption in 2017 reached 526 TWh, representing a still reduced per capita consumption of 2,525 kWh/hab. The SIN's annual instantaneous maximum demand have oscillated around 85GW since 2014, reaching 89 GW in 2019. Between 2011 and 2018, the installed capacity grew at accelerated rate of 5% per year (MME, 2018). Although the political and economic crisis has been responsible for the stagnant energy consumption since 2014 (around 65 GW average), the 10-Year Energy Expansion Plan (PDE 2027) expects a 3.6% annual load growth rate between 2018 and 2027, given an income elasticity demand of 1.28 (EPE, 2018). The current picture reveals a mature but dynamic power system that requires medium-term high investments to enable its development.

The variability and the unpredictability of tropical water inflow make the amount of hydropower generation uncertain. Thus, the marginal value of energy is inherently intertemporal, since it depends on the level of reservoirs and expectation related to future water inflow. In order to mitigate the hydrological risk, in addition to the reservoirs and the wide transmission interconnection, the SIN also has thermal power installed capacity as a backup to be fully dispatched in adverse hydrological situations.

Graph 1 - Complementarities of Generation Sources in Brazil



Source: Prepared by the author, data provided by CCEE (2018a)

1 The SIN allows a generation portfolio with sources that have different availability
2 patterns, thus smoothing the resource variability. Significant climate differences in the
3 regions cause high complementarity in the renewable sources: hydropower, wind
4 (mainly in the Northeast region), and sugarcane bagasse. The highest wind season and
5 the sugarcane harvest occur in the dry period, when water inflow is lower. Graph 1
6 shows each generation source for the SIN total load. The typical dry season (from April
7 to October, shaded area in Graph 1) corresponds to the greater availability of biomass
8 and wind. The growing peak for wind generation is due to its greater share in the
9 matrix. On the other hand, fossil-fueled power generation (mainly natural gas) is
10 supplementary to hydropower, especially during periods of low hydrology.
11
12
13
14
15
16
17
18
19

20 **3.2. Operation and Expansion of the System**

21 In order to maximize synergies among energy sources, the SIN operation is
22 performed centrally by the Brazilian Power System Operator (ONS), whose duties
23 exceed the usual network operator functions. In addition to the reliability of the supply,
24 ONS is responsible for the optimization of the hydrothermal dispatch. From the use of
25 multi-stage stochastic optimization model (NEWAVE), ONS minimizes the total cost of
26 supply, deciding whether to use reservoir water now (avoiding fossil fuel costs) or to
27 store it for the future (incurring fossil fuel costs). The solution for this intertemporal
28 problem results in the week ahead determination of the operation marginal cost (OMC),
29 for each subsystem and daily level of load (light, medium and heavy). The OMC
30 determines the hydrothermal dispatch according to increasing cost merit order. Thus,
31 the OMC represents the opportunity cost for hydropower generation, that is, the
32 electricity marginal price (shadow-price) in the system.
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42

43 All consumption must be backed by contracts (in general, via long or medium-
44 term contracts) and all demand must be fully and previously contracted. Because of that,
45 there is no spot market, but only a settlement of differences between contracted and
46 actual flows (i.e. a balance market). Differences are settled monthly by the Electric
47 Energy Commercialization Chamber (CCEE) according to the Differences Settlement
48 Price (PLD), which is the short run marginal cost (OMC) set by ONS limited to
49 minimum and maximum values for each submarket annually established by the
50 regulatory agency (ANEEL).
51
52
53
54
55
56
57

58 Commercialization occurs in two distinct environments: free and regulated. Large
59 consumers (demand larger than 3 MW) can freely contract energy in the free market,
60
61
62
63
64
65

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65

defining price, term and volume⁷. Free market is responsible for about 25% of the energy consumed in Brazil.

Meanwhile, distributors are required to contract its expected demand for the next five years in the regulated market. The expansion of demand provided by all distributors is contracted in centralized auctions. This enables the expansion of installed capacity via long-term purchase contracts (Maurer & Barroso, 2011; Rego & Parente, 2013; Mastropietro et al., 2014).

In expansion auctions, energy can be traded in quantity contracts, where a minimum amount of energy is guaranteed, or in availability contracts, where power availability is guaranteed during the effectiveness of the contract. The latter is a type of capacity remuneration mechanism (CRM), thus allowing the contract of backup power plants by guaranteeing a fixed annual revenue to cover all fixed expenses, including the must-run generation, and a variable cost (CVU) to cover flexible generation by merit order.

Expansion auctions for generation capacity were established during the power sector reform in 2004 (Act 10,848/2004). The centralized auction mechanism establishes the competition for the distributors' future market, coordinating the expansion according to the additional demand, defining the winning projects by "lowest price" criterion⁸.

There are a set of types of auctions. New Energy Auctions trade energy from greenfield power plants, thus expanding installed capacity⁹. The hydropower plants compete for quantity contracts, while other sources compete for availability contracts¹⁰.

⁷ Consumers with demand between 0.5 and 3 MW can only contract renewable sources (small hydro, biomass, wind and solar) in the free market.

⁸ Brazil has carried out two major power sector reforms in the past two decades. The first one, in the 1990s, aimed at unbundling and establishing a competitive market to guide future investments. Reform was not completed and Brazil faced a rationing in 2001 due to the sharp depletion of reservoirs and lack of expansion in new capacity. The second one aimed at regaining the centralized coordination, establishing the auction mechanism to contract new capacity. For further details, see Rosa et al. (2013).

⁹ Contracts last from 15 to 35 years and delivers begin in the third (A-3) or in the fifth year (A-5) after the auction. In existing capacity contracts, delivery lasts 1-15 years and takes place in the same year (A) or year (A-1) after the auction.

¹⁰ Although hydropower plants trade power in quantity contracts, guaranteeing the delivery of a certain amount of energy, hydropower generation is variable and unpredictable. Moreover, the hydropower plants cannot control their dispatch set by ONS, thus making the decentralized management of hydrological risk impossible. An energy reallocation mechanism (MRE) was established to mitigate it and to allow contracting by quantity. The MRE reallocates, for the purpose of accounting and commercialization, all the electricity generated by the hydropower pool, considering the physical guarantee for each plant. Thus, for the purpose of commercialization, the plant's individual generation does not matter, only the total hydropower performed.

1 Alternative Source Auctions are intended to wind, small hydropower plants and
2 biomass. Structuring Auctions refer to priority auctions related to strategic projects of
3 public interest. Until now, only three major hydropower projects have been tendered in
4 this modality.
5
6

7 Reserve Auctions aim at increasing the security of supply, thus raising the reserve
8 margin. The reserve energy cost is shared by all consumers. This auction is also used to
9 contract specific sources, mainly wind and solar power.
10
11

12 Existing Energy Auctions aim at contracting power from existing power plants.
13 Adjustment Auctions allows distributors to adjust their portfolio in the short-run,
14 adjusting small deviations in relation to forecasts and actual market behavior, signing
15 short-term contracts (up to two years).
16
17

18 The MME enacts rules specific for each auction, defining which sources are
19 qualified and parameters, such as initial ceiling price, maximum allowable inflexibility,
20 maximum variable operating cost, fuel and indexing rules. Although specific rules
21 provide a better suitability of the auction to its circumstances, it increases the degree of
22 investor uncertainty and affects the competition (Maurer & Barroso, 2011; Rego,
23 2013a).
24
25
26
27
28
29
30
31

32 **3.3. BCI – Benefit-Cost Index**

33
34 Brazil has set a Benefit-Cost Index (BCI) to compare the different sources in
35 centralized expansion auctions. The BCI compares the technologies that compete for
36 availability contracts (thermal, wind and solar power), ranking them in terms of
37 expected benefit-cost for availability contracted, to compare them with the energy from
38 hydropower plants, which commercialize quantity contracts. The BCI is a comparison
39 method used since the first New Energy Auction held in 2005.
40
41
42
43
44

45 The BCI considers the generating alternatives from the point of view of the buyer
46 pool (distributors' captive consumers), valued for a 5-year operation (EPE, 2016). The
47 calculation is made from two thousand series of simulated hydrological scenarios,
48 which result in two thousand monthly equiprobable values for the future OMC specific
49 for each SIN submarket.
50
51
52
53

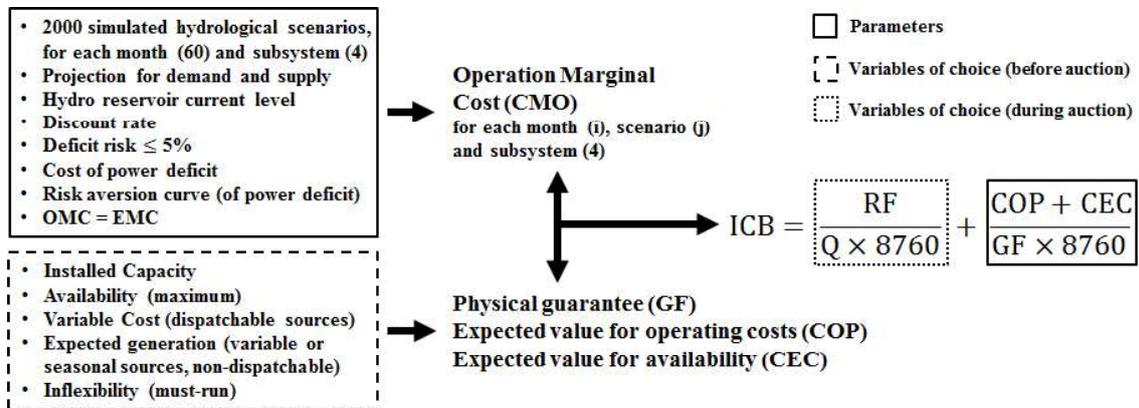
54 The OMC equiprobable values arise from the simulation of future optimized
55 operation of the system. In addition to future hydrological simulation, the projection of
56 OMCs depends on the expected evolution of supply and demand, initial level of
57 reservoirs and discretionary parameters, such as intertemporal discount rate, energy
58
59
60
61
62

deficit cost, and risk aversion curve. The optimization considers a deficit probability less than 5% of the simulated scenarios, besides equating the OMC with the expansion marginal cost (EMC), thus avoiding to meet the demand at a higher cost.

The same simulation of the system, which generates the future OMCs used to compute the BCI, is carried out to determine the physical guarantees (GF) to the hydropower and thermal power plants. The GF quantifies the annual average contribution of the installed capacity for the system for a given risk criterion, becoming a tradable energy certificate (the maximum amount of each power plant can sell under contracts)¹¹. For hydropower plants, it is the amount of power they can generate even in adverse hydrological years. For thermal power plants, GF considers its expected capacity factor. The higher the variable cost and lower the operational inflexibility (must-run), the lower the expected capacity factor and, consequently, the lower the firm energy guaranteed to the system.¹²

The BCI calculation, as shown in Figure 2, simplifies the future operation for monthly intervals and does not discriminate the different load levels. It is also carried out for a significantly lower horizon than the typical contracts.

Figure 2 – BCI Calculation Methodology



Source: Elaborated by the authors

To estimate the expected value of the power to be generated by different sources, the BCI considers (Equation 3): (i) all fixed costs, covered by annual fixed revenue (RF); (ii) expected value for operating costs (COP), resulting from the expected cost of

¹¹ The physical guarantee is expressed in MWh/year, thus in MWavg (1 MWavg = 8760 MWh per year). Its calculation is made from the simulation of optimal hydrothermal operation for synthetic series of water inflow, determining the joint contribution of hydro and thermal blocks to the supply in the projected horizon. Thus, the physical guarantee expresses the contribution of the different installed capacities to the guarantee of supply, for a given level of reliability.

¹² For wind, biomass and solar physical guarantee is set by the average generation expected for each source.

flexible average generation (above inflexibility) valued by variable cost (CVU); (iii) expected value for short-term economic cost (CEC), corresponding to the availability cost contracted and not used; and (iv) physical guarantee (GF) of the project, which shows the estimated benefit for the new capacity to the future power supply.

$$BCI \equiv \frac{\text{Fixed costs} + E[\text{Operating costs}] + E[\text{Short-term economic costs}]}{\text{Physical guarantee} \times 8760} \equiv \frac{RF + COP + CEC}{8760 \times GF} \quad (3)$$

The COP is calculated from the average of the flexible generation cost for all scenarios and months simulated, that is, the variable expense from the expected dispatch by merit order.

The CEC estimates the availability cost contracted and not used when the CVU is larger than the OMC. When CVU is larger than OMC, typically during hydrological abundance, the distribution companies purchase power via PLD settlement and CEC is positive. When CVU is lower than OMC, the CEC is negative. When the expected generation for the source exceeds its estimated firm energy (GF), the average CEC for all scenarios is negative. This occurs mainly for sources with zero variable cost and expected generation concentrated in the dry periods (wind and sugarcane bagasse), when the greater availability of resources is valued at potentially higher OMC. Thus, the negative CEC translates as benefit to the system, making the source more competitive in the comparison by BCI.¹³

3.4. Expansion by Centralized Auctions

Table 1 shows the aggregate data of all the expansion auctions already performed in Brazil. Since 2005, 40 expansion auctions have been carried out, that is, 54 GWavg of energy were contracted from projects with 101 GW of installed capacity. Most of the energy was contracted in New Energy Auctions (70%), followed by Structuring Auctions (15%), Reserve (10%) and Alternative Sources (2%). The Structuring Auctions were responsible for the purchase of half of the hydropower energy contracted in all the expansion auctions, thus guaranteeing the hydropower preponderance in the expansion. Without the three major structuring hydropower projects (Santo Antônio, Jirau and Belo Monte), the contracted hydropower would be equivalent to the contribution of wind and natural gas to expand the matrix.

Between 2005 and 2011, 26 GWavg of energy were contracted. Hydropower was responsible for 42% of energy contracted for this period, followed by oil products¹⁴

¹³ See appendix for more details about COP and CEC calculation.

¹⁴ Fuel oil and diesel

(20%), natural gas (14%) and wind (11%). From 2012 to 2018, 14 GWavg of energy were contracted, almost half of previous period. Wind power led the expansion of the matrix in this period, contributing 35% of the contracted energy, closely followed by natural gas (34%), while hydropower lagged behind (13%). Graph 2 shows the contribution of the sources over the years. The lower hydropower expansion since 2010 allowed greater diversification in the matrix, mainly wind and natural gas.

TABLE 1 - Expansion Auctions (2005-2018) by Sources

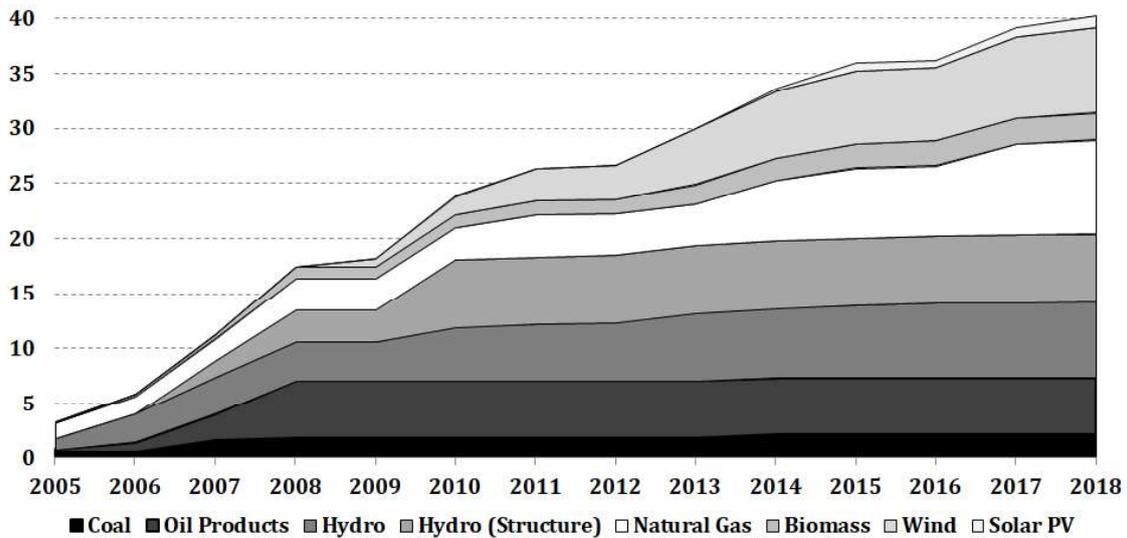
Auctions / Sources	Auctions performed (Qty)	Installed capacity (MW)	Physical guarantee (MWavg)	Contracted energy (MWavg)	Average Weighted Update Price (US\$/MWh)^a
New Energy	25	69,129	39,251	29,105	59
Hydropower		26,551	12,183	6,698	54
Biomass		3,303	1,819	1,437	66
Wind		10,363	5,069	4,435	42
Natural gas		15,378	11,648	8,576	65
Oil products		9,214	5,560	5,313	73
Coal		2,450	2,140	2,047	50
Process gas		490	420	200	77
Solar PV		1,381	413	399	38
Structure	3	17,684	8,764	6,135	38
Alternative Sources	3	2,729	1,228	997	66
Hydropower		916	395	230	74
Biomass		1,610	701	674	63
Wind		203	132	94	71
Reserve	9	12,320	4,925	4,271	66
Hydropower		211	129	117	135
Biomass		3,439	1,317	774	75
Wind		6,018	2,798	2,702	56
Photovoltaic solar		2,653	681	679	93
Total	40	101,862	54,168	40,508	57

^a Average price weighted by contracted energy, updated by inflation (IPCA) for December 2018. Exchange rate of R\$ 3.5/US\$.

Source: Prepared by the author, data provided by CCEE (2018b)

Renewable sources have represented 74% of the contracted capacity. Wind power is the second most important source for the expansion, adding 18 GW to the matrix. Less than half of wind expansion was contracted in Reserve Auctions (6 GW) and Alternative Source Auctions (1.6 GW), whilst most came from New Energy Auctions, evidencing the source's competitiveness.

Graph 2 – Contracted Energy (GWavg) by Source in All Expansion Auctions



Source: Prepared by the author, data provided by CCEE (2018b)

The Structuring Auctions showed the lowest average price (weighted by the contracted energy and adjusted for inflation) observed (\$ 38/MWh), followed by New Energy (\$ 59/MWh) and Reserve and Alternative Sources Auctions (\$ 66/MWh).

The average prices should be analyzed and compared with some reservations. The first refers to the hidden cost of transmission that is not considered by generation expansion auctions, thus affecting the comparison of contracted energy price – mainly for structuring hydropower projects that required long, dedicated transmission lines. The second refers to the expected operating cost. The quantity contracts establish price and quantity to be delivered over the contract, while the availability contracts define fixed revenue and variable cost. For these latter, the price in the auction is equivalent to the Benefit-Cost Index, not to the effective electricity price. Thus, the price of sources contracted by availability reflects the fixed annual revenues set in the auction plus the expected costs of operation (COP) and availability (CEC). If the actual generation of power plants is different from the expected generation estimated in the auction, considering the operation costs and the high variability of OMC, the effective electricity price will be considerably discrepant from that provided by BCI, which actually occurs.

3.5. Expansion via BCI

BCI is used in the New Energy and Alternative Source Auctions to compare different sources.¹⁵ As New Energy Auctions account for most of the traded energy, BCI has a significant impact on the matrix expansion profile. About 75% of all contracted energy and all installed capacity in expansion auctions was selected via BCI. From 2005 to 2018, when the BCI was used in auctions, more thermal power (60%) was contracted than hydropower (23%) or wind (17%). Concerning the sources, natural gas was the first one (28%), closely followed by hydropower (25%), oil products (18%), wind (17%), coal (7%) and biomass (6%) (Table 3). Graph 4 aggregates the energy contracted in the auctions per year, by showing the sources individually. Between 2005 and 2011, when 18 GWavg were contracted, the main source was oil products (30%). In 2009, a cap was introduced on the operating costs for thermal power plants to qualify for the auctions what limited participation of fuel oil and diesel thermal power plants. Between 2011 and 2018, when 12 GWavg were contracted, natural gas led (40%), followed by wind (30%).

TABLE 3 – Sources Selected via BCI (2005-2018)

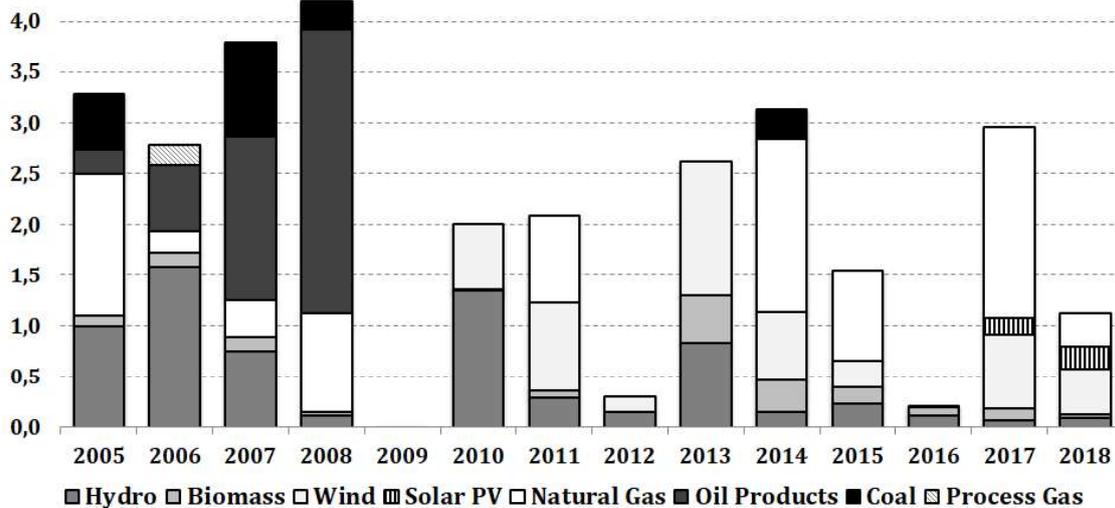
	Installed capacity (MW)	Physical guarantee (MWavg)	Contracted energy (MWavg)	Average Weighted Updated Price (\$/MWh)^a
Hydropower	26,754	12,315	6,792	54
Biomass	4,219	2,214	1,666	67
Wind	11,972	5,769	5,109	44
Natural gas	15,378	11,648	8,576	65
Oil products	9,214	5,560	5,313	73
Coal	2,450	2,140	2,047	50
Process gas	490	420	200	77
Solar PV	1,381	413	399	38
Total	71,858	40,479	30,102	59

^a Average Weighted Price for contracted energy, updated by inflation (IPCA) for December 2018. Exchange rate of R\$ 3.5/US\$.

Source: Prepared by the author, data provided by CCEE (2018b)

¹⁵ In the Reserve and Structuring Auctions, the BCI is not applied, as generating sources compete only in quantity contracts.

Graph 4 - Contracted Energy (GWavg) according to Sources Selected via BCI



Source: Prepared by the author, data provided by CCEE (2018b)

Although the auctions average price does not mean exactly the electricity price, the competitiveness of wind power (\$ 44/MWh) and recently solar PV (38 \$/MWh) vis-à-vis other sources is noticeable, especially hydropower plants (\$ 54/MWh). The lower price registered by solar and wind in the centralized auctions reveals the great potential of VRE penetration in Brazilian matrix, but also constitutes an opportunity to reassess the transmission tariffs subsidies (50%) granted for incentivized sources (that also includes biomass and small hydropower plants).

4. The BCI from the Systemic Perspective

4.1. The BCI and the Systemic Value Approach

The comparative method developed in Brazil, used to define the capacity expansion, must be understood from the systemic value perspective. Due to the hydropower predominance in the Brazilian system, variability and unpredictability of generation are crucial issues to operate and expand the system. Deciding whether to use water now or to store it for the future, the marginal value of energy has always been heterogeneous, subject to time and space dimensions. According to its systemic structure, Brazil pioneered its tools to adequately compare different sources with distinct marginal values.

In the Brazilian system, the medium- and long-term hydrological variability of tropical inflows was managed with large reservoirs (storage), large national

1 interconnected system (interconnection) and thermal power (backup) for adverse
2 hydrological moments. The opportunity cost of water determines the use of thermal
3 generation, thus requiring flexibility to whether dispatch them or not. The sources
4 complementary to the water regime, such as wind and biomass (sugarcane bagasse), can
5 be generate as base load without displacing hydropower during greater availability.
6 Thus, the BCI should be understood according to the systemic perspective.
7
8
9

10 While the LCOE expresses the variable cost plus annual fixed costs levelized by
11 expected generation, the BCI expresses the fixed cost plus annual variable costs
12 levelized by expected generation. Thus, the BCI does not compare the cost of hydro or
13 wind power to the cost of thermal power, but rather to the expected average cost of
14 expected generation for each source.
15
16
17
18

19 The BCI considers the systemic value for availability contracted. In this sense, the
20 BCI methodology shows similarities to the improvement suggested by USEIA (2013) in
21 the LACE-LCOE analysis¹⁶.
22
23
24

25 The LACE seeks to estimate the avoided cost resulted from the new capacity,
26 based on projection for future prices. The BCI calculation is also based on the
27 prediction of future operation marginal costs, according to equiprobable hydrological
28 scenarios. The benefit in the BCI calculation, however, is not defined as the avoided
29 cost by the dispatch of new capacity, but it is expressed by the physical guarantee, that
30 is, the firm energy assured by the power plant availability.
31
32
33
34
35

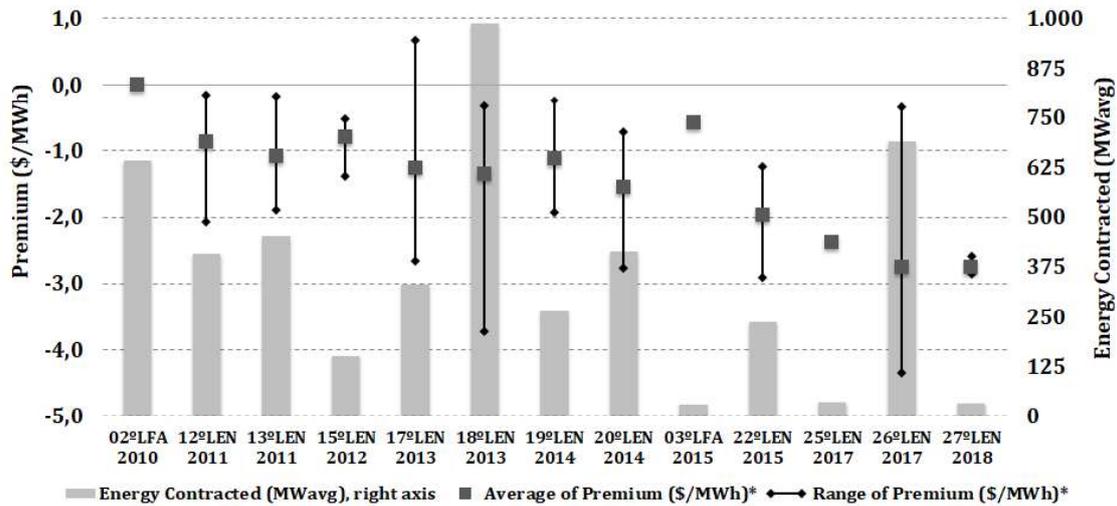
36 The BCI calculation methodology was based on the systemic structure of the
37 hydropower operation, valuing the displacement of the hydro generation according to its
38 expected availability. Thus, by comparing with the LACE-LCOE analysis, the CEC
39 represents an “*avoided cost in reverse*”, for the avoided cost is not related to the
40 displacement of the hydropower dispatch (undesirable), but to the cost of avoiding the
41 dispatch from the plant itself, pricing the idle availability at the projected OMC.
42
43
44
45
46

47 The displacement of hydropower in dry periods, with lower hydro availability, is
48 valued by higher OMC, thus favoring sources complementary to the hydrological
49 regime, such as wind and sugarcane bagasse. The introduction of these sources into the
50 Brazilian hydropower system results, in case of low penetration rate, in potentially
51 negative integration costs that are compatible with high complementarity to
52
53
54
55
56
57
58
59

60 ¹⁶ Leal et al. (2017) perform a LACE-LCOE analysis for natural gas thermal station in Brazil.
61
62
63
64
65

hydropower. This systemic benefit is captured by the CEC, which reduces the costs expected for these sources upon calculating the BCI.

Graph 5 - CEC for All Wind Farms Selected via BCI



*Adjusted by inflation (IPCA) for December 2016. Exchange rate of R\$ 3.5/US\$.

Source: Prepared by the author, data provided by CCEE (2018b)

Graph 5 shows the CEC for all wind farms contracted via BCI. In addition to wind power have negligible variable cost, the source gets negative estimated availability cost (CEC), for the generation concentrates in periods of higher OMC (dry season), thus favoring its competitiveness in auctions. Discounts on costs estimated by the BCI (negative CEC), in auctions where wind power is subject to availability contracts, already almost reached \$ 3/MWh on average and exceeded \$ 4/MWh.

The BCI calculation methodology intentionally favored the contracting of complementary sources to hydropower (wind and sugarcane bagasse) and flexible fossil fuel thermal plants (initially oil products, but then mainly natural gas), with low fixed costs and high variable costs.

Consequently, the BCI makes thermal power plants with low fixed cost and high variable cost (backup) more competitive than thermal power plants with high fixed cost and low variable cost (base load)¹⁷. While base-load thermal power plants require higher fixed revenue, to cover the higher capital cost and expenses with largest dispatch,

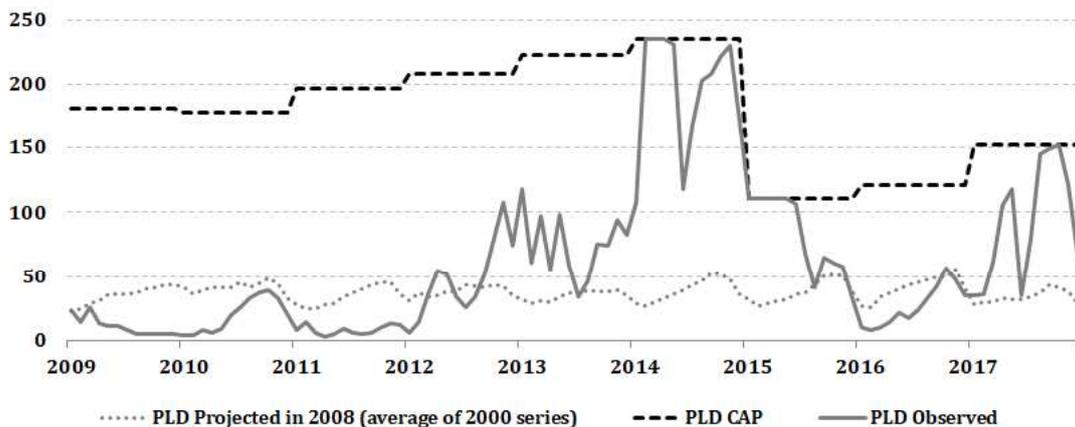
¹⁷ A similar result is obtained by Stoft and Kahn (1991) for the ratio scoring method (ratio between total cost and avoided cost) used to select new capacity. The authors demonstrate that the method is contrary to baseload power plants, for they neglect the effects of future dispatch, resulting in more costly choices. The BCI differs from this method as it cannot be construed as a ratio between total costs and avoided costs.

1 backup thermal plants require lower fixed revenues in relation to lower capital cost and
 2 lower expected dispatch. Thermal plants for base load generation with lower variable
 3 cost (CVU) result in higher expected generation (COP) than backup thermal power
 4 plants, whose higher CVU results in lower expected dispatch. By that means, the BCI
 5 allows to contract flexible thermal power availability, remunerating installed capacity
 6 for reserve with reduced expected utilization.
 7
 8
 9

10
 11 The use of optimistic OMC series (to estimate the COP and CEC) also reinforces
 12 the competitiveness of these sources in the auctions.¹⁸ Graph 6 compares the expected
 13 average OMC for 2008-2017 (PDE 2017) with the PLD observed, limited by the
 14 maximum amount established annually, thus making evident the underestimation of the
 15 contracted availability.¹⁹
 16
 17
 18
 19

20 The anticipation of the greater use of availability in the BCI calculation, in the
 21 auctions prior to 2009, would reduce the competitiveness of flexible backup thermal
 22 plants (low fixed cost and high variable cost), making the base load thermal power
 23 plants (high fixed cost and low variable cost) more competitive.²⁰ The utilization of
 24 flexible thermal power plants contracted for backup as base load generation since 2012,
 25 whose variable cost can exceed \$ 300/MWh for certain fossil fuel power plants, resulted
 26 in high variable cost, jeopardizing the financial balance of the sector.
 27
 28
 29
 30
 31
 32
 33

34 **Graph 6 - Difference between monthly average values (\$/MWh) for OMC**
 35 **projected and average PLD observed (SE/CO)**
 36
 37



38
 39
 40
 41
 42
 43
 44
 45
 46
 47
 48
 49
 50
 51
 52
 53
 54 ¹⁸ OMC series is asymmetric on the left, concentrating 60% of the values at a level lower than \$ 33/MWh.
 55 ¹⁹ The PLD cap on operation marginal cost was reduced by half in 2015 after a dry period that resulted in
 56 a financial power sector crisis due to distributors involuntary exposure to the short-term differences
 57 settlement and the high cost of permanent dispatch of the flexible thermal power plants, which led to bank
 58 loans and treasury transfers in order to avoided boost captive consumers tariffs.
 59 ²⁰ See Rego (2013b), Romeiro (2014) and Romeiro et al. (2014) to compare estimated BCIs in the
 60 auctions and BCIs performed.
 61
 62
 63
 64
 65

Exchange rate of R\$ 3.5/US\$.

Source: Prepared by the author, data provided by EPE (2008) and CCEE (2018c)

Rego et al. (2017) attribute the difference between projected and performed OMC to the imprecision of the optimization model used and the several delays to new power plants come into operation. The NEWAVE overestimates the producibility factor of the hydropower plants and, therefore, the level of storage in the reservoirs. The authors show that, if the construction delays and the lower productivity of hydropower plants are considered in the planning, the thermal power dispatch is, on average, 65% higher than projected for 2016-2020.

Therefore, the BCI compares different technologies considering costs and systemic benefits related to the sources. The medium- and long-term water variability and the multi-year management of reservoirs allow introducing sources complementary to the hydrological regime. Also, they require backup thermal power plants with flexible dispatch. The BCI is sensitive to the peculiarities of the Brazilian power system, estimating the marginal value of these sources according to their systemic value, thus favoring their competitiveness in centralized auctions. Such favoring is optimum if the costs and benefits express correctly the systemic value of the sources; otherwise, it becomes biased metric.

The BCI shows some simplifications and limitations that affect the estimation of systemic costs and benefits: (i) projection of future operation is restricted to five years; (ii) simulation is simplified for monthly OMC values, instead of week ahead values by load level; (iii) optimistic OMC series underestimate the projected operating and availability costs, affecting the estimated competitiveness of sources; and (iv) CEC calculation is limited by the maximum value of PLD for the corresponding auction, underestimating the systemic value for the availability of the sources. Moreover, the BCI does not consider the costs to connect the power plants with the transmission grid, overestimating alternatives away from the load centers or the expected expansion of the grid²¹.

Considering monthly OMC values makes the simulation distant from the operational reality of the system, because the higher daily variability of generation, due

²¹ This negligence allowed plants to be built before transmission be expanded to the system. To solve this problem, particularly serious for wind farms (located in regions farthest from the SIN grid and load), in recent years wind farms only can participate in the auctions if its sites are located in areas with existing grid or planned expansion.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65

to the increasing penetration of VRE, results in a higher variation in the residual demand that is not cost-free accommodated by the system.

As previously mentioned, the systemic value of the sources is not static, because it depends on the degree of penetration of such sources and the expansion of the system. However, the BCI calculation methodology is not sensitive to ongoing changes in the system that result in dynamic integration costs for the sources. Thus, the integration costs implicitly considered in the BCI calculation methodology, to estimate the systemic value for the sources, refer to the static costs (backward-looking), neglecting the dynamic integration and adequacy costs (forward-looking).

4.2. Incorporating Dynamic Integration Costs

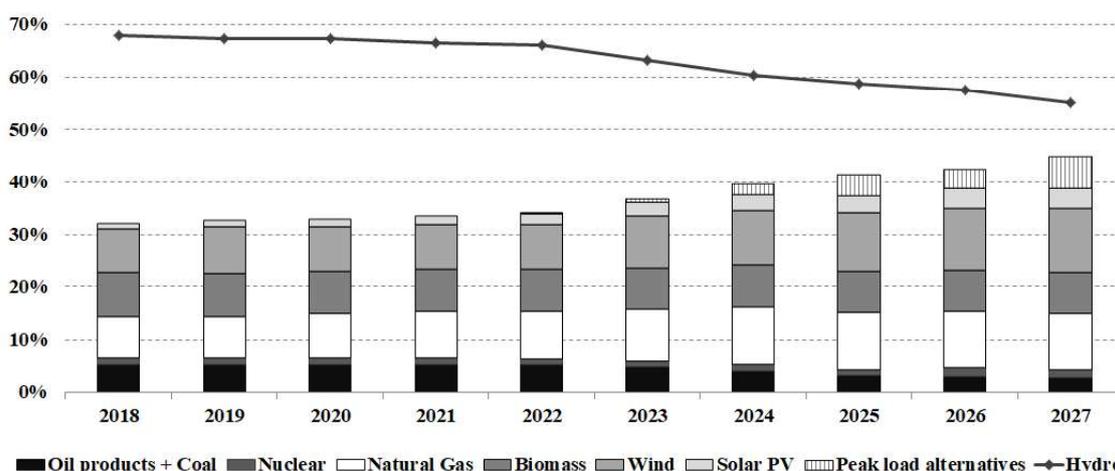
The VREs have a great potential for penetration into the Brazilian system, since the hydropower, reservoirs and SIN interconnections provide high flexibility to the residual system (IEA, 2014; IEA, 2016). However, the system is in full transformation.

The 10-Year Energy Expansion Plan (EPE, 2018) projects a decreased of the current renewable share on the power matrix in 2027 from 86% to 79%, on the opposite way of the international commitments set by the country to reduce greenhouse gas emissions.²² The participation of hydropower capacity is expected to fall to only 55%, according to indicative planning, while wind should reach 12% and natural gas 11% of the matrix in 2027 (graph 7). In addition, the planning indicates a growing need for capacity to peaking load (13 GW in 2027), which can be met by simple-cycle combustion turbine (natural gas), storage (batteries) or by greater demand management.²³

²² In COP21, Brazil committed itself to reduce greenhouse gas emissions by 37% and 43%, compared to levels in 2005, 2025, and 2030, respectively.

²³ This projecting does not include 12 GW of distributed generation (mainly solar PV) projected to 2027.

Graph 7 – Indicative Planning of the Brazilian Projected Matrix (%)



Source: Prepared by the author, data provided by EPE (2018)

Brazil has already exploited about 60% of its hydraulic potential, estimated at 172 GW (Tolmasquim, 2016). The Amazon Basin has the highest remaining potential (36 GW) and the North region is the hydropower frontier to be developed. For that reason, the exploration of the remaining hydropower potential was a priority for the Brazilian energy policy. However, the new big projects face several environmental, economic, social, and political challenges that reduce the expansion possibilities.

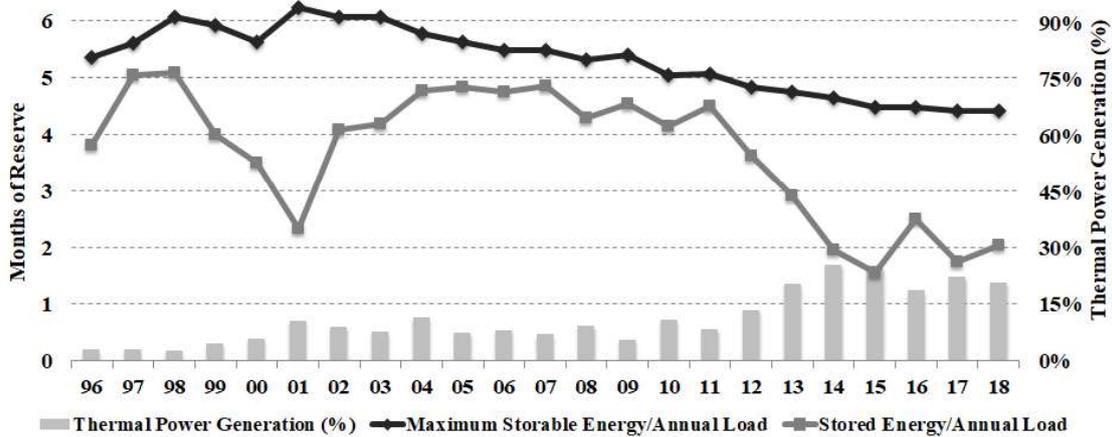
Regardless the remaining potential of hydropower expansion, the system will not count on new reservoirs to expand its hydro storage capacity. The North region is characterized by lowland rivers, with low falls and high inflow rates in the rainy season, thus making it difficult to build large reservoirs. Besides the social and environmental opposition to build new dams, the Amazonian geography itself restricts the possibilities of exploitation by large storage reservoirs. As Belo Monte (a 11 GW hydropower plant that started operation in 2016²⁴), potential new hydropower plants will be run-of-the-river. Thus, the remaining hydropower expansion reinforces the variability (and seasonality) of supply from the increased penetration of VREs into the system.

In this context, due to the increase in load and stagnation of hydro storage capacity, the degree of regularization of reservoirs, in relation to the annual load, tends to reduce gradually. Consequently, the annual depletion of reservoirs will be more significant in order to meet the increasing demand, conditioning hydropower supply to favorable hydrology. Graph 8 shows that this trend is in progress. In 2001 reservoirs

²⁴ Full operation will take place only in 2019.

would support more than six months of annual load, without new inflows or other sources. In 2018 this relative reserve has already decreased to less than five months. In recent years, thermal generation has been crucial to guarantee energy supply, avoiding a new rationing as occurred in 2001. The decrease in the degree of regularization of reservoirs shows that sources complementary to hydropower will be increasingly relevant to guarantee the supply in Brazil.²⁵

Graph 8 - Loss of Regularization for Hydro Reservoirs



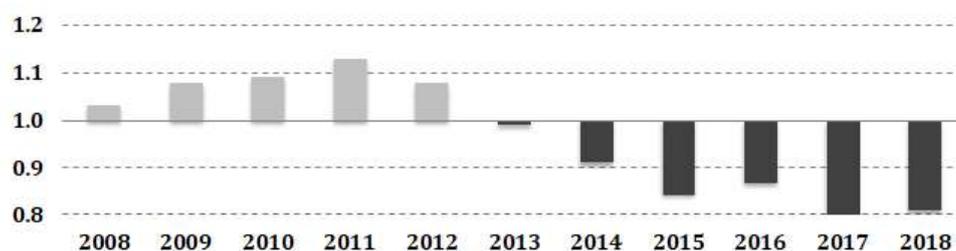
Source: Prepared by the author, data provided by ONS (2018a; 2018b)

By considering static integration costs – in a backward-looking approach, sensitive only to medium- and long-term hydrological variability – the BCI methodology favored the introduction of wind power at competitive prices into the existing renewable Brazilian matrix, reflecting initially negative integration costs. However, with greater wind penetration, integration costs are no longer negligible, especially in the Northeast subsystem, which concentrates the largest share of wind generation – the record of hourly supply was 100% of Northeast load and 18% of SIN load (ONS, 2018c).

The Northeast case is emblematic. With a scenario of hydropower generation affected due to low inflows and low level of reservoirs, the wind variability is currently covered by thermal power generation. This installed capacity, however, was not designed to provide daily flexibility, operating at high variable cost and incurring on unexpected wear and tear costs.

²⁵ The trend of greater thermal power dispatch, due to the loss of regularization of reservoirs, has been observed, even before the crisis since 2012. Cf. Pinto & Walter (2011).

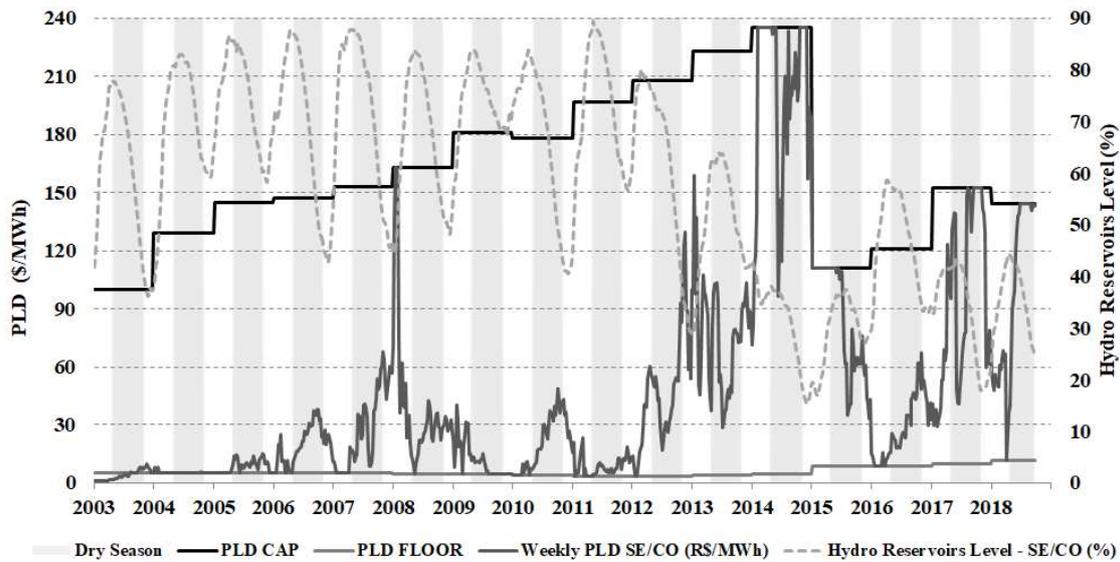
Graph 9 – Generation Scaling Factor (GSF) – Ratio between hydropower generation and physical guarantee



Source: Prepared by the author, data provided by CCEE (2018a)

The higher share of thermal generation since 2013 (22% on average) and the greater depletion of the hydro reservoirs were accompanied by a lower hydropower generation. The ratio between energy generated by all the hydropower plants that share its hydrological risk in the MRE and the physical guarantee attributed to these plants is called the Generation Scaling Factor (GSF). A lower generation is indicated by GSF less than unity, a reality experienced since 2013 (graph 9), forcing generators to settle their negative differences by short-term price (PLD). The hydro generators have contested in court this deficits, claiming that hydro generation was displaced by other sources due to extraordinary factors (such as thermal generation outside the merit order and contracting of reserve energy), requesting a contractual rebalancing. The litigation stalled the short-term market in 2018, intensifying the sectorial crisis that the country has been experiencing since the issuance of Provisional Measure # 579 in 2012. This Measure, converted in Law # 12,783/2013, conditioned the renewal of generation grants to the sale of quotas of physical guarantee in the regulated market, by allocating the hydrological risk to captive consumers, who also receive potential inframarginal hydraulic rents during periods of abundance.

Graph 10 – Electricity value and hydro reservoirs level relationship



* Exchange rate of R\$ 3.5/US\$.

Source: Prepared by the author, data provided by ONS (2018a) and CCEE (2018c)

However, the electricity valuing in Brazil still reflects an outdated paradigm. The opportunity cost of water retained in the hydro reservoirs (shadow electricity price) only refers to the stock value, neglecting the value of electricity flows. Thus, the generation surplus is valued (liquidated) at very low values, while the deficits are valued at stratospheric values (OMC) and settled by PLD ceiling (graph 10). Thus, the OMC centrally calculated does not internalize other important values for the system, such as the provision of flexibility, increasingly relevant with the VRE penetration. The value of water has changed and the models do not capture the ongoing system transformations, with a backward-looking instead of forward-looking perspective.

Even the planning still has difficulty to think the matrix in a forward-looking envisage. The projection of specific installed capacity to peaking load in the eminently hydro Brazilian system (see graph 7) contrasts the vocation of hydropower to provide flexibility. By considering dynamic integration costs, a great base load generation (with nuclear, gas-fired power plants or preferably a lot of renewables) can displace hydropower generation, saving reservoirs and allocating part of its generation to peaking load and security of supply. This new equation accounts new integration costs, looking forward rather than backward and opening space to effectively putting price on electricity in Brazil.

Moreover, the system expansion points to a greater decentralization, incorporating new and numerous agents (generation and commercialization) in the sector. This new

1 context increases the pressure for change of the centralized dispatch model, claiming for
2 the implementation of an actual electricity market with effective prices that reflect
3 supply and demand, validating the operation of the system, contracts settlement and risk
4 management.
5

6
7 Loss of reservoir regularization, limitations to hydropower expansion and greater
8 penetration of VREs into the Brazilian power system indicate a new systemic paradigm.
9 While the BCI comparative analysis was based on the hydro predominance in the matrix
10 (backward-looking approach), the evolution of the system goes toward to higher short-
11 term variability, thus affecting the integration costs for the sources in the changing
12 system (forward-looking approach). In this new time horizon of variability, the greater
13 generation of VREs and the run-of-the-river plants result in increasing integration and
14 adequacy costs for the residual system. These dynamic integration costs should be
15 incorporated into the systemic cost-benefit analysis, projecting the impact of the greater
16 penetration of the source into a new systemic context.
17

18 According to Hirth (2016), in face of great penetration of VRE, the marginal
19 value of hydropower generation reduces in terms of energy supply (base load) vis-à-vis
20 its greater contribution in terms of flexibility (mid-merit and peaking load). Thus, the
21 marginal value of the sources in the Brazilian system can no longer be estimated by
22 extended time horizons (monthly or weekly) and without considering the costs of
23 variability and value of flexibility for the system.
24

25 Therefore, improvements should be made to provide more realistic and accurate
26 tools to the pioneering cost-benefit analysis of the systemic value for the sources in the
27 Brazilian system, consistent with the dynamic integration costs of the system in
28 permanent development. According to a forward-looking approach, it is required that (i)
29 operation and planning incorporate the cost of variability and benefits of flexibility, thus
30 moving the structure of the system towards higher time-space granularity²⁶; (ii)
31 projected marginal operating costs for each subsystem are more sensitive to
32 transmission and congestion constraints; and (iii) location of the plants to be considered
33 in the comparative analysis, incorporating network connection costs.
34
35

36 **5. Conclusion and Policy Implications**

37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65

²⁶ The National Operator System (ONS) and the Electric Energy Commercialization Chamber (CCEE) already published hourly values for OMC since April 2018, in an experimental character, although the adoption is expected only in 2020.

1 The competitiveness among different sources of electricity and the benefit of their
2 introduction into the system are commonly analyzed by levelized costs of alternatives
3 and average electricity price. Although it is a rule of thumb for comparative analysis,
4 the levelized cost neglects hidden costs for integrating sources into the systems. Also,
5 the average price does not represent the heterogeneities of electricity in time and space.
6
7

8
9 The marginal value for generation technologies depends on the degree of
10 diffusion of the sources and on the configuration of power systems, that is, it depends
11 on integration costs of the sources and adequacy costs of the systems. In view of the
12 penetration of variable renewable energy sources (VREs), whose high variability and
13 low predictability make explicit the space-time heterogeneity of electricity, the cost-
14 benefit analysis, according to the systemic value perspective, proves to be a more
15 adequate tool to infer the competitiveness and the benefit of the sources.
16
17

18
19 In order to compare and select the electricity sources according to the peculiarities
20 of its system, Brazil has established a pioneered Cost-Benefit Index (BCI), constituting
21 a case study for the literature on systemic value. The technological choice promoted by
22 the cost-benefit analysis in Brazil was based on the expected marginal value for
23 different electricity sources, foreseeing the issues raised later by the literature. The
24 calculation methodology was sensitive to the peculiarities of the hydropower system,
25 thus favoring complementary sources to the water regime (wind and sugarcane bagasse)
26 and flexible backup thermal plants for adverse hydrological scenarios. The BCI favored
27 upon contracting these sources in centralized expansion auctions, by considering
28 potentially negative integration costs.
29
30

31
32 However, the BCI calculation methodology is not sensitive to the ongoing
33 transformations in the system, guiding the expansion of the matrix under a static view
34 (backward-looking), without recognizing dynamic integration costs (forward-looking).
35
36

37
38 The exploitation of remaining hydropower potential by run-of-the-river plants, the
39 stagnation of the water reserve, and the increase in load indicate the gradual reduction in
40 the regularization of reservoirs, the increasing annual depletion, and the more frequent
41 and lasting dispatch of thermal power plants. The penetration of VREs, in turn, makes
42 short-term variability more obvious and costly, valuing the flexibility of the residual
43 system.
44
45

46
47 The ongoing transformations in the Brazilian power system affect the static
48 integration costs implicitly considered in the cost-benefit calculation that guides the
49 expansion of the matrix and the planning view. The dynamic integration costs should be
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65

1 incorporated into systemic analysis in a forward-looking approach, to recognize the
2 impact of penetration of sources and the transformation of the system throughout time.
3 In this sense, the operation and expansion of the Brazilian power system should (i)
4 incorporate the costs of the short-term variability and the benefits of the existing
5 hydropower flexibility; (ii) consider operation marginal costs for smaller time intervals,
6 more sensitive to the variation of the marginal value of energy, valuing flexibility and
7 storage; (iii) consider the location of future plants in the comparative cost-benefit
8 analysis; and (iv) reassess the current market design.

9
10
11
12
13
14 The Brazilian experience shows that the great difficulty of implementing systemic
15 metrics for comparing sources is the correct identification, at appropriate time, of the
16 ongoing transformations in the system. As expansion decisions are made in advance and
17 have lasting impacts on the matrix, therefore, the challenge is not only in identifying the
18 current systemic characteristics, but also in anticipating the relevant systemic
19 interrelationships of the future system, by internalizing dynamic integration costs in a
20 forward-looking approach.
21
22
23
24
25
26
27
28

29 **Acknowledgements**

30
31 The research was supported by the Brazilian National Council for Scientific and
32 Technological Development (CNPq).
33
34
35

36 **References**

- 37
38 AWERBUCH, S. (2006). Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Implications for Renewables
39 and Energy Security. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 11, 693-710.
40
41 BÉLANGER, C.; GAGNON, L. (2002). Adding wind energy to hydropower. *Energy Policy*, 30(14):
42 1279-84.
43
44 BORENSTEIN, S. (2008). The market value and cost of solar photovoltaic electricity production. CSEM
45 Working Paper 176.
46
47 BORENSTEIN, S. (2012). The private and public economics of renewable electricity generation. *Journal*
48 *of Economic Perspectives*, Vol. 26, No. 1.
49
50 CCEE (2018a). Info Mercado Dados Gerais - Outubro. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
51 Rio de Janeiro.
52
53 CCEE (2018b). Resultado Consolidado dos Leilões de Energia. Câmara de Comercialização de Energia
54 Elétrica. Rio de Janeiro.
55
56 CCEE (2018c). Histórico de Preços por Sub-mercado e Patamar de Carga. Rio de Janeiro
57
58 EPE (2008). Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017. Empresa de Pesquisa Energética.
59
60 EPE (2016). Índice Custo Benefício (BCI) de Empreendimentos de Geração. No EPE-DEE-RE-
61 102/2008-r7. Empresa de Pesquisa Energética.
62
63 EPE (2018). Plano Decenal de Expansão de Energia 2018/2027. Empresa de Pesquisa Energética.
64
65

- 1 FINON, D. (2016). La Pénétration à Grande Échelle des ENR dans les Marchés Électriques – La Perte de
2 Repère des Évaluations Économiques. *La Revue de L'Énergie*, N° 633-634.
- 3 GOTTESTEIN, M.; SKILLINGS, A. (2012). Beyond Capacity Markets – Delivering Capability
4 Resources to Europe's Decarbonised Power System. RAP working paper.
- 5 GRUBB, M. (1991). The integration of renewables electricity sources. *Energy Policy*, 19(7): 670–688.
- 6 HIRTH, L. (2013). The Market Value of Variable Renewables – The Effect of Solar and Wind power
7 variability on their relative price. *Energy Economics*, 30: 218-236.
- 8 HIRTH, L. (2015). The Optimal Share of Variable Renewables. *The Energy Journal*, 36(1), 127-162.
- 9 HIRTH, L. (2016). The Benefits of Flexibility: The Value of Wind Energy with Hydropower. *Applied
10 Energy*, 181: 210-223.
- 11 HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. (2015). Integration Costs Revisited – An economic
12 framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74: 925-939.
- 13 HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. (2016). Why Wind is not coal: on the economics of
14 electricity generation. *The Energy Journal*, 37(3): 1-27.
- 15 IEA (2014). *The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*.
- 16 IEA (2015). *Projected Cost of Generating Electricity*.
- 17 IEA (2016). *Next Generation Wind and Solar Power – From Cost to Value. Full Report*.
- 18 JOSKOW, P. (2011a). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generation
19 Technologies. *American Economic Review*, Vol. 100, No. 3.
- 20 JOSKOW, P. (2011b). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generation
21 Technologies. MIT paper.
- 22 LAMONT, A. (2008). Assessing the Long-term System Value of Intermittent Electric Generation
23 Technologies. *Energy Economics*, 30: 1208-1231.
- 24 LEAL, F. I.; REGO, E. E.; RIBEIRO, C. (2017). Levelized cost analysis of thermoelectric generation in
25 Brazil: A comparative economic and policy study with environmental implications. *Journal of
26 Natural Gas Science and Engineering*, 44: 191-201.
- 27 LOSEKANN, L. D.; ALMEIDA, E.; MARRERO, G.; RAMOS-REAL, F. (2013). Efficient Power
28 Generating Portfolio in Brazil: Conciliating Cost, Emissions and Risk. *Energy Policy*, 62, 301-314
- 29 MASTROPIETRO, P.; BATLLE, C.; BARROSO, A.; RODILLA, P. (2014). Electricity auctions in South
30 America: Towards convergence of system adequacy and RES-E support. *Renewable and
31 Sustainable Energy Reviews*, 40: 375-385.
- 32 MAURER, L.; BARROSO, L. (2011). *Electricity auctions: an overview of efficient practices*.
33 Washington, DC: A World Bank study.
- 34 MILLIGAN, M. et al. (2011). Integration of Variable Generation, Cost-Causation, and Integration Costs.
35 *The Electricity Journal*, vol. 24, No 9.
- 36 MME (2018). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 – Ano Base 2017*. Ministério de Minas e
37 Energia. Brasília.
- 38 NEWBERY, D. (2016). Towards a green energy economy? The EU Energy Union's transition to a low-
39 carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK's Electricity Market Reform.
40 *Applied Energy*, 179: 1321-1330.
- 41 ONS (2018a). *Energia Armazenada nos Reservatórios – Série Histórica*. Operador Nacional do Sistema.
- 42 ONS (2018b). *Carga Mensal do SIN – Série Histórica*. Operador Nacional do Sistema.
- 43 ONS (2018c). *Boletim Mensal de Geração Eólica – Dezembro*. Operador Nacional do Sistema.
- 44 PEREZ-ARRIAGA, I. J.; BATLLE, C. (2012). Impacts of Intermittent Renewables on Electricity
45 Generation System Operation. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 1:3-17.
- 46 PETITET, M.; FINON, D.; JANSSEN, T. (2016). Carbon Price Instead of Support Schemes: Wind Power
47 Investments by the Electricity Market. *The Energy Journal*, Vol. 37, No. 4.

- 1 PINTO, C. P.; WALTER, A. (2011). The potential contribution of thermos power plants in the Brazilian
2 electric sector. *Energy*, 36: 3667-3674.
- 3 REGO, E. E. (2013a). Reserve price: Lessons learned from Brazilian electricity procurement auctions.
4 *Energy Policy*, 60: 217-223.
- 5 REGO, E. E. (2013b). An Alternative Approach to Contracting Power: Lessons from the Brazilian
6 Electricity Procurement Auctions Experience. *The Electricity Journal*, Vol. 26, Issue 10.
- 7 REGO, E. E.; PARENTE, V. (2013). Brazilian experience in electricity auctions: Comparing outcomes
8 from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design.
9 *Energy Policy*, 55: 511-520.
- 10 REGO, E. E.; RIBEIRO, C.; COSTA, O.; HO, L. L. (2017). Thermoelectric dispatch: From utopian
11 planning to reality. *Energy Policy*, 106: 266-277.
- 12 ROMEIRO, D. L. (2014). Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica: O Índice Custo-Benefício e a
13 Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil. Master Thesis. Instituto de Economia,
14 Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- 15 ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. D. (2014). Escolha tecnológica no setor elétrico
16 brasileiro. *Econômica (Niterói)*, v. 16, pp. 31-49.
- 17 ROSA, L. P.; SILVA, N. F.; PEREIRA, M. G.; LOSEKANN, L. D. (2013). The Evolution of Brazilian
18 Electricity Market. In: SIOSHANSI, F. (org). *Evolution of Global Electricity Markets: New
19 Paradigms, New Challenges, New Approaches*. Academic Press: Boston.
- 20 SCHMALENSEE, R. (2016). The Performance of U.S. Wind and Solar Generators. *The Energy Journal*,
21 Vol. 37, No. 1.
- 22 SENSFUß, F.; RAGWITZ, M.; GENOESE, M. (2008). The Merit-Order Effect: A detailed analysis of
23 the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy
24 Policy*, 36:3086-3094.
- 25 SIMSHAUSER, P. (2011). The hidden costs of wind generation in a thermal power system: what costs?
26 *Australian Economic Review*, 44 (3): 269:292.
- 27 STOFT, S. (2002). *Power System Economics – Designing Markets for Electricity*. IEEE Press.
- 28 STOFT, S.; KAHN, E. (1991). Auction Markets for Dispatchable Power: How to Score the Bids. *Journal
29 of Regulatory Economics*, 3: 275-286.
- 30 TOLMASQUIM, M. (coord.) (2016). *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*.
31 Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro.
- 32 UECKERDT, F.; HIRTH, L.; LUDERER, G.; EDENHOFER, O. (2013). System LCOE: What are the
33 costs of variable renewables? *Energy*, 63:61-75.
- 34 USEIA (2013). *Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology
35 Supplement*.
- 36 USEIA (2016). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual
37 Energy Outlook 2016*.

38 Appendix:

39 The COP is calculated from the average of the flexible generation cost for all
40 scenarios (j) and months (i) simulated, that is, the variable expense from the expected
41 dispatch by merit order (Equation a).

$$42 \text{ COP} = \frac{\sum_{i=1}^{60} \sum_{j=1}^{2000} [\text{CVU} \times (\text{GERA}_{i,j} - \text{INFLEX}) \times \text{nhours}]}{i \times j} \times 12 \quad (a)$$

$$43 \text{ where } \text{GERA}_{i,j} = \begin{cases} \text{Availability (MWavg)} & \text{if } \text{CVU} \leq \text{CMO}_{i,j} \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad \text{if } \text{CVU} \geq 0 \quad (b)$$

$$44 \text{ Average availability for the month} \quad \text{if } \text{CVU} = 0$$

For sources with non-zero variable cost (fossil fuels), generation in each scenario is binary, due to dispatch by cost-merit order: it means the total availability (MW_{avg}) if the CVU is equal to or less than the OMC for the scenario; or, otherwise, equal to zero. For sources with zero variable cost (biomass, wind and solar), generation in each scenario corresponds to the average availability for the month (Equation b).

The CEC is calculated from the average for all scenarios (j) and simulated months (i), physical guarantee cost contracted and not generated valued at OMC limited to the current minimum and maximum PLD values for the year of auction (OMC*) (Equation c).

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^{60} \sum_{j=1}^{2000} [OMC^*_{ij} \times (GF - GERA_{i,j}) \times n_{hours}]}{i \times j} \times 12 \quad (c)$$

The CEC estimates the availability cost contracted and not used when the CVU is greater than the OMC, limited to the current minimum and maximum PLD values (OMC*). In scenarios where the expected generation is lower than the physical guarantee of the source (CVU > OMC), the CEC is positive. It means that the distributors purchase power via PLD settlement. Thus, during hydrological abundance (low OMC), thermal availability contracted is not used, thus distributors settle the hydropower oversupply in the short-term market via PLD. In scenarios where the expected average generation is greater than the physical guarantee of the source (CVU < OMC), the CEC is negative. It means the use of availability contracted, bearing the CVU previously established.

Artigo II

Valor Sistêmico da Geração Eólica no Brasil*

Diogo Lisbona Romeiro

* Artigo a ser submetido.

Valor Sistêmico da Geração Eólica no Brasil

1. Introdução

A expansão dos sistemas elétricos através de monopólios verticalmente integrados e a predominância de fontes de geração controláveis (despacháveis) disseminou na indústria a relevância dos custos como métrica comparativa para orientar investimentos e justificar políticas públicas. É recorrente a noção, mesmo entre *policy makers*, que determinada fonte de geração se torna competitiva quando o seu custo nivelado pela geração média esperada passa a ser inferior ao preço médio de eletricidade ou à tarifa média de determinada região (*grid parity*). A consequência da visão restrita de custos se manifesta em afirmações como “a fonte solar já é mais competitiva do que o carvão”, guiando a lógica de políticas voltadas à disseminação de energias renováveis variáveis (ERV) – *variable renewable energy* (VRE).

Sob esta perspectiva, as análises que buscam apenas comprovar a viabilidade física de sistemas elétricos dominado por ERV tendem a negligenciar a evolução do valor marginal da energia gerada pelas fontes ao longo do tempo (FINON, 2016). Este viés também está presente em estudos que apenas enumeram externalidades positivas, elencando atributos que são valorados em termos de custos (evitados) de oportunidade e empilhados em forma de benefícios ocultos não considerados (BROWN, 2016). Do mesmo modo, análises que apenas computam custos de integração relacionados à variabilidade das ERV também desconsideram a evolução futura dos sistemas e sua capacidade de adaptação (MILLIGAN et al., 2011; HIRTH et al., 2015). Assim, contempla-se expansão dos sistemas desprovida de racionalidade econômica, já que as externalidades não são internalizadas via mecanismos de precificação neutros capazes de sinalizar custos e benefícios efetivos de recursos existentes e potenciais.

A literatura de valor sistêmico das fontes de geração (JOSKOW, 2011; UECKERDT ET AL., 2013; EDENHOFER ET AL., 2013; HIRTH, 2013; IEA, 2014 e 2016) reconhece que o protagonismo das ERV e a difusão de mercados de energia convergem para um novo paradigma na indústria, forçando a transição de custos para valor, de modo a evitar análises que reforcem subsídios via internalização específica ou que negligencie ganhos sistêmicos de curto e longo prazo. Para computar os custos ou benefícios das fontes deve-se perseguir abordagens que levem em conta o valor marginal das fontes de geração e sua evolução ao longo do tempo, computando custos e benefícios

específicos de cada sistema. O *value factor*, razão entre o valor ponderado pelo perfil de geração da fonte em análise e o valor médio da eletricidade, é um dos instrumentos utilizados para inferir os custos de integração e sua evolução ao longo do tempo.

Na maior parte dos setores elétricos, a penetração inicial das ERV foi estimulada por meio de políticas públicas e regulação específica, premiando investimentos em nova capacidade instalada ou energia gerada. Os mecanismos de incentivo utilizados incluem facilitação e subsídio ao acesso à infraestrutura de transmissão ou distribuição, *tarifas feed-in* e quotas impositivas, como portfólio mínimo, certificados de emissões ou créditos verdes. Na União Europeia, predominou a utilização de tarifas *feed-in*, com pagamentos fixos para cada MWh gerado, e nos Estados Unidos créditos de geração (*Production Tax Credit*) em nível federal e portfólios renováveis (*Renewable Portfolio Standard*) em nível estadual, determinando quantidade de energia renovável mínima a ser adquirida pelas *utilities*. Esses mecanismos incentivaram a introdução de ERV em estágio de desenvolvimento inicial com custos elevados, em contexto de sistemas elétricos maduros com baixa taxa de expansão. Entretanto, esses mecanismos envolvem incentivos insensíveis à variabilidade da fonte incentivada, sem sujeitar os prêmios ao momento e à localização da energia gerada, ou seja, sem atentar para os diferentes valores marginais da energia produzida.

Schmalensee (2016) observa que ignorar o fato que o valor marginal da eletricidade varia substancialmente no tempo e no espaço e que a localização da geração impacta significativamente a disponibilidade dos recursos simplifica, por um lado, as políticas iniciais de apoio às renováveis. No entanto, por outro lado, compromete os ganhos de eficiência das políticas e a trajetória de expansão do sistema. Assim, os incentivos estariam sujeitos a um *trade-off* entre ganhos com simplicidade e perdas de eficiência.

No Brasil, a penetração da eólica na matriz, que já supera 14 GW instalados, foi estimulada principalmente pela sua complementariedade sazonal à geração hídrica predominante, registrando maior geração durante o período seco. A contratação em leilões centralizados levou em conta a variabilidade de longo prazo do regime hídrico, tendo em vista que a regularização dos reservatórios desloca a incerteza da disponibilidade hidrológica para o médio e longo prazo. Neste contexto, a contratação da eólica não considera o perfil horário de geração, apenas internalizando o valor da sazonalidade de médio e longo prazo.

Esta simplificação está diretamente relacionada ao fato do valor marginal da energia no Brasil ser estruturado em baixa granularidade espaço-temporal, pois os reservatórios

tornaram a variabilidade hidrológica um parâmetro de médio e longo prazo. A existência de hidrelétricas em cascata, reservatórios hídricos e interconexão entre as regiões favoreceu a centralização da gestão física do parque gerador, cuja operação intertemporal otimizada ficou responsável por determinar os custos marginais de operação do sistema, estabelecidos semanalmente para três patamares diários de carga.

Entretanto, o sistema brasileiro se encontra em profunda transformação, face à perda gradativa e estrutural de regularização dos reservatórios, a dificuldade de expansão hidrelétrica, a penetração de fontes renováveis variáveis (eólica, hidrelétricas a fio d'água, solar), a expansão da demanda média e máxima e a mudança de seu perfil sazonal e horário. As transformações alteram o valor marginal da energia no Brasil, exigindo maior granularidade espaço-temporal capaz de refletir a importância crescente da variabilidade de médio e curto prazo no sistema. Neste sentido, o setor já reviu a distribuição dos patamares diários de carga, com maior duração da carga pesada; pretende adotar custos marginais de operação horários a partir de 2020, afetando a operação e liquidação de diferenças contratuais; e discute a transição do modelo para oferta de preços dos agentes.

O objetivo do artigo é investigar o *value factor* da eólica no Brasil a partir de dados horários de geração efetivamente observados entre 2015 e 2018, obtidos com exclusividade, e dados de geração horários médios mensais entre 2010 e 2018. Para análise serão considerados os custos marginais de operação dos subsistemas Nordeste e Sul, considerando os patamares diários de carga. Pretende-se, ainda, investigar o impacto de mudanças recentes em resposta inicial às transformações em cursos no sistema: (i) a mudança da duração dos patamares de carga; e (ii) a utilização de CMO semi-horários (em intervalos de 30 minutos) para valoração da geração em 2018.

O artigo está dividido em cinco seções, contando com esta introdução. A próxima seção apresenta a abordagem sistêmica à luz da evolução do valor marginal das fontes de geração, define e decompõe o *value factor* e discute como sua evolução pode indicar efeitos distintos decorrentes da introdução das ERV nos sistemas. A terceira seção qualifica as características do sistema elétrico brasileiro e suas transformações estruturais e a seguinte analisa os dados de geração eólica obtidos e quantifica a evolução do *value factor* ao longo dos anos. A quinta e última seção discute os resultados encontrados e tece considerações finais.

2. A evolução do valor marginal da energia nos sistemas em transformação - Dos Custos de Integração ao *Value Factor*

2.1. Abordagem Sistêmica: Reconciliando Custo e Valor

A penetração massiva de energias renováveis variáveis (ERV) – *variable renewable energy* (VRE) – e a crescente instituição de mercados de energia, com preços cada vez mais granulares no tempo e no espaço, tornam evidente que o valor marginal da energia gerada está sujeito a forma, momento e localização da geração (“*how, when and where*”). Como observam Hirth et al. (2016), todas as fontes estão sujeitas a custos de integração (CI), de modo que o valor marginal da energia depende do grau de penetração e das características do sistema a que são introduzidas. Isto é, a relação entre custo e preço não determina uma competitividade absoluta (*per se*) da fonte, mas sim relativa – para um dado preço, uma dada quantidade de energia da fonte revela-se competitiva. Assim, os CI determinam o valor sistêmico das fontes, ao passo que os custos de adequação delimitam a evolução dos CI dinâmicos.

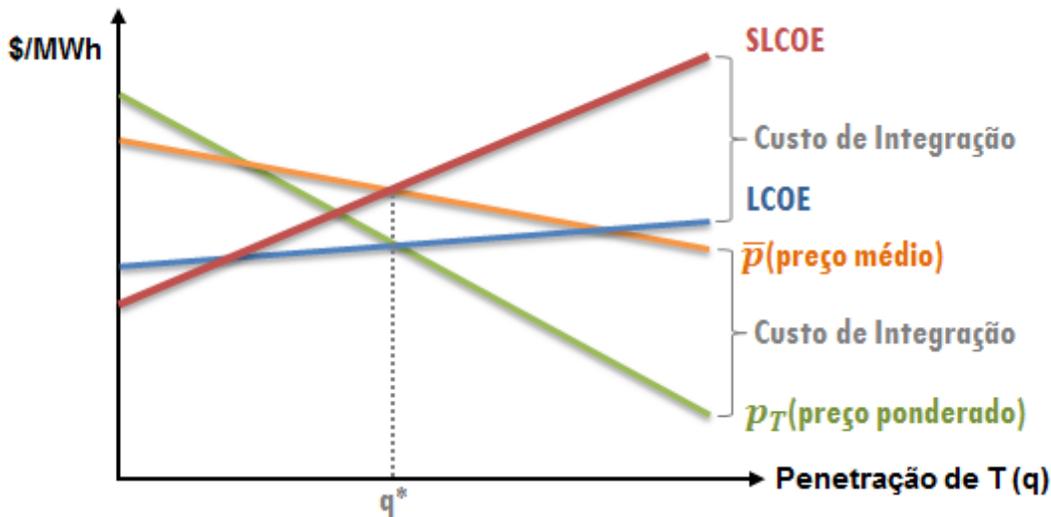
A abordagem *top-down* proposta por Ueckerdt et al. (2013) e Hirth et al. (2015), em contraste com a abordagem aditiva tradicional *bottom-up* de CI, tem por vantagem a definição de custos marginais de integração, ao invés de custos médios, o que induz à fusão das duas literaturas paralelas (valor das tecnologias e custos de integração) em um único *framework*, decompondo custos e benefícios sistêmicos.

Como os CI afetam conjuntamente o valor marginal das fontes e os seus custos totais, a abordagem proposta estabelece uma definição dual a partir destas duas perspectivas distintas. Sob a “perspectiva de custos”, os custos nivelados tradicionais de geração (LCOE) são acrescidos dos custos marginais de integração, resultando em um custo nivelado sistêmico (System LCOE – SLCOE). Já a partir da “perspectiva de valor”, os CI derivam do valor econômico marginal da tecnologia para o sistema, refletindo-se na variação de bem-estar pelo aumento adicional de geração da fonte.

Em mercados perfeitos e completos, o valor marginal da fonte é expresso pelo seu valor de mercado, isto é, pelo preço médio ponderado pelo perfil de geração da fonte – expressando momento, local e grau de incerteza da geração da fonte, ou seja, todas as dimensões de heterogeneidade da eletricidade. Já o preço médio de eletricidade, representa, em termos teóricos, o valor de mercado de uma tecnologia hipotética com geração constante, constituindo-se em um *benchmark* comparativo. Assim, sob a “perspectiva de valor”, os custos marginais de integração, para uma dada penetração da

fonte, são definidos como a diferença entre o preço médio da eletricidade no tempo (*unweighted electricity price*) e o preço médio ponderado pelo perfil de geração (*energy-weighted electricity price*) da fonte específica.

Gráfico 1 - Penetração ótima das fontes sob a perspectiva dual de valor e custos



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Hirth et al. (2015).

Consequentemente, o nível ótimo de penetração da fonte é determinado de forma dual, tanto pela comparação entre custo nivelado sistêmico (SLCOE) e preço médio de eletricidade (*perspectiva de custos*), quanto pela comparação entre custo nivelado tradicional (LCOE) e valor de mercado da fonte (correspondente ao seu valor marginal) (*perspectiva de valor*).

Enquanto na perspectiva de custos, os CI integram os custos nivelados sistêmicos, na perspectiva de valor os CI estão refletidos no valor marginal da fonte. O Gráfico 1 demonstra que, pelo dualismo da definição teórica, o ponto de penetração ótimo (q^*) de uma tecnologia (T) é o mesmo para ambas as abordagens.

Sob a perspectiva de custos, os CI são calculados a partir da abordagem usual da literatura de CI, isto é, pela identificação de componentes aditivos de custos (*grid, balancing e adequacy costs*). Já sob a perspectiva de valor, os custos de integração das fontes variáveis podem ser inferidos pelo prêmio ou desconto que o valor de mercado das fontes – utilizado como *proxy* de seu valor marginal, já que os mercados não são nem perfeitos, nem completos –, obtém sob o preço médio de eletricidade do mercado. Ou seja, a partir da razão entre o preço médio ponderado da fonte e o preço médio da eletricidade, denominada pela literatura de *value factor* (HIRTH, 2013), pode-se inferir a dimensão dos custos de integração incorridos na prática pelas fontes variáveis de geração.

O termo “*value factor*”, como identifica Hirth (2013), foi originalmente utilizado por Stephenson (1973), que o definiu originariamente como a razão entre o custo de geração de uma usina específica e o custo de gerar energia constantemente na base de geração. Embora o emprego original se refira a razão entre custos, a ideia é análoga a utilizada para a razão entre preços (ou custos marginais sistêmicos), expressando a relação entre um perfil de geração específico vis-à-vis ao perfil constante de geração.¹ Hirth (2013) define rigorosamente o conceito e seus desdobramentos econômicos, mas a ideia já estava presente anteriormente em análises sistêmicas.

Lamont (2008) identifica o impacto da covariância entre custos marginais sistêmicos e perfil de geração para determinação do valor marginal de fontes intermitentes. Fripp & Wiser (2008) inferem o valor da eólica através do contraste entre a geração variável observada e a geração hipotética invariante. Borenstein (2008) investiga o valor de mercado da geração solar fotovoltaica, estimando um prêmio sobre o valor decorrente do perfil de geração concentrado durante o dia. Mills & Wiser (2012) estimam a redução do valor econômico da energias variáveis na Califórnia em contexto de elevada penetração. Green & Vasilakos (2012) e Mauritzen (2012) analisam o valor de mercado da geração eólica na Dinamarca, utilizando preço médio *spot* do Nord Pool ponderado pelo perfil de geração, com intuito de investigar o custo de estocar a geração eólica por intercâmbio de energia com os sistemas vizinhos (Noruega, Suécia e Alemanha).

2.2. Definição do *Value Factor*: Intuição, Cálculo e Decomposição

Por ser definido como a razão entre o preço obtido pela fonte específica e o preço médio de eletricidade no período analisado, o *value factor* se traduz em um preço relativo, utilizando o preço médio como numerário (ou seja, a geração invariável como bem numerário), permitindo a comparação entre diferentes fontes, sistemas e períodos de tempo. O prêmio ou o desconto sob o preço médio expressa os custos de integração da fonte de geração em análise, determinado pelo seu grau de penetração e pelas características do sistema a que é inserida.

Schmalensee (2016) observa que a contribuição da geração de uma fonte ao bem-estar social (correspondente a sua lucratividade), desconsiderando externalidades e

¹ Nos termos de Hirth (2013), traçando um paralelo com a definição original de Stephenson (1973), “*the value factor is a metric for the valence of electricity with a certain time profile relative to a flat profile*”.

desconto intertemporal, é definida pelo produto entre a energia produzida e a diferença positiva entre o preço obtido nas horas de geração e o seu custo nivelado de eletricidade (*levelized cost of electricity* – LCOE):

$$\Pi = \sum_{h=1}^H (P_h - LCOE) \times Q_h > 0 \quad (1)$$

Como já observado, comparar o custo nivelado de uma determinada fonte ao preço médio de eletricidade e, conseqüentemente, contrastar o seu custo nivelado com outras fontes de perfil distinto de geração (ou disponibilidade) só seria apropriado se os preços (valores marginais) ou as quantidades (energia produzida) fossem constantes. Este seria o caso aproximado para tecnologias despacháveis voltadas para base da geração, razão pela qual a comparação direta entre custos nivelados e preços médios de eletricidade tornou-se a regra de bolso da métrica comparativa na indústria. Em contexto de variabilidade, no entanto, os custos nivelados devem ser contrastados ao preço médio ponderado pelo perfil de geração. Assim, considerando a razão entre o preço médio ponderado pela geração da fonte e o preço médio de eletricidade (definido por *value factor*), pode-se reescrever a equação (1) como:

$$\Pi = \left(\sum_{h=1}^H P_h - LCOE \right) \times \sum_{h=1}^H Q_h \quad (2)$$

$$\Pi = \left(\frac{\sum_{h=1}^H P_h Q_h}{\sum_{h=1}^H P_h Q_h} \times \frac{H}{H} \times \sum_{h=1}^H P_h - LCOE \right) \times \sum_{h=1}^H Q_h \quad (3)$$

$$\Pi = \left[\left(\frac{\frac{\sum_{h=1}^H P_h Q_h}{\sum_{h=1}^H Q_h}}{\frac{\sum_{h=1}^H P_h}{H}} \right) \times \frac{\sum_{h=1}^H P_h}{H} - LCOE \right] \times \sum_{h=1}^H Q_h = (\psi \bar{P} - LCOE) \times \sum_{h=1}^H Q_h \quad (4)$$

Onde ψ é o *value factor* e \bar{P} é o preço médio de eletricidade do período analisado. Seguindo Schmalensee (2016) e Lamont (2008), pode-se decompor o *value factor* em termos da covariância entre vetores normalizados (pela média) de preço e quantidade:

$$\psi = \frac{\sum P_h Q_h / \sum P_h}{\sum Q_h / H} = \frac{\sum P_h Q_h / H}{\sum Q_h / H} \times \frac{H/H}{\sum P_h / H} = \left(\frac{1}{H} \right) \times \frac{\sum P_h Q_h}{\bar{Q} \times \bar{P}} = \left(\frac{1}{H} \right) \times \sum p_h q_h \quad (5)$$

Onde $\bar{Q} = \sum Q_h / H$, $\bar{P} = \sum P_h / H$, $p_h = \sum P_h / \bar{P}$, $q_h = \sum Q_h / \bar{Q}$. Considerando que as ERV possuem custos variáveis negligenciáveis (nulos), a energia gerada desloca as demais fontes na curva de ordem de mérito e, portanto, as usinas são sempre despachadas em sua máxima disponibilidade (variável) a cada hora. Desta forma, H deve abarcar todas as horas do ano para as ERV. Conseqüentemente, o somatório do produto entre vetores normalizados de preços e quantidades corresponde ao produto do número de horas do ano analisado pelo valor esperado do produto vetorial, isto é:

$$\psi = \left(\frac{1}{H} \right) \times \sum p_h q_h = \left(\frac{1}{H} \right) \times H \times E(p \times q) = E(p \times q) \quad (6)$$

Considerando, ainda, que os valores de preço e quantidade possam ser considerados variáveis aleatórias em cada hora, o valor esperado do produto é parte integrante da covariância entre preço e quantidade normalizados:

$$Cov(p, q) = E(p \times q) - E(p) \times E(q) \quad (7)$$

$$\therefore E(p \times q) = Cov(p, q) + E(p) \times E(q) \quad (8)$$

$$\therefore Cov(p, q) = \rho(p, q) \times \sigma(p) \times \sigma(q) \quad (9)$$

$$\therefore E(p \times q) = 1 + Cov(p, q) = 1 + \rho(p, q) \times \sigma(p) \times \sigma(q) \quad (10)$$

Como os vetores normalizados de preço e quantidade (p_h e q_h) tem valor esperado (média) unitário, por construção, e a covariância corresponde ao produto da correlação entre os vetores normalizados de preço e quantidade ($\rho(p, q)$) pelo desvio padrão de cada vetor ($\sigma(p)$ e $\sigma(q)$), o *value factor* corresponde, finalmente, a:

$$\psi = 1 + Cov(p, q) = 1 + \rho(p, q) \times \sigma(p) \times \sigma(q) \quad (11)$$

Desta forma, o *value factor* é maior ou menor do que um a depender da relação entre preço observado e quantidade produzida. A correlação é positiva quando a geração se concentra em períodos de elevado custo marginal de operação (refletido em preços de mercado), ao passo que é negativa quando se concentra em momentos de custo reduzido. Com correlação positiva, o *value factor* é superior a unidade, indicando um prêmio pela contribuição à carga em momento de maior valor marginal. Já com correlação negativa, o *value factor* é inferior a unidade, indicando um desconto pela contribuição à carga em momento de menor valor marginal.

Assim, o *value factor* captura o valor marginal sistêmico da fonte, que depende da habilidade de acompanhar a carga (“*load matching capability*”), seguindo as variações do custo marginal sistêmico (LAMONT, 2008). Ou seja, a disponibilidade esperada da fonte é valorada em função da sua contribuição ao atendimento da demanda do sistema.

Dada a correlação, o *value factor* estará tão distante do valor unitário, quanto maior for o desvio padrão dos vetores normalizados (pela média) de preço ou quantidade considerados, de modo que preços ou energia gerada constantes (desvio padrão nulo) resultam em *value factor* unitário. Este é o caso de tecnologias voltadas para base da geração (quantidade praticamente constante), o que possibilita a comparação de custos nivelados com preços médios de eletricidade, como revela a Equação (4) quando o *value factor* é igual a um.

Neste sentido, para tecnologias despacháveis voltadas para base, a sua viabilidade depende exclusivamente de o custo nivelado ser inferior ou igual ao preço médio

esperado. Porém, para tecnologias não despacháveis, e mesmo para as despacháveis não voltadas para base da geração, a viabilidade depende ainda do *value factor* esperado.²

Para *value factor* acima da unidade, o investimento pode se revelar atrativo do ponto de vista econômico e social mesmo que o custo nivelado esteja acima do preço médio de eletricidade. Já para *value factor* abaixo da unidade, ainda que o custo nivelado esteja inferior ao preço médio, o investimento pode-se revelar indesejável. Portanto, a atratividade do investimento está intimamente relacionada ao valor esperado do *value factor*, isto é, está condicionado ao valor marginal esperado da disponibilidade ou geração esperada da fonte em análise.

O *value factor* pode ser calculado com base em preços de mercados *spot*, como empreendido por Schmalensee (2016), ou com base em custos marginais sistêmicos, como analisado por Lamont (2008). Os preços ou custos correntes indicam custos de integração estáticos, já a sua evolução ao longo do tempo, seja observada ou projetada, sinalizam custos de integração dinâmicos. Para um dado grau de penetração, a adequação do sistema residual à demanda não atendida pela fonte em análise determina a dimensão dos CI estáticos, conseqüentemente, os custos de adequação delimitam a evolução dos CI dinâmicos.

Frente à desvantagem já mencionada de estimar os custos de integração sob a perspectiva *bottom-up* de custos, usualmente aditivos, a inferência sob a perspectiva *top-down* de valor tem as vantagens de (i) não necessitar decomposição explícita dos custos; (ii) não pressupor aditividade dos componentes; (iii) permitir análise da evolução temporal dos custos – tanto passada, quanto projetada; e ainda (iv) possibilitar a comparação entre diferentes sistemas, pois a razão expressa pelo *value factor* é adimensional, traduzindo-se em um preço-relativo.

A análise do *value factor* das ERV em período reduzido de tempo pode ser mascarada por circunstâncias climáticas conjunturais, não representativas da média de longo prazo esperada, interferindo no valor marginal das fontes estimado para o sistema. Para contornar este problema, fruto de amostra pouco representativa, Schmalensee (2016) decompõe a variação do *value factor* no tempo em dois componentes distintos: um

² Neste sentido, o problema de *missing money* (JOSKOW; 2008, 2013) se traduziria em *value factor* esperado inferior ao necessário para compensar o investimento na capacidade instalada, como ocorre em geral para térmicas voltadas para pico da demanda ou *backup*. A determinação de preço-teto ou intervenções contingentes do operador restringem a extração de *value factor* compatível com a renda de escassez necessária para cobrir os custos de oportunidade da capacidade instalada, destinada a garantir níveis pré-estabelecidos de confiabilidade de suprimento.

referente à variação dos preços e outro à variação da quantidade de energia gerada. Para dois períodos distintos (1 e 2), Schmalensee (2016) decompõe a variação do *value factor* da seguinte forma:

$$\Delta\psi = \psi(P^2, Q^2) - \psi(P^1, Q^1) \equiv \quad (12)$$

$$\frac{1}{2}\{[\psi(P^2, Q^2) - \psi(P^1, Q^2)] + [\psi(P^2, Q^1) - \psi(P^1, Q^1)]\} + \quad (13)$$

$$\frac{1}{2}\{[\psi(P^2, Q^2) - \psi(P^2, Q^1)] + [\psi(P^1, Q^2) - \psi(P^1, Q^1)]\} \equiv \Delta\psi_P + \Delta\psi_Q \quad (14)$$

Onde $\psi(P^i, Q^j)$ indica o *value factor* calculado considerando a geração no período i e os preços no período j . Assim, para variações bruscas da quantidade, a variação do componente preço pode melhor explicar a evolução do valor sistêmico, enquanto para mudanças bruscas dos preços, a variação do componente quantidade pode ser mais adequada. Desta forma, pode-se controlar a estimativa para efeitos indesejáveis capturados na amostra, melhor indicando a contribuição sistêmica da fonte.

2.3. Capturando as Transformações dos Sistemas através da evolução do *Value Factor* no tempo: três efeitos distintos

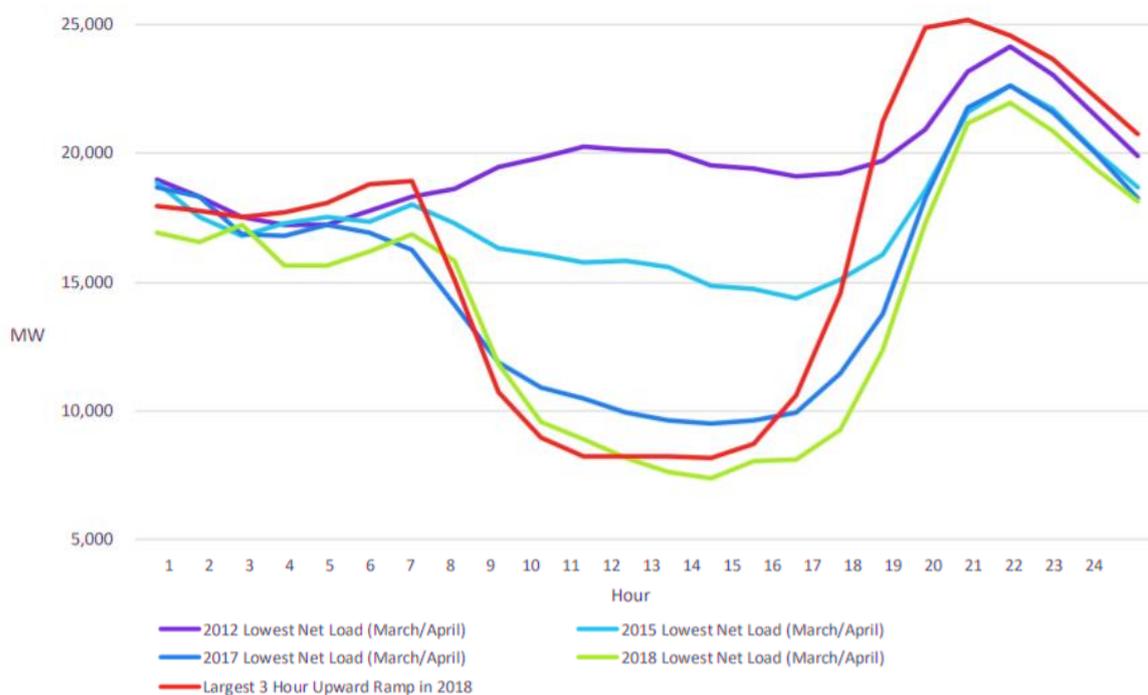
O valor do *value factor* acompanha a evolução do sistema, se alterando ao longo do tempo, refletindo as mudanças da matriz e, sobretudo, a própria penetração da fonte em análise. Desta forma, como apontado acima, o *value factor* expressa custos de integração da fonte em análise ao sistema subjacente, considerando todos os recursos existentes e o perfil de carga. Fontes com geração invariante apresentam preço médio ponderado equivalente ao preço médio não-ponderado. Já fontes variáveis podem apresentar custos de integração negativos ou positivos a depender do grau de penetração e da correlação com a demanda (carga). Neste sentido, a literatura identifica três efeitos distintos relacionados ao perfil de geração e ao valor marginal das fontes nas dimensões tempo-espaco: efeito correlação, efeito ordem de mérito e efeito de autocanibalização das ERV.

O “efeito correlação” (*correlation effect*) refere-se à correlação do perfil de geração da fonte com a demanda (carga) ou outro parâmetro que interfira no valor médio da eletricidade, de modo a impactar o valor marginal da fonte a depender da correlação positiva ou negativa. Assim, para uma dada configuração sistêmica (*ceteris paribus*), fontes com perfis de geração positivamente correlacionados com valor sistêmicos (ou preços) mais elevados tendem a registrar *value factor* superior a unidade. Este efeito se altera ao longo do tempo, refletindo mudanças no sistema, como a própria penetração da fonte em análise.

Deve-se ressaltar que o efeito correlação (i) não favorece fontes de geração constantes no tempo (base da geração), mas sim perfis de geração altamente correlacionados às variações da demanda; e que (ii) a correlação relevante não é com a carga em si, mas sim com carga residual, não atendida pela geração das fontes variáveis com custo variável nulo.

Em contexto de penetração massiva das ERV – com custo variável nulo de produção e disponibilidade com alta variabilidade e baixa previsibilidade –, o efeito correlação passa a ser definido não pela correlação com a carga, mas sim com a carga residual. A carga residual é atendida pelo sistema residual, isto é, corresponde a demanda não atendida pelas energias variáveis, com custo variável nulo de produção. Alta penetração de fonte variável com perfil de geração coincidente tende a reduzir o valor marginal da energia gerada adicional, pois tende a estar altamente correlacionada com a geração variável, contribuindo pouco para a carga residual. Este é o caso típico da penetração acentuada de solar fotovoltaica, que se concentra durante o dia e deprime a carga residual.

Gráfico 2 - Duck Curve Observada na Califórnia



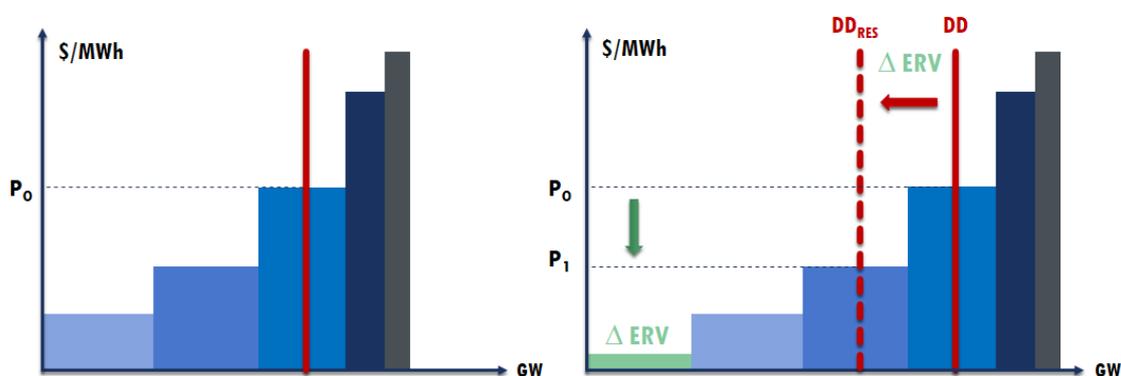
Fonte: CEC (2018)

A curva do pato (*duck curve*), originariamente identificada pelo operador da Califórnia (CAISO), ilustra as transformações no sistema pela penetração massiva de geração solar, revelando as oscilações no valor marginal da energia produzida ao longo

do dia (Gráfico 2). A depressão na curva de carga no meio do dia e a rampa de subida da carga residual após o pôr do sol revelam a importância de se considerar o *value factor* para aferir o valor marginal das fontes variáveis e sua competitividade nos sistemas em transformação. Desconsiderá-lo resultaria em negligenciar a presença de custos de integração no presente e a sua evolução no futuro.

O principal efeito nos preços geralmente reconhecido pela penetração massiva das ERV nos sistemas elétricos é a redução dos preços médios de eletricidade, tendo em vista o custo marginal nulo de produção, reconhecido como “efeito de ordem de mérito” (*merit-order effect*) (SENSFUß et al., 2008). As ERV deslocam outras fontes de geração na curva de ordem de mérito de despacho, com diferentes relações entre custos variável e fixo (*baseload*, *mid-merit* e *peaking load*). Para uma dada configuração sistêmica, o aumento da capacidade instalada de ERV com perfil de geração similar implica em maior redução do preço médio. Considerando que a demanda por eletricidade é inelástica no curto prazo, a estocagem de eletricidade é custosa e a curva de oferta é positivamente inclinada, dada a existência de tecnologias com custos marginais diversos, o aumento da geração de fontes variáveis com custo variável nulo de produção reduz a demanda residual (não atendida pelas ERV), deslocando a curva de demanda e, conseqüentemente, reduzindo o preço de equilíbrio (Gráfico 3). Quanto mais inclinada for a curva de oferta na região relevante de equilíbrio – ou seja, quanto maior for o degrau da curva de ordem de mérito, dado pela diferença entre custos variáveis de operação –, maior é a redução no preço pela penetração das ERV.

Gráfico 3 - Merit-Order Effect: impacto das ERV no equilíbrio estático entre oferta e demanda



Fonte: Elaboração própria.

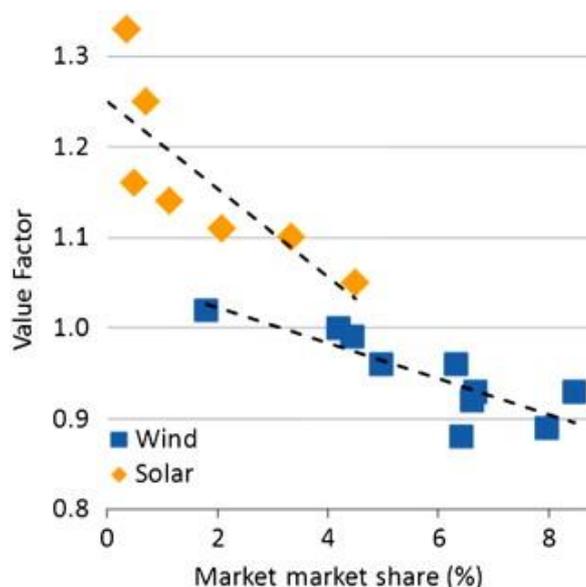
Além do impacto no preço médio de eletricidade pelo efeito de ordem de mérito, com desdobramento para todos os ativos instalados e recursos do sistema, a penetração

massiva de ERV impacta o valor marginal percebido pelas próprias fontes variáveis. O efeito reconhecido pela literatura como autocanibalização das ERV (*self-cannibalization effect*) refere-se à redução do preço médio ponderado pelo perfil de geração da fonte em decorrência da sua penetração no sistema (HIRTH, 2015). Com perfil de geração em geral similar, a penetração massiva das ERV reduz o seu valor marginal, canibalizando a remuneração no mercado pela energia gerada, isto é, comprimindo preços no momento de maior disponibilidade do recurso. Este efeito é reconhecido pela literatura há muito tempo, como em Grubb (1991) e Lamont (2008), mas a redução do *value factor* ao longo do tempo (*drop value*) é um instrumento recente para inferir os impactos da penetração massiva das ERV no sistema elétricos.

Analisando o valor de mercado da eólica e solar na Alemanha, Zipp (2017) observa que o declínio do valor se inicia em 2011, com a penetração crescente de ERV em decisão ao descomissionamento da nuclear pós-Fukushima. Há evidência de redução do preço *spot* médio pela incidência do efeito de ordem de mérito e de incidência de efeito de autocanibalização das ERV, com redução mais acentuada da energia solar do que da eólica. Já a energia eólica *offshore*, em geral menos variável vis-à-vis as usinas *onshore*, tem redução de *value factor* menos acentuada na Alemanha (EDERER, 2015). Cludius et al. (2014) projetam efeito de ordem de mérito crescente no médio prazo, acompanhando a penetração das ERV em contexto de sobrecapacidade instalada. Efeito de ordem de mérito significativo também foi identificado na Califórnia (WOO et al., 2016), na Itália (CLÒ et al., 2015), na península Ibérica (FIGUEIREDO & SILVA, 2019), na Austrália (BELL et al., 2017), entre outros países.

Hirth (2013) empreende uma ampla revisão da literatura empírica de estimativas de *value factors* de eólica e solar para diferentes países – com base em histórico de preços ou preços-sombra de modelos de despacho (*lambda*) –, reportando os valores obtidos nas diferentes análises. O Gráfico 3 apresenta valores de *value factors* observados na Alemanha para eólica e solar, entre 2001 e 2012, indicando que a maior penetração das fontes resulta em menor contribuição para o sistema. A Tabela 1 apresenta a evolução comparativa do *value factor* da eólica para diferentes países e anos.

Gráfico 4 - Value Factors na Alemanha (entre 2001 e 2012) para eólica e solar



Fonte: Hirth (2013).

Tabela 1 – Value factor para eólica em diferentes países

	Alemanha	Dinamarca Oeste	Dinamarca Leste	Suécia	Noruega
2007	0,88	0,88	0,92	1,03	–
2008	0,90	0,90	0,93	0,97	–
2009	0,91	0,96	1,00	1,01	0,99
2010	0,94	0,96	0,99	1,01	1,03
2011	0,92	0,94	0,93	n/a	n/a
2012	0,89	0,90	0,90	n/a	n/a
Média	0,91	0,92	0,95	1,01	1,01

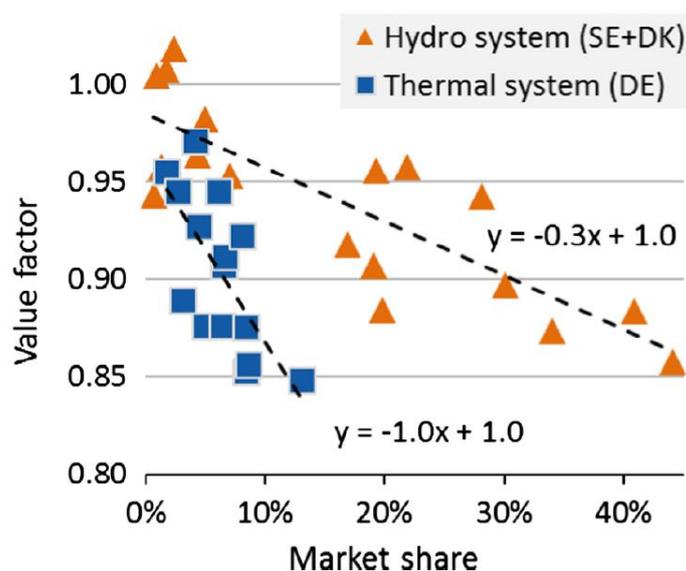
Fonte: Hirth (2013).

CLÒ & D'ADAMO (2015) observam que a redução do *value factor* das ERV ao longo do tempo na Itália, refletindo efeito de autocanibalização, foi acompanhada de aumento do *value factor* da geração térmica a gás, que embora tenha se reduzido pelo deslocamento decorrente do efeito de ordem de mérito, passou a se concentrar em horas com preço mais elevado e menor disponibilidade de ERV.

Neste sentido, sistemas com maior provisão de flexibilidade tendem a mitigar o efeito de autocanibalização das ERV, com menor redução do *value factor* ao longo do tempo. Hirth (2016) identifica que a queda do *value factor* da eólica na Alemanha, face à maior penetração da fonte na matriz, é mais acentuada do que na Suécia e Dinamarca (Gráfico 5). Enquanto a Suécia conta com 50% de participação de hidrelétrica na matriz,

a Dinamarca, país com maior penetração de ERV no mundo, conta com interligação com a Noruega, que dispõe de reservatórios hídricos. Assim, o valor marginal das ERV em sistemas com maior provisão de flexibilidade, com base hidrelétrica como o Brasil, é superior ao valor obtido em sistemas de base termelétrica, com maior inflexibilidade.

Gráfico 5 - Valor da Flexibilidade: *Self-cannibalisation effect* em sistemas térmico vs. hídrico



Fonte: Hirth (2016)

2.4. Ressalva ao *Value Factor*

O *value factor* tornou-se um instrumento útil para dimensionar os custos ou benefícios da geração de energia de fontes variáveis nos sistemas elétricos, pois, por ser adimensional, permite a comparação entre diferentes sistemas e períodos de tempo, avaliando o impacto da maior penetração da fonte na matriz. Por um lado, a redução do valor sistêmico das ERV com a maior penetração nos sistemas pode ser capturada pelo *value factor*, mensurando os custos de integração da fonte em análise. Por outro lado, a obtenção de *value factor* positivo pode expressar os benefícios da introdução da fonte, pelo regime sazonal ou perfil horário de geração.

A literatura em análise se formou a partir da busca por dimensionar custos de integração ou valor sistêmico das fontes variáveis de geração. A utilização do *value factor* como métrica para dimensioná-los é um poderoso *insight*, porém pode esconder um vício original, geralmente pouco enfatizado.

O prêmio ou desconto obtido pela fonte variável sobre o valor (ou preço) médio da eletricidade num dado intervalo de tempo considerado, refletido em termos de *value*

factor maior ou menor do que a unidade, expressa os custos ou benefícios sistêmicos incorridos pela fonte em análise, dada a configuração do sistema e o seu nível de penetração. Conseqüentemente, o *value factor* igual a unidade representaria custos ou benefícios nulos pela introdução da planta.

Neste sentido, a introdução de uma fonte com geração constante não implicaria em custos positivos ou negativos de integração ao sistema e, portanto, não demandaria adaptação do sistema residual. Porém, todas as fontes incorrem em custos de integração, com exceção das fontes perfeitamente correlacionadas à carga, seja pela variabilidade perfeita do recurso (inexistente na prática), seja pela flexibilidade de ajuste. Portanto, não é verdade que geração constante (inflexível) não incorre em custos de integração, embora o seu *value factor* seja unitário.³ Ou seja, o *value factor* apenas sinaliza custos ou benefícios de integração de fontes variáveis de geração – quer seja por disponibilidade, quer seja por flexibilidade operativa ou de custos –, mensurando-os em relação ao preço médio de eletricidade, isto é, vis-à-vis a geração de fonte constante no tempo.

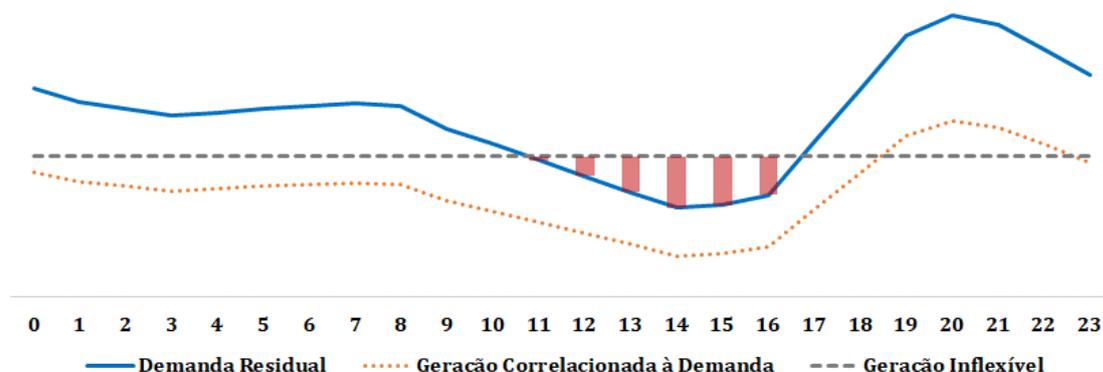
As fontes voltadas para a base da geração, como carvão ou nuclear, agregam energia constante no tempo, firmando a oferta em bases confiáveis de suprimento. O setor elétrico foi estruturado com geração de base centralizada, com usinas com alto custo fixo, mas baixo custo variável de operação. A centralização possibilitou ganhos de escala e escopo e permitiu que fração considerável da energia gerada estivesse vinculada a custos variáveis reduzidos. Embora as ERV também se caracterizem por alto custo fixo e baixo ou nulo custo variável de operação, a variabilidade da geração e o custo elevado de estocagem da eletricidade tornam a sua “base” mais custosa vis-à-vis às fontes constantes e certas de geração. Os custos de sua integração referem-se exatamente ao custo da variabilidade para um setor acostumado a flutuações recorrentes, mas em geral pouco significativas, da demanda.

Dado que os setores elétricos foram estruturados com base de geração constante no tempo, a introdução de fontes variáveis nessa configuração impõe custos de integração e adaptação. Portanto, os custos vinculados às fontes variáveis decorrem do fato do sistema com fontes invariáveis na base ter precedido à introdução de fontes variáveis. Porém, em contexto de fontes variáveis, a inflexibilidade de fontes na base se revela custosa e inadequada, incorrendo em custos de integração. O Gráfico 6 ilustra a inadequação de

³ Considerando a Equação 11, o desvio padrão do vetor de quantidade normalizado é nulo com geração invariante no tempo e, conseqüentemente, o *value factor* é unitário.

geração constante (inflexível) face à demanda residual com significativa variação, revelando o benefício de geração flexível capaz de se adequar à carga residual.

Gráfico 6 - Demanda Residual versus Geração Flexível e Inflexível



Fonte: Elaboração própria.

Desta forma, o *value factor* deve ser interpretado como indicador de custos ou benefícios de integração exclusivamente de fontes variáveis de geração. A invariabilidade, por sua vez, não deve ser interpretada como neutra em termos de custos ou benefícios, tendo em vista o valor da flexibilidade para o sistema em transformação.

Neste sentido, como será discutido adiante, a base de geração hidrelétrica brasileira revela-se vantajosa frente à base termelétrica de outros sistemas, exatamente pelo fato de poder prover flexibilidade, adaptando-se com menor custo à variabilidade das ERV.

3. Sistema Elétrico Brasileiro em Transformação

3.1. Característica do Sistema Brasileiro

A matriz elétrica brasileira é preponderantemente renovável, contando com 86% de participação de fontes renováveis. O sistema elétrico interliga praticamente todo o território continental do país, possibilitando o intercâmbio energético entre as diferentes regiões. A participação hidrelétrica ainda é preponderante e os reservatórios conferem reserva equivalente a cerca de 5 meses da carga, ou 212 TWh de energia. A oferta de recursos renováveis variáveis conta com elevada complementariedade, já que a disponibilidade da energia eólica e de biomassa de cana de açúcar é maior no período hidrológico seco, entre abril e outubro.

Com matriz renovável, ampla interconexão e reservatórios de regularização e armazenagem de energia, o sistema brasileiro é dotado de elevada flexibilidade (IEA, 2014; ROMEIRO & FERRAZ, 2016). A participação da eólica é crescente, mas a geração

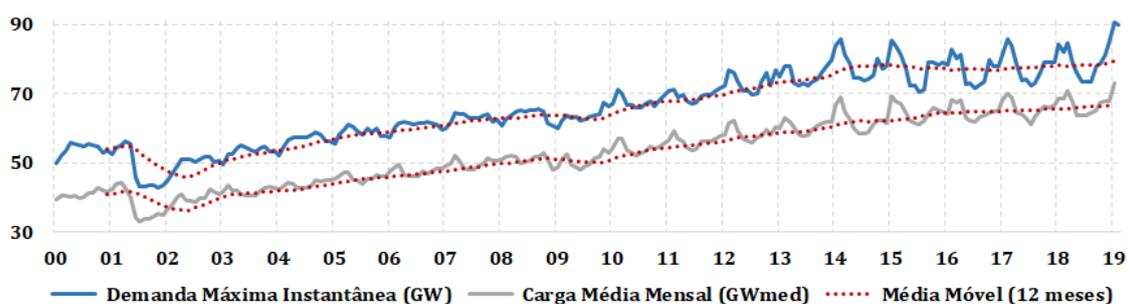
distribuída solar ainda está em fase embrionária. A tendência é de expansão renovável, porém transformações em curso no sistema tendem a tornar a restrição de potência (*capacity constrained*) em momentos de pico de demanda (no verão) um novo problema para um sistema com restrição histórica de energia (*energy constrained*).

O sistema elétrico brasileiro possui cerca de 165 GW de capacidade instalada, dos quais 70% hidrelétrica, 20% termelétrica, 9% eólica e 0,5% solar fotovoltaica. Os combustíveis para geração termelétrica se dividem entre biomassa (36%), gás natural (35%), óleo e diesel (15%), carvão (7%) e nuclear (6%). A carga de energia do SIN está estagnada em torno de 65 GW médios desde 2014 e o consumo total alcançou 526 TWh em 2017, o que representa um consumo *per capita* ainda reduzido de 2.525 kWh/hab (EPE, 2018a).

O Sistema Interligado Nacional (SIN), constituído por mais de 140 mil quilômetros de extensão de linhas de transmissão, interconecta os quatro subsistemas geoeletricos do país: Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte. Há restrições de intercâmbio entre as regiões, motivo pelo qual o valor da energia em cada região pode diferir no curto prazo.

A demanda máxima instantânea anual do SIN atingiu seu recorde histórico em janeiro de 2019, superando 90 GW, refletindo o crescente consumo na ponta da demanda no verão em resposta a temperaturas elevadas. Embora a demanda esteja praticamente estagnada desde 2014, acompanhando a crise econômica com decréscimo do PIB real de 0,7% a.a., o perfil de consumo está se alterando, com elevação da variação da demanda máxima instantânea entre verão e inverno. A diferença entre o máximo registrado em 2011 e o mínimo registrado em 2010 foi 5,3 GW no SIN, enquanto a mesma diferença entre 2019 e 2018 foi equivalente a 17,2 GW. Em dez anos, o diferencial entre máximo e mínimo mais do que triplicou, intensificando a demanda por potência no verão, período úmido de maior disponibilidade hídrica (Gráfico 7).

Gráfico 7 - Demanda Máxima Instantânea (GW) e Carga Média Mensal (GWmed) do SIN (2000 – 2019)



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

A maior demanda por potência acena para um novo paradigma no sistema brasileiro, que estruturou a oferta de energia em função da regularização dos reservatórios hídricos. Os reservatórios mitigam a alta variabilidade das vazões tropicais, tornando-a um parâmetro de médio e longo prazo. Neste paradigma, o custo de oportunidade marginal de geração ficou condicionado ao nível dos reservatórios, enquanto a energia comercializável por cada usina ficou restrita à contribuição da potência instalada ao atendimento da demanda média anual, isto é, a sua garantia física.

A garantia física atribuída à capacidade instalada do parque gerador conectado ao SIN, por meio de ato regulatório, totaliza 80 GW médios. A garantia física representa a contribuição energética média anualizada da potência instalada, considerando a variabilidade esperada da fonte e a probabilidade de despacho da usina, para um dado critério de risco de déficit. O cálculo leva em conta o custo variável de operação da usina, o seu nível de inflexibilidade operativa, projeções futuras de oferta (expansão do parque e das linhas de transmissão) e demanda e simulação de cenários hidrológicos.⁴

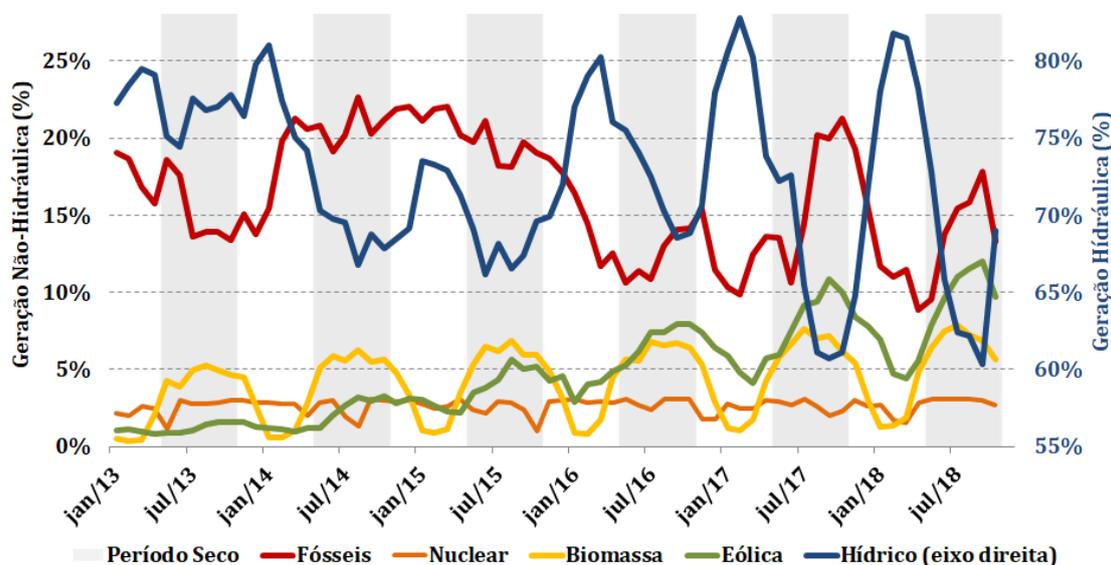
A garantia física é atribuída em energia média anual esperada, embora a geração efetiva típica das fontes seja variável ao longo do ano. A participação hídrica alcança 80% da geração de todo o SIN nos períodos úmidos (verão), podendo despencar para quase 60% nos períodos secos em anos com hidrologia desfavorável. Esta maior amplitude da geração hídrica é novidade no sistema brasileiro, já que os reservatórios se encarregavam de regularizar as aflúncias, suavizando as variações da geração hidráulica durante o ano. O maior deplecionamento anual dos reservatórios hídricos reflete uma mudança estrutural do sistema em transformação – decorrente das restrições à expansão de novas hidrelétricas com reservatórios de armazenagem, aumento da sazonalidade hídrica pela maior participação de usinas a fio d'água, crescente participação de fontes variáveis e expectativa de aumento da carga no longo prazo –, demandando maior complementação das demais fontes para suprir a demanda.

A participação da geração eólica, como se analisará adiante, se concentra no período seco, suprimindo mais de 10% da carga média nesse período. A geração da biomassa também se concentra no período seco, pela disponibilidade de bagaço de cana de açúcar. A participação somada de ambas as fontes nesse período pode superar a contribuição das

⁴ A garantia física, anteriormente denominada de energia assegurada (Kelman et al., 2001), se relaciona à energia firme de fontes variáveis, porém é atribuída no Brasil também às fontes despacháveis com disponibilidade certa de combustível. Esta peculiaridade deriva da predominância hidrelétrica do sistema brasileiro, valorando as fontes em termos do custo de oportunidade da água resultante da otimização intertemporal de seu uso.

térmicas a gás natural, tornando-as conjuntamente a segunda principal fonte de geração na matriz. A geração termelétrica é preponderantemente flexível, contratada para complementar a geração hídrica em momentos críticos. A tendência é de expansão da participação eólica, com geração cada vez maior no período seco (Gráfico 8).

Gráfico 8 - Participação Relativa das Fontes na Geração de Energia



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

3.2. Custos Marginais de Operação: o Valor da Energia no Brasil

As características peculiares do sistema elétrico brasileiro – predominância de hidrelétricas em cascata em diversas bacias, elevado grau de regularização e armazenamento dos reservatórios e possibilidade de intercâmbio elétrico-energético propiciado pelo SIN – favoreceram a centralização da gestão física do parque gerador. A operação do SIN é realizada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela otimização intertemporal do despacho do parque gerador, via administração da geração hidrotérmica, determinando montante e momento da geração de cada usina por ordem de mérito de custo.

O cálculo minimiza custos de operação, tendo em conta o *trade-off* entre armazenar água para o futuro ou utilizá-la no presente, incorrendo ou não, respectivamente, em gasto com combustíveis térmicos. A decisão depende, principalmente, do nível corrente dos reservatórios, da expectativa da hidrologia futura, da evolução de demanda, oferta (capacidade disponível) e transmissão entre regiões, do custo do déficit e da taxa de desconto intertemporal.

Como resultado da otimização intertemporal do sistema, o ONS determina, para cada semana seguinte (*week-ahead*), o custo marginal de operação (CMO) de cada subsistema geoeletrico. O CMO semanal é definido para três patamares distintos de carga (leve, média e pesada), que correspondem a horários pré-definidos para cada mês do ano em função da curva de carga típica do sistema.

O valor do CMO também depende, em grande medida, da distribuição dos custos variáveis do parque termelétrico, pois quanto mais inclinada for a curva desta oferta, maior será o custo de acionar a complementação termelétrica, elevando, portanto, o custo marginal do sistema.

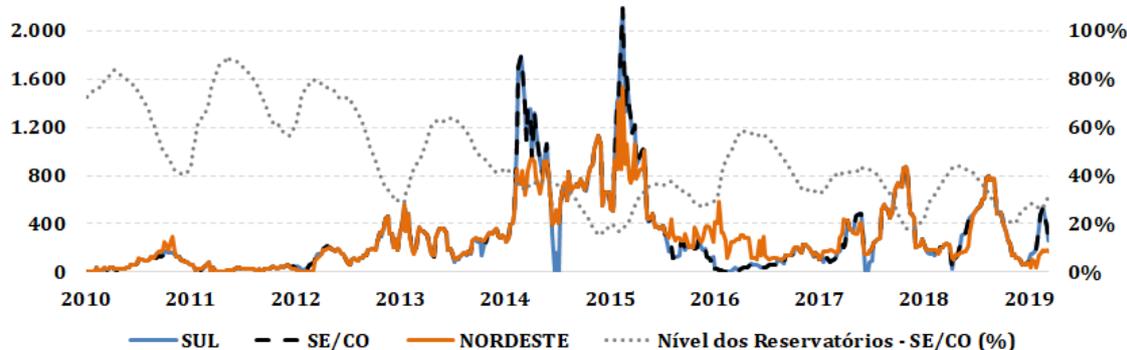
O CMO determina a operação física do sistema, porém não estabelece a remuneração das usinas despachadas, já que a comercialização é realizada por contratos bilaterais. No ambiente regulado prevalecem contrato de longo prazo, enquanto no ambiente restrito a consumidores livre predominam contratos com menor duração. A demanda deve ser totalmente contratada e todo contrato deve estar lastreado por garantia física. Embora não balize a comercialização, o CMO é utilizado como valor para liquidar as diferenças entre os fluxos contratados e os efetivamente gerados ou consumidos, apuradas e liquidadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O “preço” de liquidação das diferenças (PLD) espelha o CMO, incorpora apenas restrições de transmissão entre os subsistemas e é limitado por valor mínimo e máximo anualmente definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com intuito de reduzir os efeitos financeiros das liquidações no curto prazo.⁵ Ademais, por utilizar como base o CMO calculado *ex ante* (*week ahead*), o PLD também não considera restrições e desvios do planejamento semanal da operação, de modo que o valor para liquidação no curto prazo não reflète por completo o custo instantâneo da energia.

O valor do CMO no Brasil é altamente correlacionado ao nível dos reservatórios. O Gráfico 9 apresenta a série semanal do CMO, para carga pesada, para os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, e a série semanal do nível de armazenamento dos reservatórios do SE/CO, responsáveis por 70% da reserva hídrica do SIN. Nota-se, (i) a proximidade entre os CMO de cada subsistema, dada a elevada capacidade de interconexão existente; e (ii) a alta correlação entre nível dos reservatórios e CMO – períodos de CMO elevado coincidem com períodos de reserva hídrica reduzida. Desta

⁵ Por este motivo, a análise adiante do *value factor* da eólica no Brasil será realizada pelo valor sistêmico efetivo da energia, isto é, a série específica de CMO para cada subsistema e patamar de carga.

forma, o custo marginal da energia no Brasil reflete o custo de oportunidade do estoque hídrico, internalizando a variabilidade (hídrica) de longo prazo.

Gráfico 9 - Custo Marginal de Operação (CMO) Semanal – Carga Pesada (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

Dada a relevância da variabilidade de longo prazo no cálculo do valor sistêmico da energia de curto prazo, as discrepâncias entre custos dos patamares de carga em cada semana tendem a ser reduzidas. Ou seja, o valor varia mais ao longo dos meses do que ao longo dos dias, refletindo a disponibilidade de potência típica de sistemas com restrição de energia.

A Tabela 1 resume as estatísticas descritivas dos patamares de CMO (R\$/MWh) para os subsistemas Nordeste e Sul, onde se localiza quase a totalidade da potência eólica instalada no país, considerando os valores semanais entre janeiro de 2010 e fevereiro de 2019. A distribuição é assimétrica à direita, com média superior à mediana.

Os valores observados corroboram a pequena discrepância entre os patamares de carga e a proximidade entre valores de ambos os sistemas. Para o Nordeste, a diferença percentual entre o CMO da carga pesada e média para todo o período analisado tem média de 1%, mediana zero e coeficiente de variação de 2; e entre a carga pesada e leve tem média de 9%, mediana de 4% e coeficiente de variação de 1,6. Para a região Sul, a diferença percentual entre os CMO de pesada e média tem média de 2%, mediana zero e coeficiente de variação de 4,5; e entre a carga pesada e leve tem média de 13%, mediana de 4% e coeficiente de variação de 2.

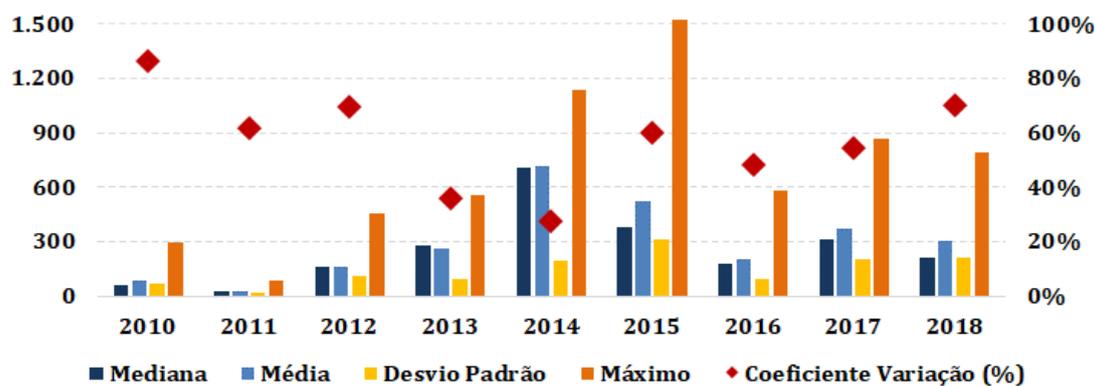
Tabela 1 - Estatísticas Descritivas do Custo Marginal de Operação (2010 – 2019)

	Leve NE	Média NE	Pesada NE	Δ P-M	Δ P-L	Leve S	Média S	Pesada S	Δ P-M	Δ P-L
Observações	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Média	264	289	291	1%	9%	277	295	296	2%	13%
Mediana	178	198	201	0%	4%	155	174	174	0%	4%
DP	254	265	265	1%	15%	340	346	345	7%	26%
C.V.	0,96	0,92	0,91	2,04	1,66	1,23	1,17	1,17	4,56	1,97
Moda	0	0	0	0%	0%	0	0	0	0%	100%
Máximo	1.528	1.528	1.528	10%	100%	2.110	2.186	2.186	100%	100%
Mínimo	0	0	0	-1%	0%	0	0	0	-3%	0%
Curtose	2,4	1,8	1,7	14,6	12,2	5,2	5,2	5,2	144,6	6,2
Assimetria	1,5	1,4	1,4	3,5	3,2	2,1	2,1	2,1	11,3	2,8
Percentil 5%	13	15	15	0%	0%	0	10	13	0%	1%
Percentil 95%	777	844	851	3%	41%	1.007	1.020	1.020	4%	100%
% = 0	4%	3%	3%	59%	9%	9%	3%	3%	51%	4%
% > Média	35%	36%	36%	24%	22%	33%	33%	33%	18%	15%

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

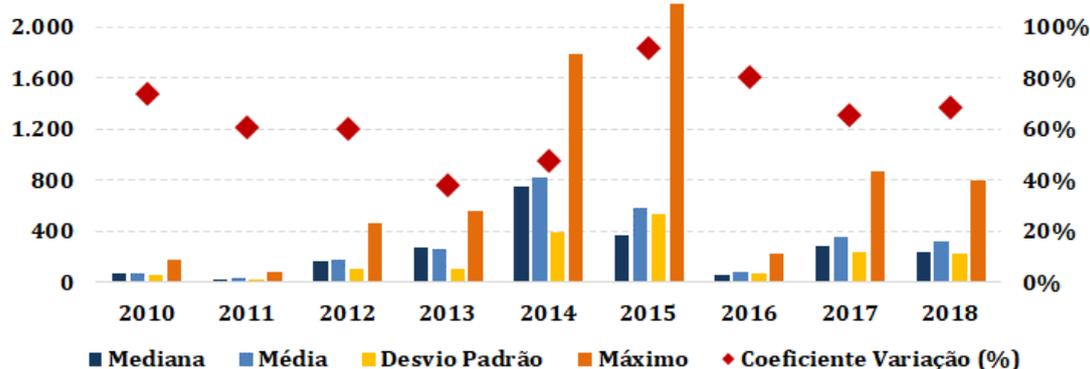
O Gráfico 10 e o Gráfico 11 apresentam a evolução de algumas estatísticas descritivas da Tabela 1 ao longo dos anos, para o Nordeste e o Sul. Entre 2010 e 2018, os valores do CMO médio e máximo oscilaram significativamente, partindo de valores reduzidos para valores elevados. Entre 2013 e 2015, o sistema registrou CMO elevados, em resposta ao esvaziamento dos reservatórios. A permanência de valores elevados por um tempo prolongado reduziu o coeficiente de variação nesse período (razão entre desvio padrão e média anuais), tornando a série no ano menos dispersa do que o usual (com coeficiente, em geral, superior a 60%).

Gráfico 10 - Evolução das Estatísticas Descritivas de CMO no Subsistema Nordeste



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

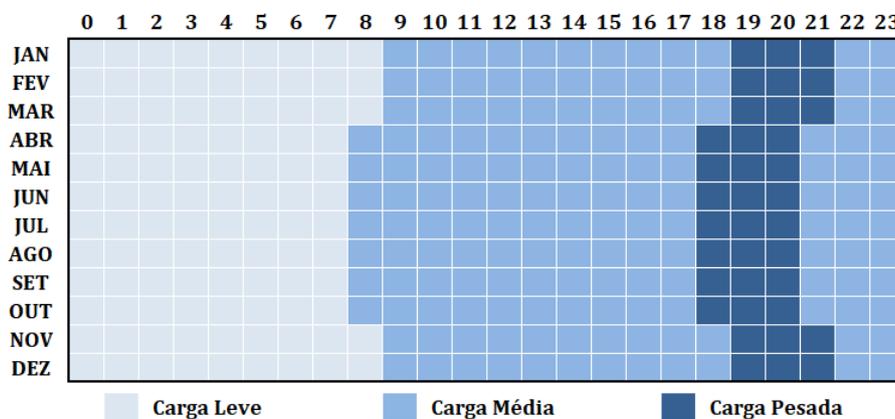
Gráfico 11 - Evolução das Estatísticas Descritivas de CMO no Subsistema Sul



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

O Gráfico 12 apresenta a distribuição típica dos patamares de carga para dias úteis que vigorou até 2018. Nota-se que a carga pesada se situa durante o início da noite (entre 18 e 21 horas), a carga média durante a tarde e o fim da noite e a carga leve durante a madrugada. O horário de verão, entre novembro e março, desloca a distribuição uma hora adiante. A configuração dos patamares de carga se alterou em 2019, como se verá em seguida, para refletir a mudança no perfil horário da demanda do SIN.

Gráfico 12 - Distribuição Típica dos Patamares de Carga para Dias Úteis até 2018



Fonte: Elaboração própria.

3.3. Sistema em Transformação

A operação do sistema elétrico brasileiro descrita anteriormente reflete a relevância da variabilidade hídrica de longo prazo, permitida pela regularização dos reservatórios, na determinação do valor marginal da energia no sistema. Nesta perspectiva, a metodologia de cálculo do custo marginal de operação foi estruturada com reduzida granularidade espaço-temporal, determinando valores semanais para três patamares de carga distintos, com pouca discrepância dentre cada semana operativa.

A expansão do sistema também refletiu o paradigma operativo de “variabilidade de longo prazo”, determinando a contratação de nova capacidade instalada nos leilões de energia centralizados através da comparação de custos e benefícios com base em valores esperados mensais da geração média esperada das alternativas e do custo marginal de operação dos subsistemas, para cada cenário hidrológico projetado.

Entretanto, o sistema elétrico brasileiro encontra-se em profunda transformação. Dentre os fatores que impulsionam as mudanças, destacam-se: (i) a penetração massiva de renováveis variáveis, principalmente eólica e crescentemente solar distribuída; (ii) a maior participação de hidrelétricas a fio d’água, sujeitas à sazonalidade hidrológica; e (iii) a redução da capacidade de regularização dos reservatórios, dado o crescimento projetado da carga e a impossibilidade de ampliar a reserva hídrica.

Neste contexto, torna-se cada vez mais relevante (i) a complementação à geração hidráulica para o atendimento à demanda; (ii) a disponibilidade de potência para o atendimento à ponta da demanda no verão; e (iii) a flexibilidade do sistema residual para fazer frente à variabilidade de curto prazo de fontes variáveis não estocáveis.

A abundância hídrica e a sua administração através de reservatórios e interconexão orientaram a contratação de termelétricas flexíveis para *backup* de cenários hidrológicos adversos. O contraste entre fontes (ou tecnologias) com diferentes custos fixos e variáveis (*screening curves*) e a curva de duração de carga (*load duration curve*) indica que térmicas com baixo custo fixo e elevado custo variável são as mais competitivas para suprirem a carga em poucas horas no ano, vis-à-vis às alternativas voltadas para base da geração (STOFT, 2002).

Em sistemas com restrição de energia, as térmicas voltadas para *backup* podem ser acionadas por períodos mais contínuos e prolongados, em cenários hidrológicos adversos, em comparação a sistemas com restrição de potência, com necessidade de potência para ponta da demanda em poucas horas no ano. Ou seja, demanda-se energia de térmicas de *backup* em cenários críticos de sistemas hidrelétricos, enquanto demanda-se potência de térmicas para ponta em cenários de demanda elevada em sistemas termelétricos. Não obstante a natureza distinta da complementação térmica em sistemas elétricos distintos (restrição de energia *versus* potência), a perspectiva de reduzida utilização do parque termelétrico no Brasil incentivou a contratação de térmicas com baixo custo fixo, mas elevado custo variável de operação.

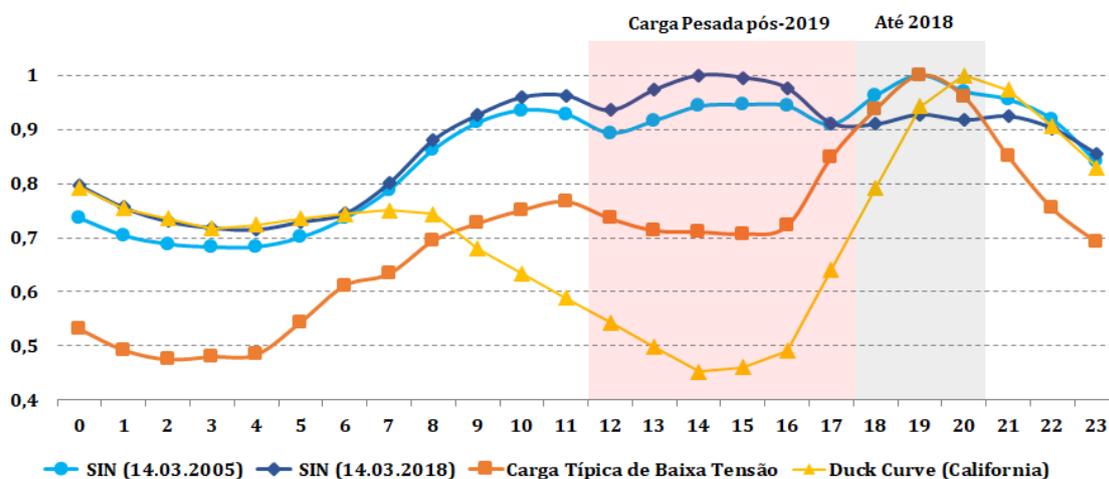
Entretanto, a maior frequência e duração do despacho termelétrico na década atual frustrou a projeção de baixa utilização da disponibilidade térmica contratada, onerando

os consumidores cativos e desestruturando as bases do setor. O protagonismo da geração térmica, cuja participação média saltou do patamar histórico de 9% para 22% a partir de 2013, reflete as mudanças em curso no sistema brasileiro, que demanda maior e mais frequente complementação à geração hídrica predominante.

Com o deplecionamento acentuado e recorrente dos reservatórios, o bloco hidráulico perde capacidade de modulação ao longo do ano e disponibilidade efetiva de potência. Conseqüentemente, não só aumenta a necessidade de complementação de energia com outras fontes de geração, como de potência adicional para atendimento à demanda máxima em ascensão. Cerca de 25% (13,2 GW) da expansão de capacidade instalada projetada para 2027 pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2018a) destina-se a potência para ponta da demanda.

O planejamento indicativo (EPE, 2017) identifica as seguintes alternativas para atendimento a ponta da demanda: termelétricas de partida rápida (a gás), motorização adicional das hidrelétricas, usinas hidrelétricas reversíveis (bombeamento), baterias e resposta da demanda.

Gráfico 13 - Mudança na Demanda Máxima do Sistema Interligado Nacional



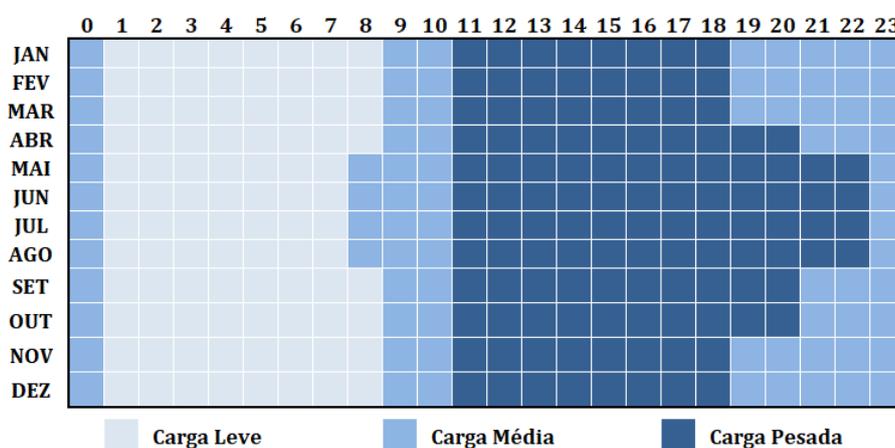
Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

Atualmente, a ponta do sistema ocorre durante o meio da tarde, por volta das 15 horas. Entretanto, a ponta do SIN ocorria no início da noite, por volta das 19 horas, coincidindo com a ponta do mercado de baixa tensão, impulsionada pelo consumo residencial. O Gráfico 13 apresenta a mudança do perfil da curva de carga do SIN, contrastando as curvas normalizadas (pelo valor máximo) verificada em 2018 e 2005. Nota-se a mudança da ponta de demanda, que não mais coincide com o mercado de baixa tensão. O crescimento do setor de serviços na economia brasileira, assistido nas duas

últimas décadas, elevou a importância do consumo durante o dia. Ademais, a mudança no padrão de posses e hábitos dos consumidores em geral reforça o maior consumo de ar condicionado em resposta a temperaturas elevadas, principalmente durante o verão, como evidenciado no Gráfico 7.

Para refletir a mudança da ponta da demanda do SIN, que passou a ocorrer no meio da tarde, o ONS definiu a partir de 2019 novos patamares de carga leve, média e pesada (ONS, 2019b). O Gráfico 14 apresenta a distribuição típica dos novos patamares de carga para dias úteis. A carga pesada passou do início da noite (entre 18 e 21 horas) para a tarde durante o verão (entre 11 e 18 horas), se estendendo durante a noite entre abril e outubro; a carga média durante a manhã e no restante da noite; e a carga leve durante a madrugada.

Gráfico 14 - Distribuição típica dos patamares de carga para dias úteis em 2019



Fonte: Elaboração própria.

Além das alternativas para atendimento à ponta da demanda elencadas pela EPE (2016), a penetração de ERV com maior disponibilidade esperada durante a tarde tende a reduzir a necessidade de potência adicional do sistema residual para atender a ponta do sistema. Assim, não apenas solar fotovoltaica, mas também geração eólica com maior disponibilidade diurna tendem a mitigar a necessidade de potência adicional no sistema brasileiro.

Interessante notar que a EPE não reconheceu expressamente a expansão de ERV como opção dentre as alternativas indicadas para ponta. A penetração de ERV nos sistemas elétricos, como já discutido, sobretudo solar fotovoltaica, tem por consequência a redução da demanda residual do sistema. A curva do pato, identificada na Califórnia (Gráfico 2), reflete a menor demanda residual justamente durante a tarde, período de maior demanda no SIN. Ou seja, expandir geração de ERV tem por consequência direta reduzir a demanda máxima do SIN.

O Gráfico 13 apresenta a demanda residual do sistema com elevada participação de geração solar, utilizando a curva do pato californiana (CEC, 2019) normalizada pelo valor máximo como ilustração. Nota-se que a geração solar transforma a ponta durante a tarde em vale para a demanda residual, porém impõe rampa íngreme de recomposição do sistema residual à redução da geração solar ao final do dia. Ou seja, a de penetração acentuada de ERV no médio prazo tende a deslocar novamente a ponta do sistema para o início da noite, coincidindo novamente com a ponta da baixa tensão. O caráter distribuído da geração solar torna desvincula as decisões de investimento à centralização da expansão do sistema, conseqüentemente, a maior participação da fonte na matriz pode surpreender o planejamento indicativo e transformar os dilemas atuais.

A penetração elevada das ERV aporta outro problema de natureza distinta das restrições ao atendimento à ponta da demanda. Enquanto a confiabilidade dos sistemas elétricos esteve relacionada historicamente ao atendimento em períodos críticos pontuais, a variabilidade das ERV torna relevante o atendimento à variação recorrente da demanda residual (não atendida pelas ERV). Ou seja, as variações da demanda residual se constituem em períodos críticos relevantes para a confiabilidade do sistema, demandando adaptação do sistema residual.

Neste sentido, a provisão de flexibilidade se constitui como a questão primordial para os sistemas elétricos em transformação. Os recursos apontados pela EPE (2017) para atendimento pontual à demanda máxima se prestam, por excelência, para provisão frequente de flexibilidade. Para além de nova estocagem ou térmicas de partida rápida, as hidrelétricas e seus reservatórios já proveem flexibilidade ao sistema, porém a valoração sob a perspectiva de variabilidade longo prazo é incapaz de remunerar adequadamente o valor da energia e os serviços prestados ao sistema (ROMEIRO & FERRAZ, 2016).

As transformações em curso apontam para mudança gradual do valor marginal da energia no sistema brasileiro, demandando maior granularidade espaço-temporal capaz de internalizar os custos da variabilidade de curto e médio prazo que passam a se manifestar em um sistema historicamente estruturado para lidar com variabilidade de longo prazo. A valoração da energia em intervalo temporal cada vez mais curtos torna-se essencial para (i) sinalizar adequadamente o valor da energia, incluindo a resposta da demanda na equação de suprimento; (ii) remunerar os recursos de flexibilidade existentes no sistema (principalmente hidrelétricas e seus reservatórios), valorizando ativos instalados e evitando expansão desprovida de racionalidade econômica; e (iii) sinalizar a expansão de recursos com perfis de geração que gerem mais valor ao sistema, superando

a visão restrita de custos ou densidade energética. Assim, os ativos existentes passam a ser remunerados pelos serviços efetivamente prestados (principalmente provisão de flexibilidade), e os ativos futuros (inclusive as ERV) são incorporados sob a perspectiva de fluxos de caixa aderentes à geração efetiva de valor ao sistema.

A maior granularidade temporal do valor da energia no Brasil está em discussão desde a Consulta Pública nº 33/2017 do Ministério de Minas e Energia, com previsão de adoção de valores horários a partir de 2020. Desde abril de 2018 o ONS publica custos marginais de operação semi-horários (para intervalos de 30 minutos), sem impactos para operação ou liquidação de diferenças na CCEE, que também passou a publicar valores de PLD horários sombra (preliminares).

4. Value Factor da Eólica no Brasil

4.1. Dados de Geração Eólica Analisados

Dados horários de geração por usina não são públicos no Brasil. O ONS não disponibiliza série histórica de dados de geração horária, por usina ou mesmo agregado. A menor granularidade para geração eólica é a média horária mensal, para cada usina.⁶ No entanto, o presente trabalho obteve dados restritos de geração horária por usina não identificada.

O ONS disponibilizou a geração horária, entre 2015 e 2018, de sete parques eólicos com perfil de geração horários propositalmente distintos e representativos, englobando 5 parques localizados na região nordeste e dois na região sul. Dois parques estão localizadas no interior da Bahia (BA), dois no interior do Ceará (CE), um no litoral do Rio grande do Norte (RN), um no interior e outro no litoral do Rio Grande do Sul (RS). Além dos dados de geração horária das sete usinas não identificadas, serão utilizados dados horários médios mensais recentemente disponibilizados publicamente pelo ONS.

A obtenção de dados horários de geração eólica e de dados de geração horária média mensal observados torna a análise do valor sistêmico da geração eólica através da mensuração de *value factor* inédita no Brasil.

⁶ O ONS apenas reporta a geração de usinas com que detém relacionamento operativo. O Operador mantém relacionamento com todas usinas conectadas na rede básica de transmissão, com hidrelétricas com potência superior a 30 MW, com todas as usinas conectadas fora da rede básica que possam impactar a operação do sistema e com todas as usinas ou conjuntos de usinas que, conectadas ou não à rede básica, possam interferir no planejamento ou na operação do sistema.

Morais (2015) já havia aplicado pioneiramente a metodologia de análise do *value factor* para eólica no Brasil, porém simulou a geração a partir de dados meteorológicos de velocidade de vento coletados nas estações do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), entre 2001 e 2013. Os dados são compostos por três medições diárias (a cada 8 horas) e são medidos por estações com apenas 10 metros de altura, contando ainda com muitas observações não disponíveis. Assim, as medições foram primeiramente ajustadas para altura média das torres e posteriormente convertidas em energia média simulada. Ademais, a análise considerou o valor do PLD (com seus limites inferior e superior) e foi realizada em periodicidade mensal, desconsiderando a possível variabilidade entre semanas e patamares. Por fim, apenas foi reportado um *value factor* de cada estação de medição para toda a série temporal, sem sinalizar a evolução ao longo tempo.

O objetivo da presente análise, no entanto, é investigar o *value factor* da eólica no Brasil a partir de dados de geração efetivamente observados, valorada pelo custo marginal de operação do subsistema, considerando ainda os patamares de carga. Ademais, pretende-se investigar o impacto de mudanças recentes em resposta inicial às transformações em cursos no sistema. Assim, será investigado o impacto (i) da mudança da duração dos patamares de carga em análise retrospectiva e (ii) da utilização de CMO horários para valoração da geração em 2018.

4.2. Penetração da Eólica no Brasil e Perfis de Geração Mensal e Horário

A capacidade instalada da eólica no Brasil já supera 14 GW de potência em 2019, 85% localizada no subsistema Nordeste. O Gráfico 15 apresenta a evolução da capacidade instalada e da geração média mensal da eólica no SIN desde 2010. Nota-se que o fator de capacidade⁷ da potência total se elevou ao longo dos anos, oscilando atualmente entre cerca de 60% no auge do período seco de maior disponibilidade de vento e a cerca de 20% no período úmido de menor disponibilidade eólica.⁸ A geração média mensal aumentou a cada ano, principalmente a partir de 2014, alcançando quase 6 TWh no mês de maior geração em 2018.

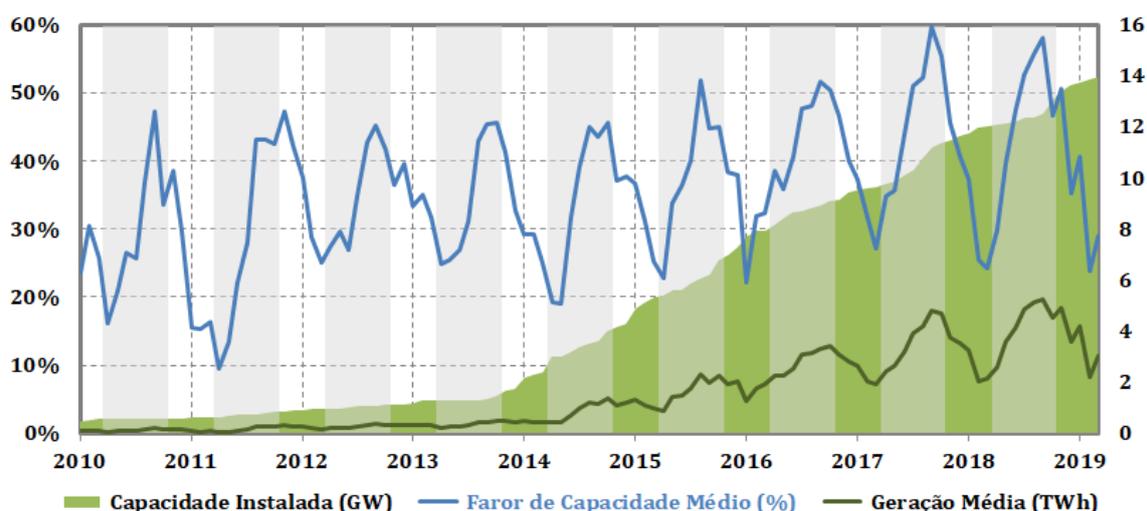
A maior geração diária da eólica supriu 14% da carga do SIN e 74% da carga do Nordeste. Já a maior geração horária atendeu a 18% da carga do SIN e 100% da carga do

⁷ Fator de capacidade corresponde à razão entre a geração observada e a potência instalada (ou sua disponibilidade máxima) em determinado tempo de análise.

⁸ Pra efeitos de comparativos, mesmo com avanços no *design* das turbinas e o aumento da performance em circunstâncias de baixo vento, o fator de capacidade médio global da eólica em 2017 atingiu 24%, um pequeno aumento frente aos 22% registrados em 2010 (IEA, 2018).

Nordeste (ONS, 2019a). A penetração da eólica nessa região já implica em exportação momentânea para outros subsistemas. A variabilidade da eólica, por sua vez, implica em maior demanda por flexibilidade do sistema para acomodar as variações instantâneas da geração. As variações horárias podem aumentar ou diminuir a geração injetada na rede em proporção de cerca de 15% da carga horária do Nordeste. Assim, a flexibilidade deve ser provida por recursos com habilidade para alterar rapidamente a potência ou carga do sistema (EPE, 2016).

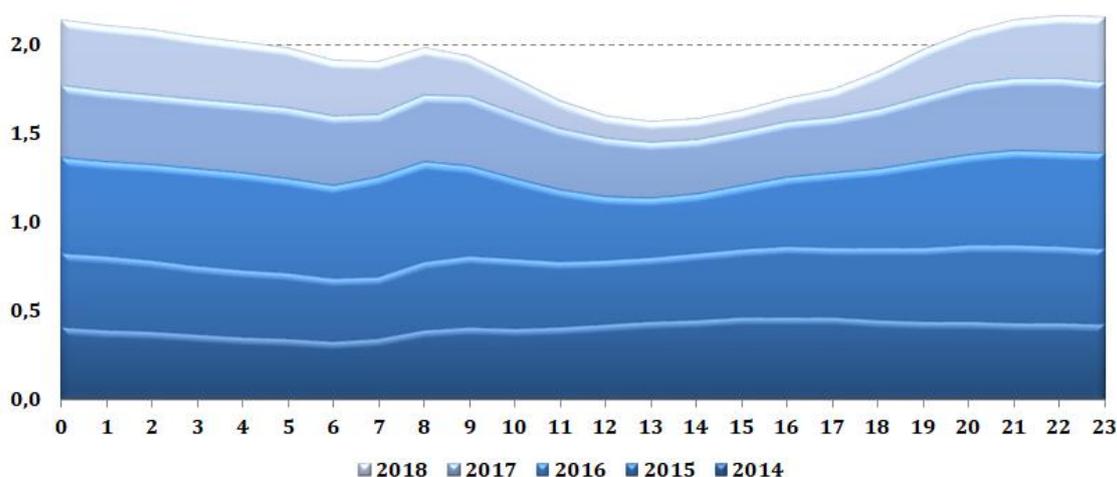
Gráfico 15 – Capacidade Instalada, Fator de Capacidade e Geração Média Mensal Eólica no SIN



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

A localização dos parques interfere nos regimes sazonais e horários de vento, ainda que seja predominante a maior disponibilidade no período hidrológico seco (entre abril e outubro), como revelam o Gráfico 8 e o Gráfico 15. Os parques se localizaram inicialmente no litoral do Ceará e Rio Grande do Norte, com fator de capacidade médio horário maior durante a tarde. Entretanto, a expansão dos recursos na matriz, através de leilões centralizados de compra de energia de longo prazo, agregou outros parques localizados em regiões com perfis horários de geração distintos, ocupando outros estados do Nordeste, como Bahia, Paraíba, Pernambuco e Piauí. A expansão da potência em outras localidades tende a reduzir a amplitude e a frequência das variações da disponibilidade do recurso, “regularizando” a variabilidade temporal por maior complementariedade espacial (*smoothing effect*), ainda que predomine no Brasil o regime de maior geração agregada durante a noite.

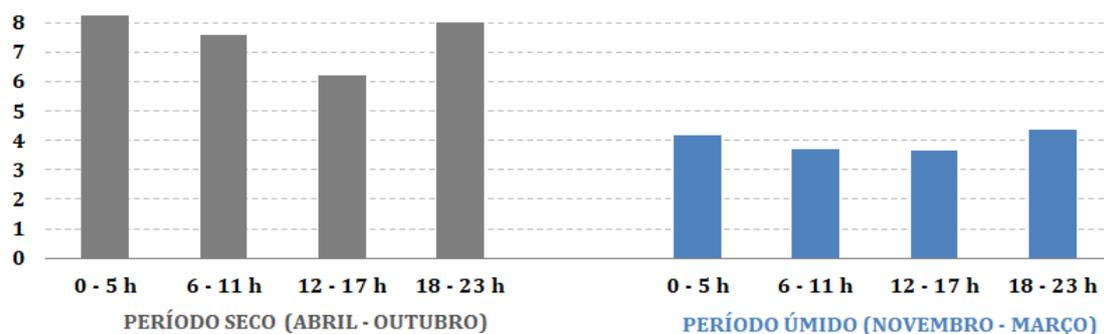
Gráfico 16 - Geração Horária Anual da Eólica no SIN (TWh)



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

O Gráfico 16 apresenta a geração horária anual da eólica no SIN, utilizando dados horários médios mensais, para os anos entre 2014 e 2018. Nota-se que a menor geração ocorre entre 12 e 17 horas. Já o Gráfico 17 contrasta o regime horário de vento por períodos do dia (madrugada, manhã, tarde e noite) e o regime sazonal entre período seco (entre abril e outubro) e úmido (entre novembro e março) para o ano de 2018. Nota-se que a variação média da geração eólica entre períodos de horas do dia é mais intensa no período de maior disponibilidade no ano. A geração eólica durante o período da tarde (entre 12 e 17 horas) em 2018 foi 25% menor do que no período da noite (entre 18 e 23 horas) ou da madrugada (entre 0 e 5 horas).

Gráfico 17 - Geração Horária Anual (2018), entre Período Hidrológico Seco vs. Úmido



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

A análise dos dados de geração horária média mensal para todos os anos da série histórica, entre janeiro de 2010 e março de 2019, corrobora o regime sazonal e o perfil horário de geração. A regressão linear múltipla (log-nível), definida pela Equação 15,

estima a geração média esperada em termos do período do ano (seco ou úmido) e dos períodos (horas) do dia, analisando as 2.664 observações do histórico utilizando mínimos quadrados ordinários.

$$\ln(\text{GERA}_h) = \beta_0 + \beta_1 \times \text{TEND} + \beta_2 \times \text{SECO} + \beta_3 \times D_{\text{MADRUGADA}} + \beta_4 \times D_{\text{MANHÃ}} + \beta_5 \times D_{\text{TARDE}} + \varepsilon \quad (15)$$

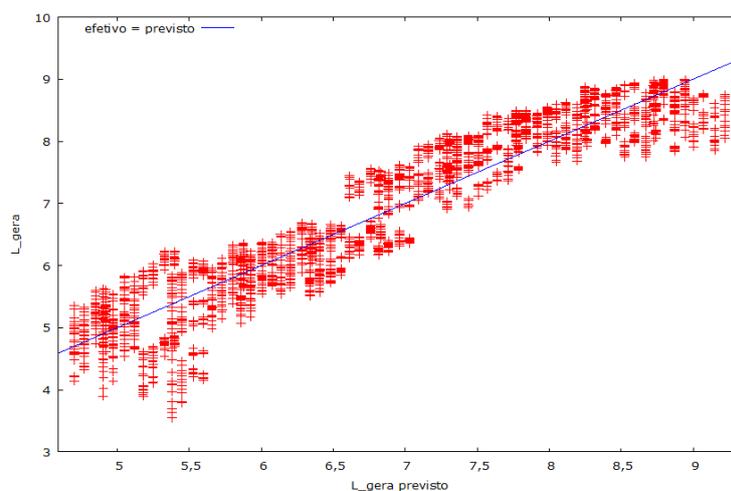
Onde: $\ln(\text{GERA}_h)$ = logaritmo da geração horária; TEND = tendência temporal linear (anual); SECO = *dummy* para geração entre abril e outubro; $D_{\text{MADRUGADA}}$ = *dummy* para geração entre 0 e 5 horas; $D_{\text{MANHÃ}}$ = *dummy* para geração entre 6 e 11 horas; D_{TARDE} = *dummy* para geração entre 12 e 17 horas; ε = erro.

Tabela 2 - Resultado da Estimação da Geração Média Horária

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Razão-t</i>	<i>P-valor</i>
Intercepto	4,44	0,03	164,12	0,00
TEND	0,48	0,00	143,49	0,00
SECO	0,20	0,02	11,19	0,00
$D_{\text{MADRUGADA}}$	-0,15	0,03	-5,92	0,00
$D_{\text{MANHÃ}}$	-0,22	0,03	-8,64	0,00
D_{TARDE}	-0,07	0,03	-2,80	0,01
Média var. dependente	6,9	D.P. var. dependente		1,35
Soma resíd. quadrados	559	E.P. da regressão		0,45
R-quadrado	0,88	R-quadrado ajustado		0,88
F(5, 2658)	4136	P-valor(F)		0,00
Log da verossimilhança	-1.700	Critério de Akaike		3.413
Critério de Schwarz	3.448	Critério Hannan-Quinn		3.425

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

Gráfico 18 - Geração Média Efetiva vs. Ajustada



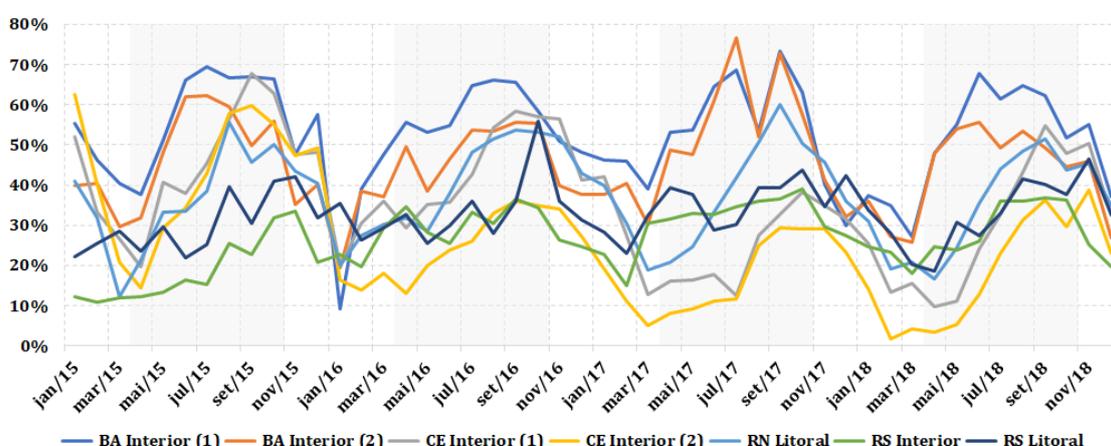
Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

Os resultados da análise, apresentados na Tabela 2 e Gráfico 18, revelam tendência média de aumento de 50% ao ano da geração média, geração no período seco 20% superior em média ao período úmido e geração nos períodos do dia em média inferior à geração durante a noite (entre 18 e 23 horas) – 15% a menos durante a madrugada, 22% a menos durante a manhã e 7% a menos durante a tarde.

A análise da geração individual de cada usina revela, naturalmente, diversidade de perfis de geração horário, a depender da sua localização. O perfil de geração impacta o valor da geração eólica, principalmente tendo em vista às mudanças em curso no sistema elétrico e, conseqüentemente, à maior demanda por geração e potência durante o dia, momento de pico da demanda.

O Gráfico 19 apresenta a evolução do fator de capacidade médio mensal⁹ dos sete parques entre 2015 e 2018. Nota-se (i) a sazonalidade da geração eólica, com geração predominante no período seco e (ii) a amplitude de variação do fator de capacidade ao longo do tempo e entre os parques analisados. O menor fator observado foi inferior a 5% (CE Interior 2) e o maior superior a 70% (BA Interior 2).

Gráfico 19 - Fator de Capacidade Mensal (2015 – 2018)



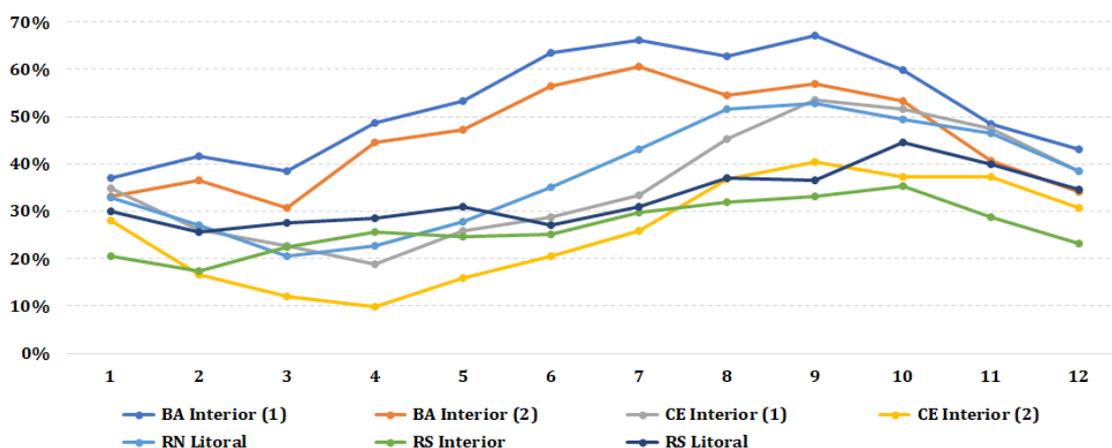
Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

O Gráfico 20 apresenta o fator de capacidade médio mensal para os quatro anos analisados, revelando com nitidez o regime sazonal de geração com maior disponibilidade no período hidrológico seco, sobretudo entre os meses de agosto e outubro. O Gráfico 21 apresenta o fator de capacidade médio horário para os anos analisados, revelando o regime horário de geração dos parques analisados. Nota-se que enquanto o regime sazonal mensal é similar entre todas as usinas, existe diferentes perfis de geração horário. Há

⁹ Na ausência do dado da potência instalada de cada usina, foi utilizado a geração máxima horária observada entre 2015 e 2018 como proxy para potência instalada da usina no cálculo do fator de capacidade.

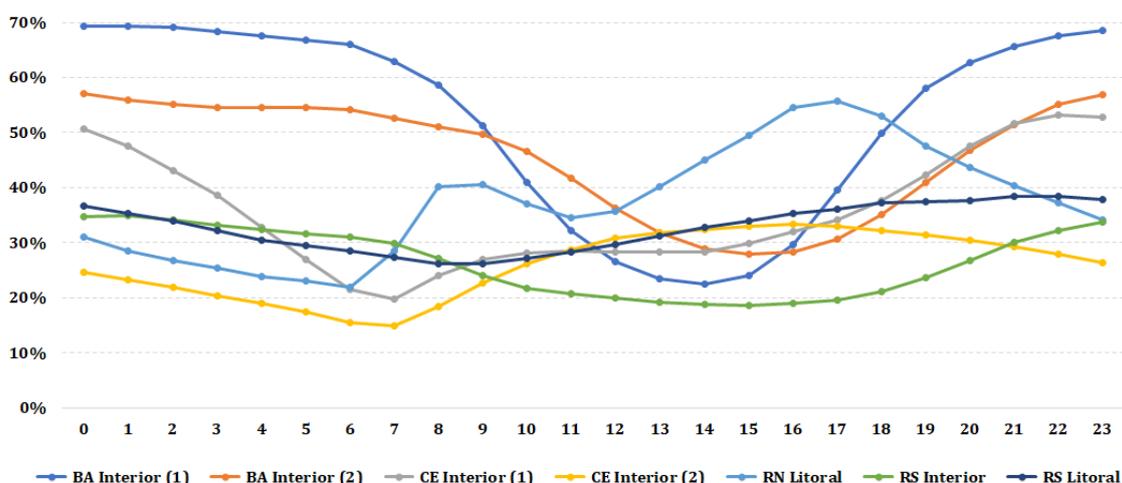
usinas com maior geração durante a noite e outras com maior geração durante o dia, dentre as quais destacam-se no Ceará (Interior 1 e 2) e no litoral do Rio Grande do Norte (RN).

Gráfico 20 - Fator de Capacidade Médio Mensal (2015 – 2018)



Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

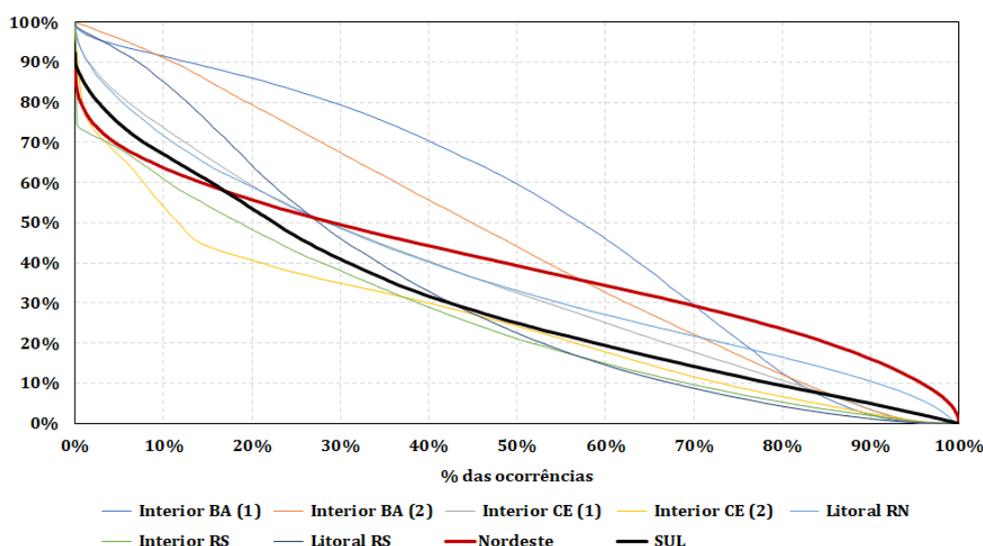
Gráfico 21 - Fator de Capacidade Médio Horário (2015-2019)



Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

O Gráfico 22 apresenta a curva de permanência de potência durante o período analisado para as sete usinas, agrupadas ainda para os subsistemas Nordeste e Sul, contemplando 35.040 horas de observação. Nota-se que disponibilidades maiores que 60% da potência ocorreram em menos de 20% das observações, com exceção das usinas localizadas na Bahia que apresentam elevado fator de capacidade. As usinas analisadas no Nordeste têm disponibilidade mais elevada com maior frequência.

Gráfico 22 - Curva de Permanência de Potência (2015-2018)



4.3. Value Factor da Geração Eólica no Brasil

A expansão e operação do sistema elétrico brasileiro negligenciou os perfis horários de geração dos recursos sob a perspectiva sistêmica de variabilidade de longo prazo. Porém, as transformações em curso apontam para direção de internalizar a variabilidade de curto prazo, valorando-a através de otimização sistêmica ou precificando-a em eventual ambiente competitivo de mercado.

A análise do *value factor* dos dados horários de usinas com perfis de geração distintos indica os valores percebidos pelo sistema no contexto atual de valoração dos recursos sob a perspectiva de “variabilidade longo prazo” do regime hidrológico. Assim, embora os valores sistêmicos respondam à variabilidade de longo prazo, internalizando sobretudo a complementariedade do regime sazonal da eólica ao regime hidrológico, a análise revela como cada perfil de geração horário é atualmente valorado.

Porém, a análise do impacto das mudanças em geração – alteração do patamar de carga e custo marginal de operação sombra horário – sobre o *value factor* da eólica pode indicar ainda a sua efetividade prática. É sob esta perspectiva que serão apresentados e discutidos os resultados obtidos.

4.3.1. Value Factor da Eólica nos Subsistemas Nordeste e Sul

A partir dos dados de geração horária média mensal para os subsistemas Nordeste e Sul e do custo marginal de operação horário médio mensal para cada subsistema, disponibilizados pelo ONS, obteve-se o *value factor* anual da geração eólica. O CMO

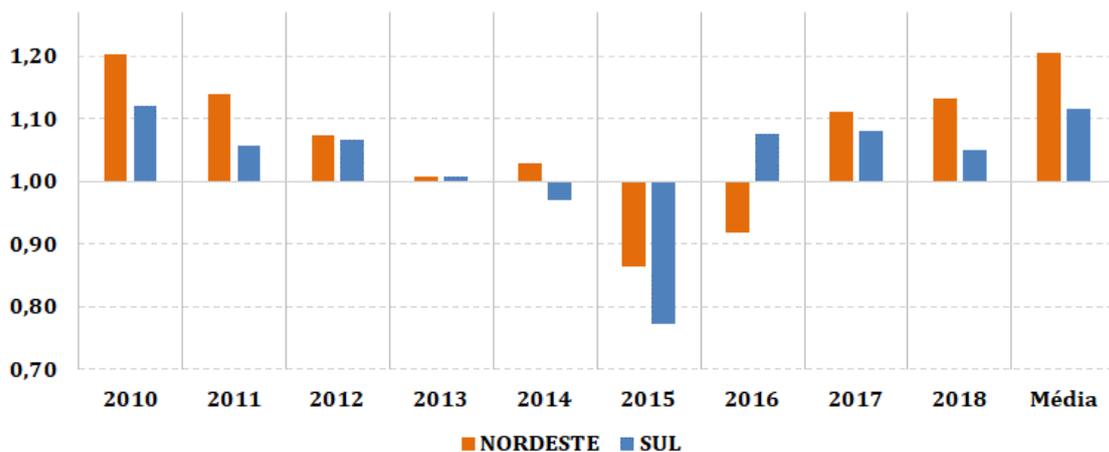
horário em cada semana foi obtido considerando a distribuição típica dos patamares de carga para dias úteis, conforme Gráfico 12. A Equação 16 formaliza o cálculo:

$$VF_{A,S} = \frac{\left[\frac{\sum_{a=A} \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=0}^{23} GERA_{a,m,h,S} \times \overline{CMO}_{a,m,h,S}}{\sum_{a=A} \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=0}^{23} GERA_{a,m,h,S}} \right]}{\frac{\sum_{a=A} \sum_{h=1}^{8760} CMO_{a,h,S}}{8760}}, \text{ para } S = \text{NE, S} \quad (16)$$

Onde GERA é a geração horária média mensal observada e \overline{CMO} é a média horária (H) para cada mês (M) de cada ano (A), em cada subsistema (S). Isto é, $\overline{CMO}_{H,M,A,S} = \sum_{d=1}^D CMO_{d,H,M,A,S} / D$, onde D é o número de dias no mês.

O Gráfico 23 apresenta os resultados anuais e a média de todo o período obtidos para cada subsistema. A média foi calculada de acordo com a Equação 16, considerando a razão entre o valor ponderado pelo somatório da geração para todo os meses entre 2010 e 2018 (valor médio da eólica ponderado pelo perfil de geração) e a média do CMO horário nesse período (valor médio da eletricidade não ponderado), correspondente a R\$ 284/MWh para o Nordeste e R\$ 289/MWh para o Sul. Desta forma, a média não representa a média dos *value factors* anuais, mas sim o valor médio do *value factor* para todo o período analisado.

Gráfico 23 - Value Factor da Eólica nos Subsistemas Nordeste e Sul (2010 – 2018)



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

Nota-se que o *value factor* da eólica foi em geral maior do que um para ambos os subsistemas, refletindo ganhos sistêmicos pela geração da fonte, com exceção de valores quase unitários ou menores do que um entre 2013 e 2016. Este período se caracteriza por acentuado deplecionamento dos reservatórios hídricos e, conseqüentemente, permanência de CMO em patamar elevado, como se observa no Gráfico 9. Isto indica que a correlação entre a evolução do CMO e da geração nesse período foi negativa, determinando o

desconto em relação ao valor médio anual. A evolução atípica do CMO em resposta à crise hídrica subverte a correlação típica entre a maior disponibilidade eólica no período de menor disponibilidade hídrica, ou seja, maior geração eólica quando o CMO tende a ser mais elevado.

Em média, entre 2010 e 2018, a geração eólica registrou *value factor* de 1,21 no Nordeste e de 1,12 no Sul do país. Assim, a geração eólica no período analisado foi valorada pelo sistema, em média, com um prêmio de 21% no Nordeste e 12% no Sul.

A Tabela 3 apresenta a evolução do fator de capacidade médio observado em cada subsistema, indicando que o Nordeste apresenta maior fator de capacidade do que o sul – para todo o período considerado, o Nordeste registrou fator médio de 38% e o Sul de 30%. A tabela também indica o fator de capacidade ajustado pelo *value factor* respectivo de cada período, estimando a contribuição da disponibilidade observada. O fator de capacidade médio do período ajustado pelo *value factor* amplia a diferença entre as regiões, reposicionando o Nordeste com fator ajustado de 46% contra o Sul com 33%.

Tabela 3 - Fator de Capacidade Ajustado Para as Regiões Nordeste e Sul

	Fator de Capacidade (FC)		FC Ajustado	
	NE	SUL	NE	SUL
2010	30%	27%	37%	31%
2011	28%	30%	32%	32%
2012	37%	30%	40%	32%
2013	37%	30%	37%	30%
2014	38%	24%	39%	23%
2015	41%	26%	35%	20%
2016	43%	31%	39%	33%
2017	45%	34%	50%	37%
2018	43%	33%	49%	34%
2010 - 2018	38%	30%	46%	33%

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

Como discute Schmalensee (2016), a energia gerada pelas fontes variáveis não deve ser analisada apenas em termos de densidade de energia (fator de capacidade). O perfil de geração deve ser precificado e internalizado na escolha de localização dos sítios. Em contexto de mercado com remuneração por energia gerada, os geradores internalizam naturalmente o valor de mercado esperado da geração, orientando a expansão do parque para localização com maior fator de capacidade ajustado. Políticas de promoção de renováveis tendem, em geral, a negligenciar o fator ajustado, considerando que a maior

disponibilidade esperada é sempre desejável a despeito da valoração esperada do perfil de geração projetado ao longo tempo.

4.3.2. Value Factor das Usinas Analisadas

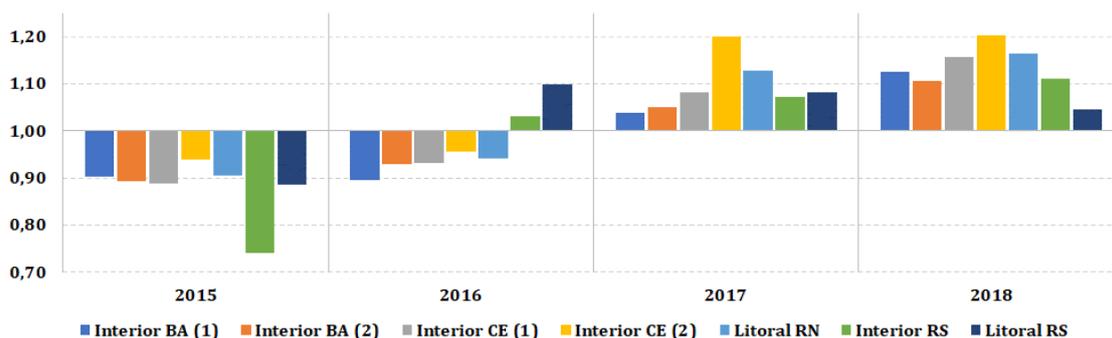
A análise da geração das sete usinas selecionada, com dados horários entre 2015 e 2018, permite identificar a valoração atual do perfil horário e sazonal de geração e inferir o impacto das mudanças em curso. Primeiramente será analisado o *value factor* no contexto atual de valoração. Em seguida, serão inferidos os impactos da mudança de patamar de carga e da valoração horária.

O Gráfico 24 apresenta a evolução do *value factor* ao longo do tempo para as sete usinas. Nota-se, inicialmente, que as usinas do Nordeste registraram *value factor* menor do que um entre 2015 e 2016, também registrado pelas usinas no Sul em 2015. Para os outros anos, a geração eólica obteve um prêmio sob o valor médio anual da energia. Este resultado é condizente com o observado para a geração horária média mensal em cada subsistema nesse período, como indica o Gráfico 23.

A Tabela A. 1 do apêndice detalha o cálculo do *value factor* das usinas, aplicando a metodologia da Equação (11). A correlação entre CMO e geração horária normalizados pela média de cada ano determina o prêmio ou o desconto da geração eólica obtidos sob o CMO médio anual, ao passo que o produto dos respectivos desvios padrões determina a sua magnitude. Quanto maior a dispersão dos vetores normalizados, para uma dada correlação verificada, maior o prêmio obtido. Por essas relações, como detalha a tabela no apêndice e evidencia o Gráfico 24, a usina com maior *value factor* para todo o período analisado foi a localizada no interior do Ceará (2) e a com menor *value factor* foi a localizada no interior do Rio Grande do Sul (RS).

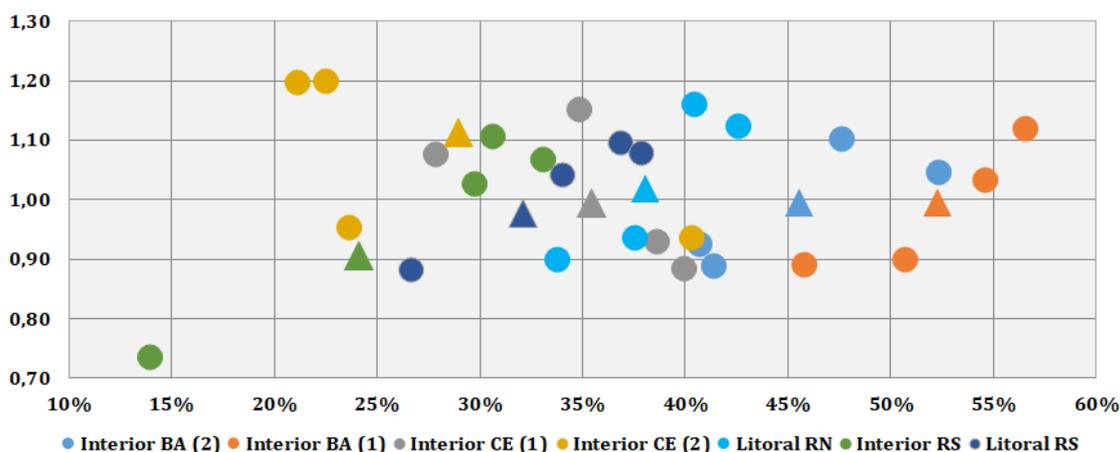
O Gráfico 25 apresenta a dispersão dos *value factors* anuais em relação ao fator de capacidade ajustado (pelo *value factor*) de cada usina entre 2015 e 2018. Os triângulos no gráfico indicam a média para todo o período de cada usina, considerando o CMO médio, o que não reflete necessariamente a média dos valores anuais. A usina no interior do Rio Grande do Sul com menor *value factor* também apresentou o menor fator de capacidade ajustado. Já a usina do Ceará com maior *value factor* apresentou o segundo menor fator de capacidade ajustado. As usinas da Bahia apresentaram o maior fator de capacidade ajustado.

Gráfico 24 - Value Factor das Usinas Analisadas com Geração Horária



Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

Gráfico 25 - Dispersão do Value Factor das Usinas Analisadas vis-à-vis ao Fator de Capacidade Ajustado (2015-2018)



Nota: triângulo denota a média de todo o período para cada usina.

Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

O contraste entre os anos de 2015 e 2018 revela mudança significativa do *value factor* de todas as usinas analisadas (Gráfico 24), sugerindo alteração no valor da geração eólica para ambos os subsistemas nesse período (Gráfico 23) – valorada pelo respectivos CMO semanais, considerando os patamares de carga típicos que vigoraram até 2018 (Gráfico 12). A Tabela 4 apresenta a decomposição da variação do *value factor* das sete usinas entre 2015 (período 1) e 2018 (período 2) em termos de variação de preço (CMO) e variação de quantidade (geração), como definido pela Equação 14.

Tabela 4 - Decomposição da Variação do Value Factor entre 2015 e 2018

	Interior BA (1)	Interior BA (2)	Interior CE (1)	Interior CE (2)	Litoral RN	Interior RS	Litoral RS
$\psi(P^1, Q^1)$	0,90	0,89	0,89	0,94	0,90	0,74	0,89
$\psi(P^1, Q^2)$	0,73	0,73	0,97	1,49	0,71	0,40	0,53
$\psi(P^2, Q^1)$	1,34	1,42	0,87	0,50	1,32	2,27	1,64
$\psi(P^2, Q^2)$	1,12	1,11	1,16	1,20	1,16	1,11	1,05

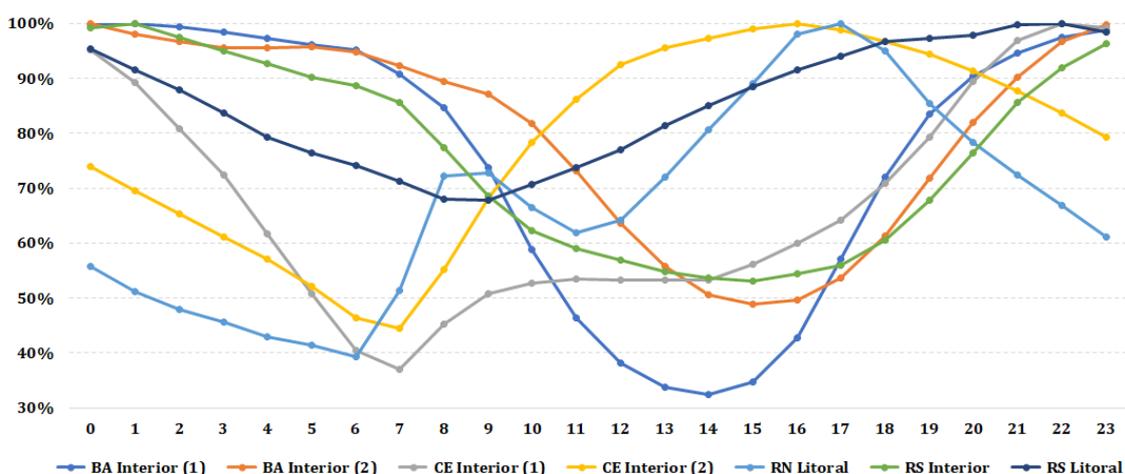
ΔVF	0,22	0,21	0,27	0,26	0,26	0,37	0,16
ΔP	0,41	0,45	0,08	-0,36	0,44	1,12	0,63
ΔQ	-0,19	-0,24	0,19	0,63	-0,18	-0,75	-0,47

Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

O *value factor* de 2018 para todas as usinas foi maior do que o de 2015. A variação positiva entre esses dois anos ($\Delta VF > 0$) se explica por efeito positivo da variação dos preços (CMO) e efeito negativo da variação da quantidade (energia gerada), com exceção do Ceará. O *value factor* da usina no interior do Ceará (1) foi maior em 2018 por maior geração em momento mais favorável (maior CMO), o que explica variação de preço e quantidade positivas. Já para a usina no interior do Ceará (2), a variação positiva do *value factor* deve-se exclusivamente a maior geração, já que o componente de variação dos CMO entre esses anos ($\Delta P < 0$), para o perfil de geração dessa usina, reduziu o ganho com a maior a geração verificada ($\Delta Q > 0$). Já para as demais usinas, o perfil e o montante de geração registrado em 2015 e valorado com o vetor de CMO de 2018 ($\psi(P^2, Q^1)$) resultaria em *value factor* significativamente superior. Já o oposto – perfil de geração de 2018 valorado aos CMO de 2015 ($\psi(P^1, Q^2)$) – resultaria em *value factor* significativamente inferior. Conclui-se, portanto, que o valor econômico da geração de fontes variáveis depende significativamente do perfil da disponibilidade verificada e da evolução dos preços durante o período considerado.

Interessante contrastar o perfil de geração horária média anual das usinas vis-à-vis ao *value factor* registrado no período analisado. O Gráfico 26 apresenta as curvas do Gráfico 21 normalizadas para o valor máximo do fator de capacidade médio horário de cada usina, evidenciando com maior contraste os perfis horários de geração. No Nordeste, as usinas com maior *value factor* – no interior do Ceará (2) e no litoral do Rio Grande do Norte (RN) – registram maior geração média horária durante a tarde, enquanto as demais concentram maior geração durante a noite. Na região Sul este resultado se repete, a usina com maior geração horária média durante a tarde (no litoral) registra maior *value factor* vis-à-vis à usina com maior geração durante a noite (no interior). Entre 2015 e 2018, a usina com maior geração durante a tarde no Nordeste obteve *value factor* de 1,11 e a usina com menor geração durante a tarde no Sul obteve *value factor* de 0,91 (Tabela A. 1).

Gráfico 26 - Fator de Capacidade Médio Horário (curva normalizada para valor máximo)



Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

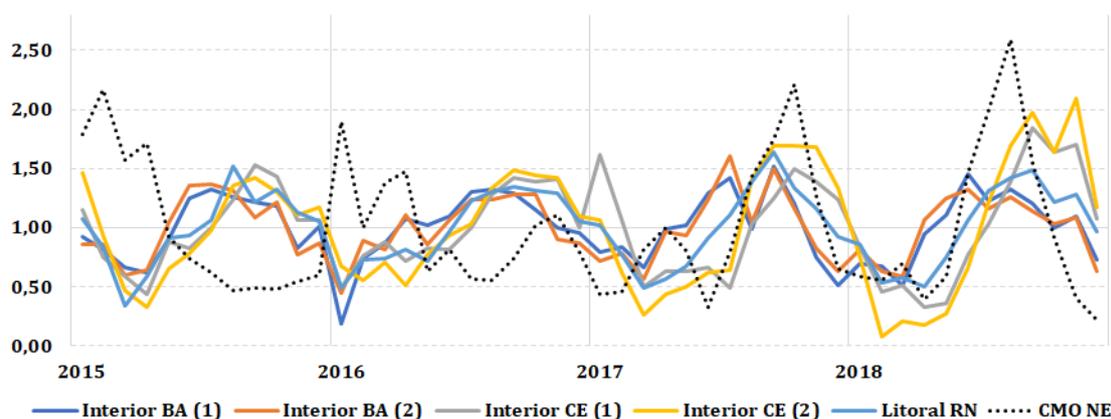
A correlação entre *value factor* elevado com maior geração durante a tarde e *value factor* reduzido com maior geração durante a noite poderia indicar que os custos marginais de operação, considerando os patamares de carga típicos vigentes até 2018, já seriam capazes de sinalizar o maior valor da geração eólica em momento de maior demanda horária – tendo em vista que o pico da demanda ocorre durante a tarde. A correlação, no entanto, não se traduz em causalidade.

A análise dos custos marginais de operação entre 2010 e 2019 (Tabela 1) revelou que a diferença entre os valores dos patamares de carga em cada semana é pouco significativa, sobretudo entre as cargas pesada e média. Consequentemente, a valoração vigente é incapaz de sinalizar variações de curto prazo entre patamares de horas dentro cada semana. A variação dos CMO está exclusivamente relacionada às condições hidrológicas do sistema, captando apenas a variabilidade de longo prazo.

O Gráfico 27 apresenta as médias anuais em periodicidade mensal para o CMO e geração horária das usinas do Nordeste. Assim, a média é unitária em cada ano para as curvas apresentadas. Nota-se, primeiro, o regime sazonal de geração eólica ao longo do ano, como assinalado anteriormente, com maior geração no período hidrológico seco, quando o CMO tende a ser mais elevado. Em segundo lugar, observa-se a inversão do perfil de CMO nos dois primeiros anos, em decorrência da crise hídrica, com valores maiores no período hidrológico úmido, quando se verifica menor geração eólica. A ocorrência de pico do CMO no início do ano (2015 e 2016) ou no meio do ano (2017 e 2018) explica a mudança do *value factor* nesse período (Gráfico 24). Em terceiro lugar, nota-se que quanto maior a variação da geração ou do CMO ao longo do ano – isto é, a maior

dispersão em torno da média, medido pelo coeficiente de variação, que corresponde ao próprio desvio padrão dos vetores normalizados pela média –, maior o *value factor* obtido pela usina. Este é o caso das usinas do Ceará em 2018, que acompanham a direção e a magnitude de variação do CMO, capturando maior valor pela contribuição mais oportuna para o sistema.

Gráfico 27 - Correlação entre as Médias Anuais de Geração e CMO no Nordeste



Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

Desta forma, a relação identificada entre o perfil de geração horário e o valor capturado pela geração eólica, no contexto atual de valoração, reflete uma correlação espúria. O valor da geração eólica para o sistema, capturado pelo *value factor*, apenas reflete o regime sazonal da fonte, pois a valoração da energia no Brasil apenas internaliza a variabilidade de longo prazo decorrente das condições hidrológicas e o do nível corrente dos reservatórios.

Neste contexto, a alteração dos patamares de carga, com maior duração do patamar pesado (Gráfico 14), poderia alterar o valor da geração eólica, sobretudo para parques com geração horária concentrado durante a tarde. Entretanto, dada a diferença pouco significativa entre os valores semanais da carga pesada e média (Tabela 1), a análise da geração observada considerando a mudança dos patamares em retrospectiva não altera os valores de *value factor* obtidos para as usinas analisadas.¹⁰ Este resultado revela a pouca efetividade de mudanças no sistema atual que não interfiram no processo gerador de valor da energia, isto é, que permaneçam insensíveis à variabilidade de curto prazo.

As transformações em curso no sistema apontam para necessidade de internalizar variações de curto prazo, tornando a valoração dos recursos mais aderente às mudanças

¹⁰ Para o cálculo, os valores históricos semanais de cada patamar de CMO foram relacionados as horas típicas de dias úteis vigentes a partir de 2019 (Gráfico 14), inferindo o impacto retroativo.

do valor marginal da energia. Com intuito de simular o impacto da maior granularidade temporal, o ONS publica desde abril de 2018 custos marginais de operação semi-horários, com intervalos de 30 minutos. A utilização desses valores preliminares (operação sombra) no cálculo do *value factor* de 2018 para as usinas analisadas pode inferir o impacto das mudanças esboçadas e sua efetividade em sinalizar o valor da variabilidade de curto prazo.

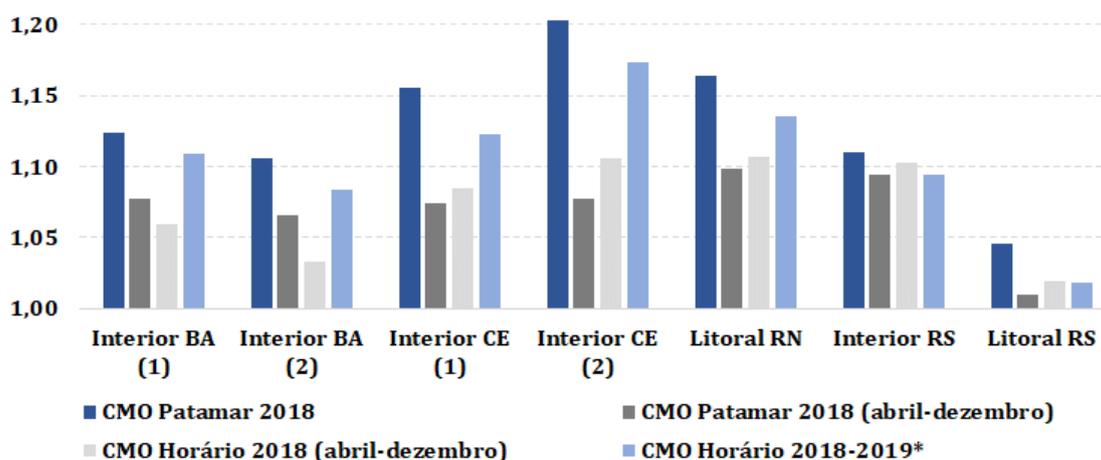
O Gráfico 28 apresenta o cálculo do *value factor* para as sete usinas considerando: (i) o CMO com patamares de 2018 e a geração verificada nesse ano (replica o valor do Gráfico 24); (ii) CMO com patamares de 2018 e a geração verificada entre 17/04/2018 e 31/12/2018; (iii) CMO semi-horário entre 17/04/2018 e 31/12/2018, supondo geração constante a cada hora para computar os diferentes valores de CMO a cada 30 minutos; e (iv) CMO semi-horário (intervalos de 30 minutos) entre 17/04/2018 e 17/03/2019 e a geração observada em 2018, utilizando os valores verificados entre 01/01/2018 e 17/03/2018 para simular a geração entre 01/01/2019 e 17/03/2019, também supondo geração constante a cada hora.

O *value factor* calculado com os patamares de CMO vigentes e a geração observada em 2018 foi superior para todas as usinas em relação aos cálculos alternativos, inclusive utilizando dados horários entre abril de 2018 e março de 2019. O resultado mais importante e representativo, sem necessidade de simular geração horária com dados passados, é a comparação do valor da geração horária observada entre abril e dezembro de 2018, considerando patamar de CMO versus CMO semi-horário. Nota-se que as usinas com maior geração durante a tarde – interior do Ceará (CE) e litoral do Rio grande do Norte (RN) e do Rio Grande do Sul (RS) – registraram *value factor* ligeiramente superior com o CMO semi-horário.¹¹

O impacto da maior granularidade depende diretamente da capacidade da sinalização horária diferir da pouca sensibilidade da valoração por patamar semanal. O Gráfico 29 apresenta a média diária dos 48 valores semi-horários, o coeficiente de variação diário (dado pela razão entre desvio padrão e média) e a média diária dos três valores de patamar de carga, ponderado pelas respectivas durações. Nota-se que nos três primeiros meses o CMO horário se descolou da valoração por patamar, com coeficiente de variação significativo. A partir de julho, no entanto, a média ficou próxima da média por patamar e o coeficiente de variação se reduziu, voltando a divergir em 2019.

¹¹ Os cálculos foram realizados considerando o CMO de cada subsistema, Nordeste e Sul.

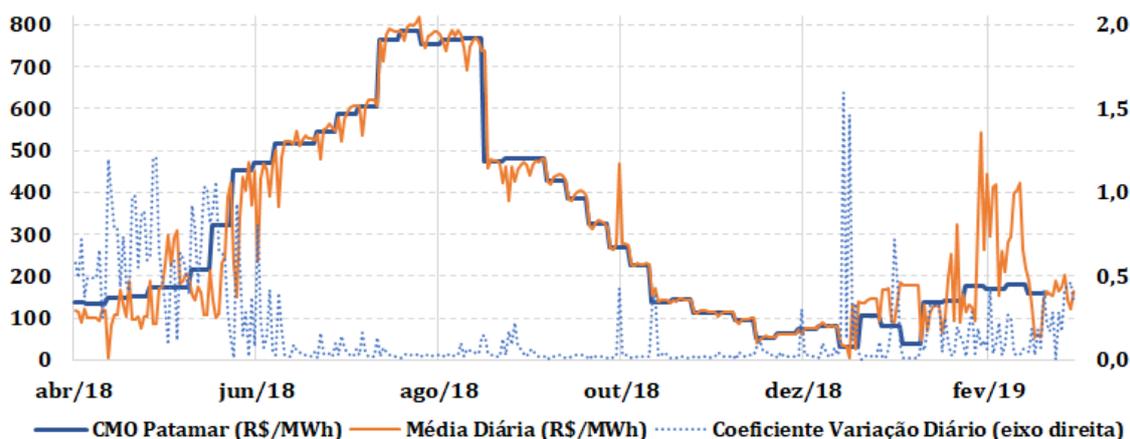
Gráfico 28 - Impacto do CMO Horário no *Value Factor*



* Entre 17/04/2018 e 17/03/2019, utilizando dados de 2018 para simular geração em 2019.

Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

Gráfico 29 - Média Diária de CMO versus CMO por Patamar (Nordeste)



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

4.3.3. *Value Factor* Realizado versus Prêmio Estimado nos Leilões

O *value factor* expressa custos (ou benefícios) de integração das fontes no sistema, se traduzindo em prêmio ou desconto sobre o valor médio da eletricidade. O prêmio identificado para a geração eólica reflete a complementariedade com o regime hidrológico, responsável por determinar o valor da energia no sistema. A contratação nos leilões de expansão de energia antecipou um prêmio estimado para a geração eólica, favorecendo-a na seleção das fontes através de análise custo-benefício.

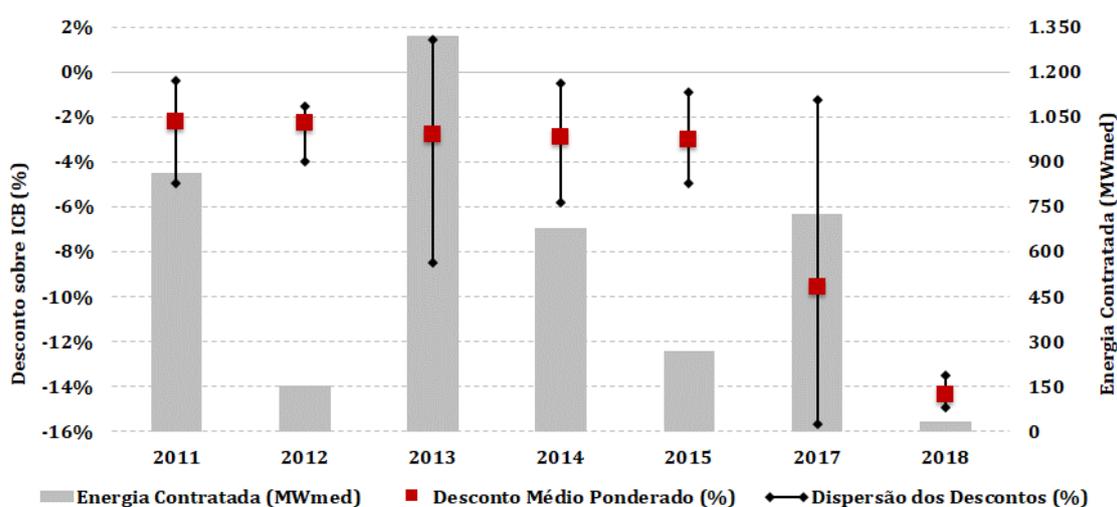
A expansão da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro através de leilões centralizados, com contratos de longo prazo de quantidade ou disponibilidade de energia, foi estruturada a partir de concepção sistêmica das fontes (ROMEIRO ET AL., 2019). A

seleção dos empreendimentos complementares à hidroeletricidade através do Índice Custo Benefício (ICB), definindo receita fixa e custo variável, leva em consideração: (i) a contribuição esperada da potência instalada (garantia física); (ii) a expectativa de geração mensal das fontes para dois mil cenários hidrológicos simulados para sessenta meses futuros; (iii) os custos de operação projetados (COP), em função da expectativa de geração; e (iv) e os custos sistêmicos de geração evitada da fonte em análise (CEC), pelo deslocamento da geração hídrica predominante.

O componente CEC é calculado para cada cenário em função da diferença entre a geração projetada e a garantia física (correspondente a geração média anual esperada), valorada pelo CMO de cada cenário. Assim, o ICB estimou o valor esperado da contribuição sistêmica da fonte sob a perspectiva de variabilidade de longo prazo do regime hidrológico predominante. Neste contexto, fontes com geração esperada concentrada no período hidrológico seco, com maior CMO projetado, como eólica e biomassa de bagaço de cana, recebem um prêmio (CEC negativo) em relação às demais fontes com perfil de geração sazonal não complementar ao regime hidrológico.

O prêmio se traduz em desconto da receita fixa para fins de comparação de custos e benefícios dos empreendimentos em disputa no leilão, impactando a seleção através do ICB (*score function*). Neste sentido, o *value factor* da geração eólica observada, valorado pelo CMO, se expressa como o prêmio efetivamente obtido pela fonte, ou por cada usina específica, traduzindo na prática o desconto sistêmico estimado pelo ICB.

Gráfico 30 – Desconto Obtido pelas Usinas Eólicas nos Leilões (% sobre ICB)



Fonte: Elaboração própria com dados cedidos pelo ONS.

O Gráfico 30 apresenta o desconto médio obtido pelos parques eólicos selecionados pelo ICB ao longo dos anos, ponderado pela energia contratada, em proporção do ICB.¹² Considerando apenas as usinas eólicas que foram contratadas por disponibilidade nos leilões de energia nova – totalizando 9,2 GW de potência, 4,4 GW de garantia física e 4 GW médios de energia contratada – o desconto médio ponderado pela energia contratada foi equivalente a 4% do ICB.

Os dados refletem majoritariamente a região Nordeste, já que do total de 363 parques contratados, apenas 15% estão localizados no Sul. As usinas nesta região, selecionadas pelo ICB, foram contratadas entre 2011 e 2014 e obtiveram desconto médio de 2%, com pequena amplitude de variação, entre 0% e 3%.

Nota-se que até 2015 o desconto médio ponderado, levando em conta a razão entre o desconto (CEC) e o ICB de cada empreendimento selecionado, situou-se em torno de 3%, com valor máximo de 8% (2013). Em 2017, o desconto médio foi próximo a 10%, com amplitude de dispersão elevada entre 1% e 16%. Já em 2018, o desconto médio ficou próximo a 14% com reduzida amplitude de dispersão.

O desconto médio obtido nos leilões através do ICB, sobretudo os 3% verificado nos leilões até 2015, foi significativamente inferior ao *value factor* médio da geração eólica observado entre 2010 e 2018, correspondente a 21% para o Nordeste e 12% para o Sul (Gráfico 23). Já o desconto médio verificado em 2017 e 2018 ficou próximo ao *value factor* registrado nesses anos para o Nordeste, 13% e 21%.

O contraste do desconto obtido nos leilões com o *value factor* verificado revela-se um instrumento adequado para contestar os ganhos estimados pelo ICB. Os cálculos acima apresentados corroboram a existência de prêmio médio ao valor econômico da geração eólica (*value factor* maior que a unidade), revelando-se na prática superior ao desconto médio inferido pelo termo CEC.

Importante ressaltar, entretanto, as críticas ao cálculo do componente CEC especificamente para a geração eólica, que se traduz em desconto à receita fixa. Enquanto a garantia física é calculada desde 2013 considerando a geração média anual esperada com probabilidade de ocorrência igual ou superior a 90% (P90), a geração média mensal para fins de cálculo do CEC no ICB é sazonalizada a critério do empreendedor, levando em conta distribuição da geração mensal ao longo do ano com probabilidade de

¹² Importante destacar que apenas são considerados empreendimentos selecionados pelo ICB, contratados por disponibilidade de energia nos Leilões de Energia Nova. Os parques eólicos contratados por quantidade não são selecionados através do ICB e, portanto, não contam com desconto no momento da contratação.

ocorrência igual ou superior a 50% (P50). As críticas concentram-se ao fato que não há vinculação da estratégia de sazonalização no leilão ao perfil de disponibilidade do recurso e tampouco consequência contratual da estratégia escolhida (CASTRO & PEREIRA JR., 2015; EPE, 2018b). Desta forma, os empreendedores poderiam arbitrar a sazonalidade para influenciar a ordenação econômica do ICB, sem comprometimento contratual posterior.

Não obstante, deve-se reconhecer que há incentivos a declarar sazonalidade aderente ao perfil típico de geração da fonte eólica, pois a maior disponibilidade coincide com a projeção de CMO mais elevado durante o período hidrológico seco. Ademais, esta questão foi superada em 2018 com a alteração da modalidade dos contratos de comercialização no ambiente regulado da fonte eólica de disponibilidade para quantidade de energia. Assim, o valor da energia eólica estabelecida nos leilões centralizados deixa de depender de estimações de prêmio vinculadas a metodologia do ICB e passam a expressar preços com prêmio de risco efetivamente esperado e suportado pelos agentes geradores.

5. Resultados & Conclusões

O protagonismo das energias renováveis variáveis (ERV), como eólica e solar, e a difusão de mercados de energia convergem para um novo paradigma na indústria, forçando a transição de custos para valor. A penetração massiva de ERV altera a lógica de operação e expansão de diferentes sistemas elétricos, pois a variabilidade intrínseca da sua disponibilidade torna o momento, a forma e a localização da geração cruciais para a determinação do valor marginal da energia gerada. O valor das fontes para o sistema elétrico depende cada vez mais do perfil horário de geração, exigindo maior granularidade espaço-temporal capaz de captar o custo da variabilidade, remunerar o valor da flexibilidade e sinalizar a expansão adequada de todos os recursos.

Os programas iniciais de incentivo às ERV, como tarifas *feed-in* e portfólios mínimos, tendem a negligenciar o valor marginal e os custos ou benefícios de integração das fontes, garantindo remuneração em termos de energia gerada independentemente do momento ou da localização da geração. Neste sentido, tende-se a privilegiar a densidade energética dos recursos, maximizando o fator de capacidade esperado. Porém, as transformações em curso apontam para necessidade de internalizar o valor econômico das fontes de acordo com o perfil de geração, considerando o fator de capacidade ajustado pelo *value factor* para guiar a expansão cada vez mais descentralizada da geração.

No Brasil, os custos marginais de operação (CMO) resultantes da operação centralizada do sistema refletem a variabilidade de longo prazo decorrente da regularização do regime hidrológico predominante, internalizando principalmente o custo de oportunidade intertemporal do estoque de água retido nos reservatórios. A expansão através de leilões centralizados também não considera o perfil horário de geração das fontes, levando em conta um valor mensal de CMO para os cenários hidrológicos simulados.

No entanto, a variação horária torna-se cada vez mais relevante com a penetração de energias variáveis sem regularização (eólica, solar e usinas a fio d'água), ou seja, o valor marginal da energia está se transformando com a maior importância da variabilidade de curto prazo. A necessidade de potência exclusiva para ponta da demanda em ascensão (durante o verão) e de flexibilidade do sistema para acomodar as flutuações das fontes variáveis apontam para necessidade de aprimorar a sinalização do valor marginal da energia no sistema brasileiro, com efeitos para operação e expansão do sistema.

A penetração da eólica na matriz renovável brasileira foi impulsionada principalmente pela complementariedade do regime sazonal de geração à disponibilidade hídrica. Instalada majoritariamente no Nordeste, a geração eólica se concentra no período hidrológico seco, com predominância de perfil horário de geração com maior disponibilidade durante a noite.

Entre 2015 e 2018, a eólica ampliou significativamente a sua participação no sistema elétrico brasileiro. A potência instalada mais do que dobrou (alcançando 14 GW), o fator de capacidade médio anual passou de 37% para 42% e a geração média anual saltou de 19 TWh para 46 TWh.

Entre 2010 e 2018, a geração eólica registrou *value factor* médio de 1,21 no Nordeste e de 1,12 no Sul do país, ou seja, obteve prêmio de 21% no Nordeste e 12% no Sul. Em anos com crise hídrica, a geração eólica obteve desconto (*value factor* inferior a unidade), pois a evolução atípica do CMO subverte a correlação típica entre a maior disponibilidade eólica no período de menor disponibilidade hídrica, ou seja, maior geração eólica quando o CMO tende a ser mais elevado.

O fator de capacidade ajustado para cada subsistema – considerando o *value factor* obtido a partir dos CMO de cada subsistema e a média mensal horária de geração – amplia a diferença entre as regiões, reposicionando o Nordeste com fator ajustado de 46% e o Sul com 33%, vis-à-vis à fator de capacidade não ajustado de 38% e 30%, respectivamente.

O prêmio médio registrado entre 2010 e 2018 é superior aos descontos médios obtidos pelos parques eólicos no cálculo do Índice Custo Benefício (ICB) estimado nos leilões, correspondente ao componente CEC. O desconto reduz o custo considerado no índice que ranqueia as alternativas, favorecendo a competitividade da eólica face às demais fontes que disputaram contratos de disponibilidade de energia. Considerando apenas as usinas que foram contratadas nessa modalidade nos leilões de energia nova – totalizando 9,2 GW de potência, 4,4 GW de garantia física e 4 GW médios de energia contratada – o desconto médio ponderado pela energia contratada corresponde a 4%.

Dentre as sete usinas analisadas com dados horários de geração, obtidos com exclusividade, as usinas com maior disponibilidade durante a tarde (período de maior demanda) obtiveram *value factor* mais elevado vis-à-vis as usinas com maior geração durante a noite, em ambos os subsistemas Nordeste e Sul. Entre 2015 e 2018, a usina com maior geração durante a tarde no Nordeste obteve *value factor* de 1,11 e a usina com menor geração durante a tarde no Sul obteve *value factor* de 0,91.

A correlação entre valor obtido e perfil horário de geração é espúria, não refletindo causalidade. A valoração vigente é incapaz de sinalizar variações de curto prazo entre patamares diários dentre cada semana. A variação dos CMO está exclusivamente relacionada às condições hidrológicas do sistema, captando apenas a variabilidade de longo prazo.

Dada a diferença pouco significativa entre os valores semanais de carga pesada e média, a análise da geração observada considerando a mudança dos patamares em retrospectiva não altera os valores de *value factor* obtidos, revelando a inefetividade de mudanças que não interfiram no processo gerador de valor da energia.

Desde abril de 2018, o Operador Nacional do Sistema publica CMO semi-horários (intervalo de 30 minutos) preliminares. Durante a maior parte de 2018, os valores registraram baixo coeficiente de variação diário, evidenciando pequena capacidade de capturar variabilidade de curto prazo. Entre abril e dezembro de 2018, as usinas com maior geração durante a tarde registraram *value factor* ligeiramente superior com o CMO semi-horário vis-à-vis ao obtido com o CMO por patamar diário.

Ao não captar a variabilidade de curto prazo, o valor da energia no Brasil é incapaz sinalizar o custo das oscilações da disponibilidade das energias variáveis e remunerar a provisão de flexibilidade, sub-remunerado o bloco hidráulico. Com as transformações em curso, o valor das fontes para o sistema elétrico depende cada vez mais do perfil horário de geração. Apenas com maior granularidade temporal poderá se identificar a

contribuição sistêmica dos recursos e estruturar esquemas de remuneração mais adequados aos novos serviços demandados. A valoração horária é um primeiro passo, mas as transformações desafiam a capacidade de modelo centralizado capturar o custo de oportunidade efetivo dos inúmeros agentes e recursos existente e potenciais.

6. Apêndice

Tabela A. 1 - Geração e Value Factor das Usinas Analisadas

	Interior BA (1)	Interior BA (2)	Interior CE (1)	Interior CE (2)	Litoral RN	Interior RS	Litoral RS
Geração Média (MWmed)							
2015	49	42	62	28	38	40	130
2016	45	39	57	16	40	62	145
2017	46	45	35	11	38	66	151
2018	44	39	41	12	35	59	141
2015 - 2018	46	41	49	17	38	57	142
Geração Máxima (MW)							
2015 - 2018	88	90	137	65	101	213	432
Fator de Capacidade (%)							
2015	56%	46%	45%	43%	37%	19%	30%
2016	51%	44%	41%	25%	40%	29%	34%
2017	53%	50%	26%	18%	38%	31%	35%
2018	50%	43%	30%	19%	35%	28%	33%
2015 - 2018	53%	46%	36%	26%	37%	27%	33%
Desvio Padrão ($q_h = Q_h/Q_{médio}$)							
2015	0,58	0,66	0,61	0,56	0,61	0,90	0,95
2016	0,66	0,74	0,63	0,54	0,59	0,78	0,94
2017	0,62	0,64	0,68	0,67	0,62	0,76	0,89
2018	0,63	0,71	0,79	0,84	0,63	0,79	0,94
2018	0,63	0,69	0,71	0,76	0,61	0,82	0,93
Correlação ($q_h; p_h$)							
2015	-0,25	-0,25	-0,28	-0,16	-0,24	-0,30	-0,12
2016	-0,33	-0,20	-0,23	-0,17	-0,21	0,05	0,12
2017	0,10	0,13	0,20	0,50	0,35	0,14	0,14
2018	0,27	0,20	0,27	0,33	0,36	0,20	0,07
2015 - 2018	-0,01	-0,01	-0,01	0,20	0,04	-0,10	-0,02
Value Factor							
2015	0,90	0,89	0,89	0,94	0,90	0,74	0,89
2016	0,90	0,93	0,93	0,96	0,94	1,03	1,10
2017	1,04	1,05	1,08	1,20	1,13	1,07	1,08
2018	1,12	1,11	1,16	1,20	1,16	1,11	1,05
2015 - 2018	1,00	1,00	1,00	1,11	1,02	0,91	0,98

Tabela A. 2 - Estatísticas dos Custos Marginais de Operação (2015-2018)

	CMO NE Patamar Anterior	CMO SUL Patamar Anterior	CMO NE Patamar Novo	CMO SUL Patamar Novo	CMO NE Horário	CMO SUL Horário
Média						
2015	498	551	501	554		
2016	187	82	188	82		
2017	355	344	357	345		
2018	297	312	297	312	339	350
2015 - 2018	334	322	336	323	339	350
Mediana						
2015	369	341	369	341		
2016	155	55	155	56		
2017	279	276	315	276		
2018	197	229	197	229	305	322
2015 - 2018	254	201	256	202	305	322
Máximo						
2015	1.528	2.186	1.528	2.186		
2016	579	529	579	529		
2017	871	871	871	871		
2018	794	794	794	794	874	1.097
Mínimo						
2015	118	0	118	0		
2016	69	0	69	0		
2017	0	0	0	0		
2018	0	0	0	0	0	0
Desvio Padrão						
2015	325	533	325	532		
2016	89	71	89	71		
2017	210	228	209	228		
2018	215	214	216	215	259	260
2015 - 2018	252	353	252	353	248	244
Desvio Padrão ($p_h = P_h/P_{médio}$)						
2015	0,65	0,97	0,65	0,96		
2016	0,47	0,86	0,48	0,86		
2017	0,59	0,66	0,59	0,66		
2018	0,73	0,69	0,72	0,69	0,73	0,70
2015 - 2018	0,76	1,10	0,75	1,09	0,73	0,70

Referências:

- BELL, W. P.; WILD, P.; FOSTER, J.; HEWSON, M. (2017). Revitalising the wind power induced merit order effect to reduce wholesale and retail electricity prices in Australia. *Energy Economics* 67, 224–241.
- BORENSTEIN, S. (2008). The market value and cost of solar photovoltaic electricity production. CSEM Working Paper 176.
- BROWN, A. (2016). The value of solar writ large: A modest proposal for applying ‘value of solar’ analysis and principles to the entire electricity market. *The Electricity Journal*, 29: 27–30.
- CASTRO, G.; PEREIRA JR., A. (2015). CEC de Usinas Eólicas – Avaliação crítica da formulação e proposta de nova metodologia considerando os aspectos contratuais da fonte. Anais do Congresso Brasileiro de Energia – CBPE.
- CEC – California Energy Commission. (2018). Tracking Progress – Resource Flexibility.
- CLÒ, S. D’ADAMO, G. (2015). The dark side of the sun: How solar power production affects the market value of solar and gas sources. *Energy Economics* 49, 523–530.
- CLÒ, S.; CATALDI, A.; ZOPPOLI, P. (2015). The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy* 77, 79–88.
- CLUDIUS, J.; HERMANN, H.; MATTHES, F. C.; GRAICHEN, V. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics* 44, 302–313.
- EDENHOFER, O.; HIRTH, L.; KNOPF, B.; PAHLE, M.; SCHLÖMER, S.; SCHMID, E., UECKERDT, F. (2013). On the economics of renewable energy sources. *Energy Economics*, 40: S12–S23.
- EDERER, N. (2015). The market value and impact of offshore wind on the electricity spot market: Evidence from Germany. *Applied Energy* 154, 805–814.
- EPE (2016). Algumas estatísticas obtidas da simulação da geração eólica na região Nordeste. Planejamento da Expansão da Geração – Empreendimentos Eólicos. EPE-DEE-RE-107/2016-rev0
- EPE (2017). Plano Decenal de Expansão de Energia 2017/2026. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2018a). Plano Decenal de Expansão de Energia 2018/2027. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2018b). Alteração da Modalidade Contratual dos CCEARs da Fonte de Geração Eólica. Estudos para a Licitação da Expansão da Geração. No EPE-DEE-RE-042/2018.
- FIGUEIREDO, N. C.; SILVA, P.P. (2019). The “Merit-order effect” of wind and solar power: Volatility and determinants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102, 54–62.

- FINON, D. (2016). La Pénétration à Grande Échelle des ENR dans les Marchés Électriques – La Perte de Repère des Évaluations Économiques. *La Revue de L'Énergie*, N° 633-634.
- FRIPP, M.; WISER, R. (2008). Effects of Temporal Wind Patterns on the Value of Wind-Generated Electricity in California and the Northwest. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- GREEN, R.; VASILAKOS, N. (2012). Storing wind for a rainy day: what kind of electricity does Denmark export? *Energy Journal*, 33 (3).
- GRUBB, M. (1991). The integration of renewables electricity sources. *Energy Policy*, 19(7): 670–688.
- HIRTH, L. (2013). The Market Value of Variable Renewables – The Effect of Solar and Wind Power Variability on their Relative Price. *Energy Economics*, 30: 218-236.
- HIRTH, L. (2015). The Optimal Share of Variable Renewables. *The Energy Journal*, 36(1), 127-162.
- HIRTH, L. (2016). The Benefits of Flexibility: The Value of Wind Energy with Hydropower. *Applied Energy*, 181: 210-223.
- HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. (2015). Integration Costs Revisited – An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74: 925-939.
- HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. (2016). Why Wind is not coal: on the economics of electricity generation. *The Energy Journal*, 37(3): 1-27.
- IEA (2014). *The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*. Report.
- IEA (2016). *Next Generation Wind and Solar Power – From Cost to Value*. Report.
- IEA (2018). *World Energy Outlook 2018*. Report.
- JOSKOW, P. (2011). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generation Technologies. *American Economic Review*, Vol. 100, No. 3.
- KELMAN, J.; VEIGA, M.; KELMAN, R. (2002). *Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos*.
- LAMONT, A. (2008). Assessing the Long-term System Value of Intermittent Electric Generation Technologies. *Energy Economics*, 30: 1208-1231.
- MAURITZEN, J. (2012). *Windonomics: empirical essays on the economics of wind power in the Nordic electricity market*. PhD Thesis, Institute for Foretaksskonomi, Department of Finance and Management Science. 101p.
- MILLIGAN, M. et al. (2011). Integration of Variable Generation, Cost-Causation, and Integration Costs. *The Electricity Journal*, vol. 24, No 9.

- MILLS, A.; WISER, R. (2012). Changes in the Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot Case Study of California. Berkeley National Laboratory, LBNL-5445E.
- MORAIS, R. (2015). Aplicação do fator de valor na avaliação do benefício associado às novas fontes renováveis. Dissertação de Mestrado. COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- NEWBERY, D. (2018). Evaluating the case for supporting renewable electricity. *Energy Policy*, 120:684–696.
- ONS (2019a). Boletim Mensal de Geração Eólica. Dezembro.
- ONS (2019b). Consolidação da previsão de carga para o planejamento anual da operação energética. Procedimentos de Rede – Submódulo 5.5.
- ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSAEKANN, L. (2019). Systemic Value of Electricity Sources - What We Can Learn From the Brazilian Experience? Paper submitted.
- ROMEIRO, D. L.; FERRAZ, C. (2016). O Protagonismo das Novas Energias Renováveis e o Desafio de Remunerar a Maior Flexibilidade Exigida aos Sistemas Elétricos. *Revista Brasileira de Energia*, v. 22, pp. 66-81.
- SCHMALENSEE, R. (2016). The Performance of U.S. Wind and Solar Generators. *The Energy Journal*, Vol. 37, No. 1.
- SENSFUß, F.; RAGWITZ, M.; GENOESE, M. (2008). The Merit-Order Effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36:3086-3094.
- STEPHENSON, H. (1973). Valence of electric energy. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* 92 (1), 248–253.
- UECKERDT, F.; HIRTH, L.; LUDERER, G.; EDENHOFER, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63:61-75.
- WOO, C.K.; MOORE, J., SCHNEIDERMAN, B.; HO, T.; OLSON, A.; ALAGAPPAN, L., CHAWLA, K.; TOYAMA, N.; ZARNIKAU, J. (2016). Merit-order effects of renewable energy and price divergence in California’s day-ahead and real-time electricity markets. *Energy Policy*, 92: 299–312.
- ZIPP, A. (2017). The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets – An empirical analysis. *Renewable Energy* 113, 1111–1121.

Artigo III

Remunerando Habilidades em Contexto de Variabilidade – Desafios e oportunidades para reforma do setor elétrico brasileiro*

Diogo Lisbona Romeiro

Edmar de Almeida

Luciano Losekann

* Artigo a ser submetido. Versão preliminar apresentada na XI Jornada Científica da Associação Brasileira de Estudos em Energia (AB3E), selecionada para apresentação na 41ST IAAE International Conference – Groningen (junho/2018).

Remunerando Habilidades em Contexto de Variabilidade – Desafios e oportunidades para reforma do setor elétrico brasileiro

Diogo Lisbona Romeiro, Edmar de Almeida e Luciano Losekann

1. Introdução

A penetração das novas energias renováveis variáveis, com custos mais competitivos e impactos mais perceptíveis, a proliferação de recursos energéticos distribuídos (como geração distribuída, carros elétricos e baterias) e o desenvolvimento de redes inteligentes apontam para mudanças radicais nos sistemas elétricos. Neste contexto, consumidores ativos e polivalentes – *prosumages* (consumidores, produtores e armazenadores) nos termos de Green & Staffell (2017) – contestam a centralização que estruturou o setor, ameaçando transformar ativos constituídos das *utilities* em ativos irrecuperáveis (*stranded assets*). O processo de fuga em massa das redes – um “espiral da morte” em que a atratividade crescente das soluções distribuídas leva a saída de usuários da rede, elevando as tarifas dos remanescentes e, conseqüentemente, a taxa de abandono –, pode se acelerar com a passividade da regulação vigente orientada pelo *business as usual*.

Neste horizonte de mudanças, o relatório “*Utility of the Future*”, realizado por MIT/Comillas (PÉREZE-ARRIAGA et al., 2016), prescreve orientações gerais balizadoras de novas políticas e arcabouços regulatórios. A principal prescrição é aprimorar a formação de preços e tarifas dos diferentes serviços elétricos, via adequação dos mercados atacadistas e varejistas, para melhor integrar os recursos distribuídos, remunerando a maior flexibilidade requerida. Em linhas gerais, trata-se de aperfeiçoar os mecanismos de mercado de modo a constituir um ambiente único de remuneração e competição para todas as tecnologias, apostando na sinalização de preços mais granulares no tempo e no espaço.

A constituição de mercados elétricos eficientes, capazes de gerar sinalização e incentivos adequados, revelou-se muito mais árdua do que se anunciava, tornando a pura comercialização de eletricidade insuficiente para garantir confiabilidade (*reliability*) e adequabilidade (*adequacy*) do suprimento. Mesmo países que adotaram mercados exclusivos de energia (*energy-only markets*) estão introduzindo mecanismos de remuneração de capacidade para assegurar o suprimento em momentos críticos de escassez – como Reino Unido, Itália, França e Alemanha.

A penetração significativa das renováveis variáveis introduz nova dimensão de período crítico, pela variabilidade e imprevisibilidade da oferta, condicionando a confiabilidade do suprimento à capacidade de resposta do sistema residual. A maior flexibilidade requerida pode ser provida por múltiplos recursos, como geração despachável, armazenagem, interconexão, resposta da demanda e recursos distribuídos. Porém, o desenvolvimento desses recursos e a provisão de flexibilidade dependem das formas de remuneração estabelecidas (*market design*).

Originalmente estruturados sob a ótica restrita de capacidade instalada de *backup*, os mecanismos de remuneração de capacidade tendem a negligenciar as contribuições dos demais recursos em prover confiabilidade em condições de escassez. Para além de remunerar capacidade genérica, o desafio está em incentivar habilidades (*capabilities*) específicas, premiando a *performance* em momentos críticos.

A proposta de reestruturação do setor elétrico brasileiro, apresentada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) na Consulta Pública nº 33/2017, se insere neste contexto de transformações estruturais. Buscando a “modernização e racionalização” do modelo atual, a proposta foi estruturada em torno dos desdobramentos da Consulta Pública nº 21/2016, realizada com o intuito de identificar os desafios para expansão do mercado livre no Brasil. Partindo deste objetivo, as medidas propostas desembocam na expansão do mercado livre como solução para o aprimoramento do modelo setorial. Dentre as propostas elencadas, destaca-se a “separação de lastro e energia”, concedendo maior liberdade contratual aos agentes e orientando os leilões centralizados para remuneração de lastros.

Como discutem Borenstein & Bushnell (2015), as pressões dos agentes por maior ou menor liberalização encobrem disputas subjacentes por captura de rendas diferenciais e fuga de custos afundados, oscilando conforme divergências circunstanciais entre custos médios e custos marginais. O desafio está em garantir que as reestruturações não negligenciem custos globais incrementais.

A partir dessas diferentes perspectivas, o objetivo do artigo é discutir os riscos, oportunidades e desafios da ampliação do mercado livre no Brasil, com enfoque especial sob a comercialização independente de lastro e energia. O artigo está dividido em seis seções, contando com esta introdução. A próxima seção discute os desafios enfrentados na introdução de competição e construção de mercados elétricos, evidenciando a relevância dos mecanismos adicionais de remuneração. A terceira seção aborda a economia-política subjacente às pressões por reestruturações. A quarta seção

discute os desafios e oportunidades do aprimoramento setorial brasileiro, a partir do quadro geral de transformações e das perspectivas anteriormente traçadas. A sexta e última seção tece algumas considerações finais.

2. Introduzindo competição e construindo mercados

2.1. Mercados de energia e a sinalização para operação e expansão eficientes

Monopólios verticalmente integrados regulados pelo custo do serviço predominaram em diferentes setores elétricos até os anos de 1980, responsáveis pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Este arranjo foi exitoso em expandir sistemas com demanda crescente, repassando ganhos com economias de escala, escopo e rede através de redução de tarifas e aumento da confiabilidade do suprimento.

A partir de então, o círculo virtuoso de redução real das tarifas e ganho de eficiência se reverte em círculo vicioso. Os choques do petróleo, as sucessivas crises econômicas mundiais e o esgotamento gradual das oportunidades de ganhos de escala e escopo elevam os custos e dificultam o financiamento de novos investimentos. Face à demanda em declínio, as tarifas aumentam e a expansão projetada redundante em sobrecapacidade indesejável.

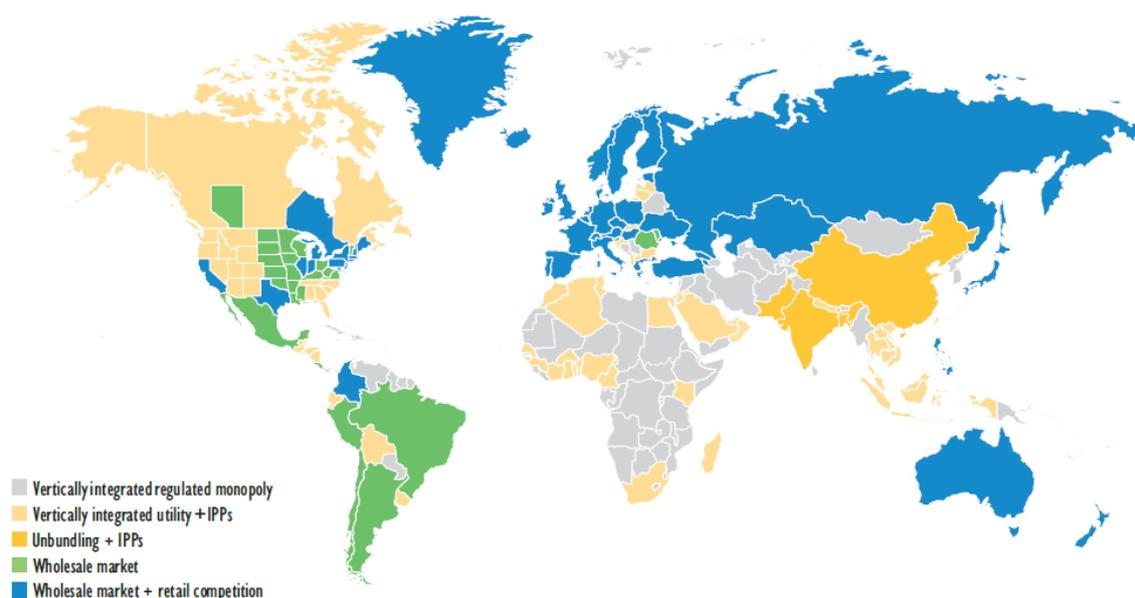
Outros setores enfrentam contexto semelhante, suscitando discussões sobre a razão de existir de monopólios e integração vertical. O diagnóstico geral, comum a diversas indústrias, identifica a falta de competição como causa para a ineficiência. Processos de liberalização são estruturados para abrir setores, promover competição e constituir mercados. A interação entre os agentes em ambientes livres resultaria em preços de mercado balizadores de decisões ótimas e alocações eficientes.

Em indústrias como eletricidade e telecomunicações, a liberalização foi propiciada por transformações tecnológicas concomitantes que permitiram a introdução de concorrência em elos específicos da cadeia. No setor elétrico, a introdução da competição nas pontas da cadeia (geração e consumo) foi permitida pelo desenvolvimento, a custos competitivos, de usinas com reduzida escala mínima eficiente. A padronização e modularização de térmicas a gás natural a ciclo combinado, aliada a preços historicamente baixos do energético, abriu espaço para competição no mercado atacadista de eletricidade.

A reestruturação envolvia, em termos gerais, (i) separação das empresas verticalmente integradas (*unbundling*); (ii) extinção de monopólios, à exceção dos naturais (serviço de distribuição); (iii) instituição de operadores independentes do sistema para garantir a confiabilidade do suprimento (controle de frequência e voltagem); (iv) livre acesso à malha de transporte; (v) estabelecimento de mercados transparentes de curto prazo de energia, tipicamente para o dia posterior (*day-ahead*), e de serviços ancilares em tempo real (*real-time balancing*); (vi) preços locais, refletindo custos marginais de congestionamento e perdas; (vii) liberdade contratual para consumidores libertos; (viii) e por último, mas não menos importante, mecanismos de resposta da demanda sensíveis a sinais de preço de curto prazo (JOSKOW, 2008).

A onda de reestruturação atingiu todas as regiões do mundo, como revela a Figura 1. O grau de competição introduzido, no entanto, varia entre as diversas experiências – desde a convivência entre empresas verticalmente integradas e produtores independentes de energia (IPPs), passando pela instituição de mercado atacadista (*wholesale market*), à liberalização completa com competição no atacado e no varejo (*retail competition*).

Figura 1 – Liberalização do setor elétrico no mundo por graus de competição introduzida



Fonte: IEA (2016).

A principal justificativa sustentada para as reformas residia na busca por maior eficiência, não apenas no nível operacional de curto prazo, mas, sobretudo, na orientação da expansão de longo prazo. Preços marginais de curto prazo seriam, em

tese, suficientes para sinalizar a operação e a expansão ótimas do sistema. Esta premissa, entretanto, foi posta em dúvida desde a primeira onda de reformas.

2.2. Remunerar capacidade (*capacity*) ou habilidades (*capabilities*)?

Enquanto que a maioria dos países europeus adotou mercados exclusivos de energia (*energy-only markets*), a maioria das reformas ocorridas nos Estados Unidos e nos países latino-americanos (com exceção da primeira reforma brasileira) introduziu em seu desenho original algum mecanismo de remuneração de capacidade (MRC) adicional com intuito de atrair investimentos necessários para assegurar o suprimento nos novos setores liberalizados (MASTROPIETRO, 2016).

Nos anos seguintes às reestruturações, tornou-se ainda mais evidente a ausência das premissas teóricas necessárias para que os mercados de energia provejam, por si só, sinais de investimentos e remuneração adequada para um dado nível de confiabilidade.

Inúmeras razões explicam a falta de remuneração nos mercados – problema denominado pela literatura por *missing money problem* (JOSKOW, 2008; SPEES et al., 2013) – como limites nos preços durante períodos de escassez, ações fora do mercado tomadas pelos operadores do sistema, insensibilidade da demanda à variação de preços em tempo real e mesmo inconsistência entre o critério de confiabilidade administrativo perseguido e as preferências dos consumidores (JOSKOW, 2013).

Além de faltar remuneração nos mercados estabelecidos, indefinições de produtos específicos ou de seus preços futuros resultam em inexistência de mercados próprios para remunerar alguns recursos, a despeito de seu valor para o sistema, o que Newbery (2016) denomina de *missing market problem*.

Frente à carência de remuneração adequada e mercados específicos, MRC estão sendo implantados em países que inicialmente optaram por mercados exclusivos de energia, como Reino Unido, Itália, França e Alemanha. Já os países que contemplaram MRC no desenho original, reestruturaram seus esquemas e corrigiram falhas em uma segunda onda de reformas (BATLLE et al., 2014).

Os MRC foram originalmente estruturados para remunerar centrais elétricas que garantem o suprimento em momentos de escassez. Em sistemas com restrição de capacidade (*capacity-constrained*), limitados pela disponibilidade de potência, os picos de demanda representam os períodos críticos. Já em sistemas com restrição de energia (*energy-constrained*), a disponibilidade da oferta da fonte primária determina os momentos críticos, podendo registrar intervalos prolongados de escassez.

A penetração significativa das novas energias renováveis, como eólica e solar, introduz nova dimensão de período crítico em ambos os sistemas, pela variabilidade e imprevisibilidade da oferta, condicionando a confiabilidade do suprimento à capacidade de resposta do sistema residual. Esta maior flexibilidade¹ requerida pode ser provida por múltiplos recursos – geração despachável, armazenagem, interconexão, resposta da demanda e recursos distribuídos –, desde que adequadamente remunerados (ROMEIRO & FERRAZ, 2016).

A flexibilidade pode ser implicitamente remunerada via (i) flutuações adequadas nos preços, com granularidade espaço-temporal suficiente, e (ii) arbitragem entre os diferentes mercados (janelas contratuais) para o dia seguinte (*day-ahead*), intradiário e de balanceamento. Alternativamente, a flexibilidade também pode ser remunerada explicitamente via definição de produtos específicos – como, por exemplo, o *flexible ramping product* estabelecido pelo Operador do Sistema da Califórnia (CAISO). Para uma dada necessidade de flexibilidade, a maior remuneração obtida através de um canal é compensada por menor remuneração em outro canal. Assim, a definição de produtos específicos tende a reduzir o diferencial de preços nos mercados e entre os diferentes mercados (HENRIOT & GLACHANT, 2014).

A provisão ótima de flexibilidade, para uma dada configuração do sistema elétrico (penetração das renováveis, grau de interconexão com outros sistemas, comportamento da carga, etc.), não pode ser abordada como um problema adicional ou independente da adequabilidade do suprimento (*generation adequacy*). Sinais de longo prazo, que definem o parque gerador ótimo, e de curto prazo, que indicam a operação mais eficiente, não são dissociáveis. Assim, os mecanismos de remuneração de capacidade (longo prazo) interferem, ao menos parcialmente, na remuneração da provisão de flexibilidade (curto prazo). A definição (*design*) dos MRC determina as características da disponibilidade contratada e as penalidades por indisponibilidade, interferindo na provisão de flexibilidade.

Este novo contexto representa um desafio ainda maior para o desenho dos MRC. Embora estes mecanismos tenham por finalidade induzir a contratação de capacidade suficiente para garantir o suprimento em condições de escassez, podem-se definir diferentes parâmetros e estruturas em seus desenhos. Matropietro (2016) propõe uma

¹ Flexibilidade pode ser definida como a habilidade de um recurso de adaptar instantaneamente o fluxo injetado ou retirado na rede em resposta à variabilidade, esperada ou não, de outros recursos. Quanto maior o volume, a duração e a frequência desses movimentos, maior a provisão de flexibilidade.

taxonomia nova para superar as limitações da classificação usual entre esquemas de preço ou quantidade, que tende a confundir características do processo de contratação (*procurement process*) com o próprio produto de confiabilidade contratado (*reliability product*). Assim, a proposta é definir e contrastar os diferentes MRC através dos elementos em comum que compõe os desenhos específicos (*design elements*) - como produto de confiabilidade, definição de mercado, grau de centralização, definição de metas, incentivos de *performance*, garantias, período entre contratação e entrada em operação, duração dos contratos e regras de indexação. A depender da definição desses elementos, os MRC podem restringir a forma de competição entre os recursos.

Originalmente estruturados sob a ótica restrita de capacidade instalada de *backup*, os mecanismos tendem a negligenciar as contribuições dos demais recursos e as suas habilidades (*capabilities*) em prover confiabilidade em condições de escassez – por exemplo, vetando a participação das renováveis, da resposta da demanda ou do intercâmbio externo (*interconnectors*). Para além de remunerar a capacidade instalada, os mecanismos devem premiar a *performance* em momentos críticos (NEWBERY, 2016; MASTROPIETRO et al., 2017).

Esta nova orientação pode permitir maior convergência (principalmente via preço) entre mecanismos voltados para adequabilidade do suprimento (tipicamente MRC) e mecanismos de suporte a determinados recursos (tipicamente NER), propiciando a constituição de um ambiente único de competição, como defendido por Pérez-Arriaga et al. (2016). Analisando as experiências na América Latina (Brasil, Colômbia e Peru), Mastropietro et al. (2014) identificam a possibilidade de convergência entre MRC e NER, mas reconhecem que fontes convencionais e renováveis ainda não competem sob as mesmas condições.

Na América Latina, o principal desafio nos setores elétricos reestruturados está em garantir que a expansão da capacidade instalada acompanhe o crescimento acelerado da demanda. A realização de leilões centralizados para contratação de longo prazo foi o mecanismo de remuneração encontrado para mitigar a incerteza no fluxo de caixa dos novos investimentos e dos ativos em operação (LOSEKANN, 2017). Pela predominância hidrelétrica na região, em muitos sistemas o produto transacionado (*reliability product*) não é capacidade, mas a própria energia (ou uma opção de compra futura). Assim, mais do que garantir capacidade em períodos de escassez, os leilões garantem adequabilidade da geração para todos os momentos.

3. A Economia-Política das Reestruturações: rendas diferenciais *versus* custos incrementais

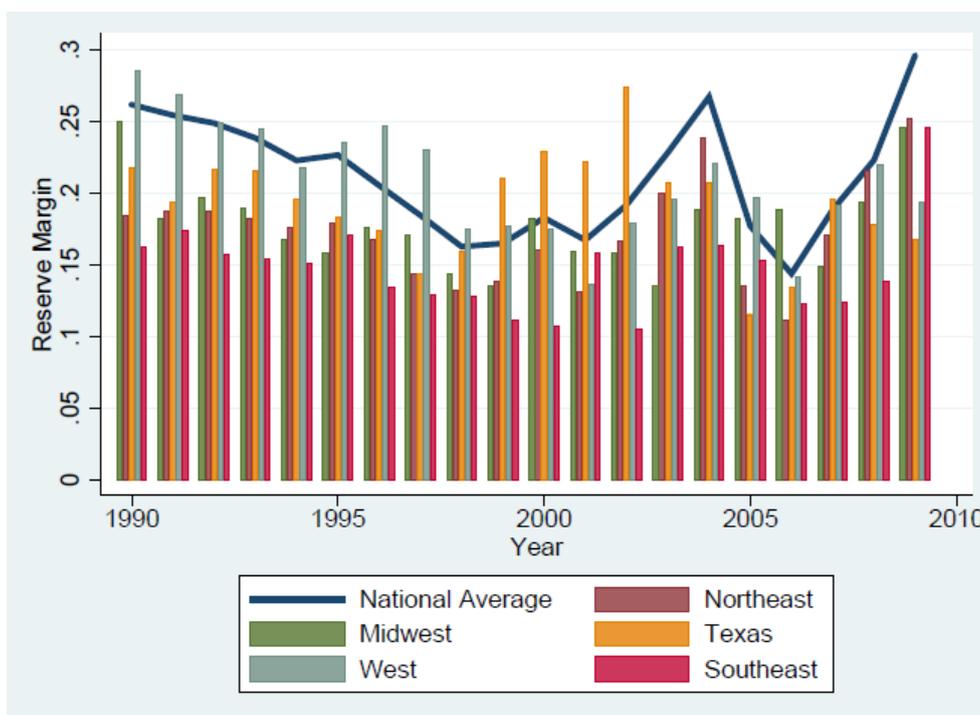
Embora discussões sobre eficiência predominem nos processos de reestruturação, Borenstein & Bushnell (2015) enfatizam a disputa por apropriação de renda diferencial e por exclusão do compartilhamento de custos afundados como determinantes do posicionamento político dos agentes. Enquanto que os custos médios formam a base das tarifas sob o regime de regulação, os custos marginais de geração das centrais mais custosas em operação determinam os preços nos mercados competitivos. Nos períodos em que estes custos divergem, o apoio oscila ao regime (regulação ou mercado) com menor custo. Assim, a variação entre custos médios e marginais explicaria o comportamento dos agentes e as preferências por maior ou menor liberalização.

As rendas diferenciais emergem das diferentes estruturas de custo dos diversos produtores de um mesmo bem. A disputa está na apropriação do diferencial entre o preço de mercado e os diferentes custos marginais presentes na indústria. Em mercados exclusivos de energia, as rendas diferenciais se estabelecem pelas diferenças entre os diversos custos marginais das centrais e o preço de mercado determinado pela oferta marginal da central com maior custo de operação. Estes diferenciais se destinam a cobrir os custos fixos das centrais (STOFT, 2002). Por este motivo, o limite de preços compromete a remuneração das centrais voltadas para *backup*, com baixo fator de capacidade, pois torna a receita obtida no mercado insuficiente para cobrir o custo fixo.

Analisando as reestruturações ocorridas nos Estados Unidos sob a perspectiva de duas décadas, Borenstein & Bushnell (2015) identificam que margens de reserva elevadas nos anos 1990 resultavam em sobrecapacidade instalada subutilizada (Figura 2), pressionando custos afundados a serem compartilhados. A pressão sob os custos médios se contrastava com a disponibilidade de geração a custos marginais menos elevados representada pela atratividade das novas centrais a gás, envolvendo menores custos esperados de capital e operação (combustível). Nos sistemas termelétricos, os custos marginais das centrais a gás tendem a determinar o preço *spot* em grande parte do tempo, pois deslocam despachos mais custosos e definem a oferta marginal, tornando a liberalização ainda mais atrativa. A discrepância acentuada entre custos médios elevados e custos marginais reduzidos constituiu, na visão de Borenstein & Bushnell (2015, p. 7), “a fonte fundamental de pressão por reestruturação”. O apoio dos grandes consumidores à liberdade contratual não buscava redução global de custos e

ganhos de competitividade, mas vislumbrava a oportunidade de acessar diretamente os mercados atacadistas, eximindo-se da responsabilidade de custos afundados (*sunk cost*) de ativos considerados irrecuperáveis (*stranded assets*), o que já havia sido alertado por Boresntein & Bushnell (2000) anteriormente.

Figura 2 – Evolução das margens de reserva de geração nos EUA



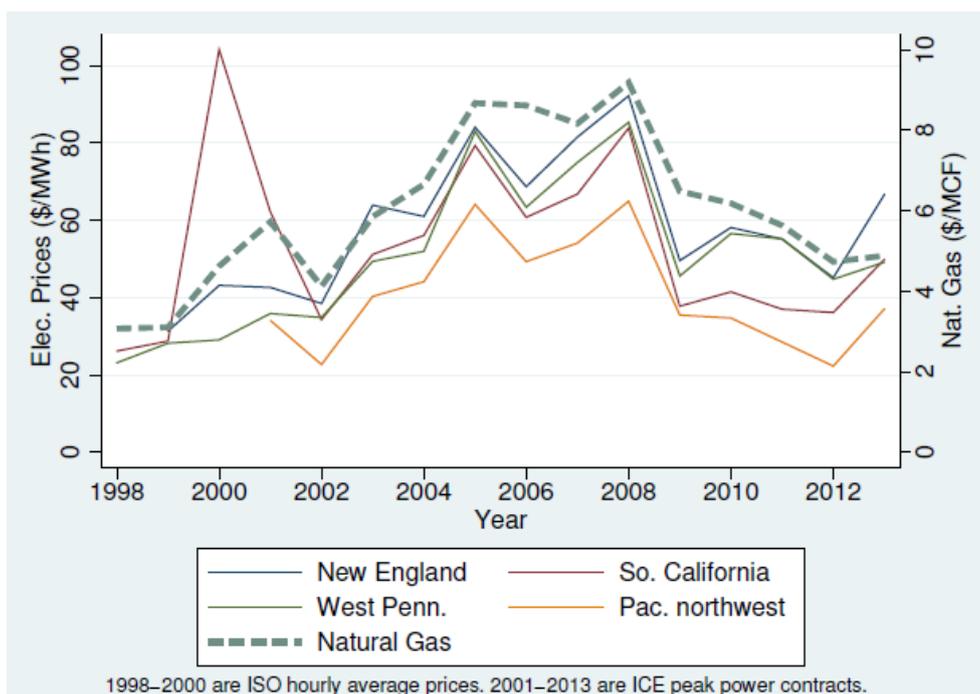
Fonte: Boresntein & Bushnell (2015).

A reestruturação aumentou drasticamente a exposição das tarifas de eletricidade ao preço do gás natural, o que seria suavizado em termos médios sob o custo do serviço. A Figura 3 ilustra esta correlação, com exceção da crise na Califórnia e da região do Pacífico noroeste que registra maior disponibilidade hídrica. A elevação do preço do gás após as reestruturações “recuperou” o valor dos ativos considerados anteriormente irrecuperáveis. No entanto, os consumidores cativos pagaram a conta dobrada, pois já haviam compensado as *utilities* na transição dos modelos através do congelamento provisório das tarifas.

A partir de fins dos anos 2000, a redução do preço do gás natural e a penetração das novas renováveis deprimem os custos marginais de curto prazo nos mercados de energia. Enquanto que as políticas de incentivo às renováveis tentam garantir a sua penetração nos sistemas, os mecanismos de remuneração de capacidade buscam compensar a falta de remuneração nos mercados para as fontes convencionais. O resultado é uma pressão crescente sob os custos da energia na rede, tornando os recursos

distribuídos cada vez mais atrativos. Borenstein & Bushnell (2015) alertam que a visão da rede como um ativo irrecuperável – que geralmente fundamenta a “retórica das *utilities* do futuro” – é análoga à dinâmica por trás das reestruturações dos anos 1990. A fuga de custos afundados e a captura de custos marginais mais vantajosos do ponto de vista individual desconsideram custos incrementais globais, podendo levar a resultados sociais indesejáveis.

Figura 3 – Exposição do preço da eletricidade ao gás natural



Fonte: Borenstein & Bushnell (2015)

Green & Staffell (2017) mostram que a autossuficiência completa de consumidores-produtores-armazenadores (*prosumages*) resultaria em custos muito elevados, mesmo com expectativa de preços declinantes para armazenagem. Por outro lado, os ganhos com arbitragem de pequenos *prosumages* na rede ainda esbarram em custos de transação expressivos e baixas margens para que agregadores prestem serviços atrativos e estimulem a aquisição de armazenagem distribuída. Ao concluírem que a estocagem distribuída atrás dos medidores deve contribuir muito menos do que se espera nos futuros sistemas, Green & Staffell (2017) reforçam a importância da rede. Longe de serem irrecuperáveis, estes ativos permanecerão estratégicos, tornando o risco de fuga mais um espantinho nas disputas por rendas diferenciais do que um fantasma para as *utilities* no futuro.

5. Desdobramentos para o Brasil: Reestruturação, ampliação do Mercado Livre e separação de Lastro e Energia

A proposta de aprimoramento do setor elétrico brasileiro visa expandir o ambiente de contratação livre, como atestam as principais medidas apresentadas: redução gradual do limite de acesso ao mercado livre; centralização dos contratos do mercado regulado, para equalizar as perdas das distribuidoras com a redução de seus mercados cativos; adoção de tarifa binômica em lugar da cobrança volumétrica pelo serviço de distribuição, mitigando perdas com a penetração de recursos distribuídos; redução da obrigatoriedade de contratação completa e prévia da demanda esperada; separação da comercialização de lastro e de energia, permitindo maior liberdade contratual aos agentes; e descotização das usinas da Eletrobras condicionada à privatização.

As propostas têm alcance de curto, médio e longo prazo, algumas com contornos bem definidos, outras abertas para posterior definição infralegal. De modo geral, as medidas afetam a comercialização de energia e, portanto, a remuneração dos recursos e a renda dos agentes.

Atualmente, existem dois ambientes distintos de comercialização, um “regulado” (ACR) e outro “livre” (ACL). As distribuidoras contratam no ACR, declarando antecipadamente a demanda futura, e os consumidores livres contratam no ACL, com liberdade para pactuar preços, prazos e volumes. Além de todo o consumo estar lastreado por contratos, todo contrato deve ser respaldado por garantia física². No entanto, embora todos estejam contratados e todos os contratos sejam “garantidos”, ainda se contrata energia de “reserva”, repartindo os custos por todos os consumidores.

Os leilões centralizados de longo prazo para contratação de energia no ambiente regulado constituíram um poderoso instrumento de remuneração, expandindo a oferta face à demanda crescente. O mercado livre cresceu a reboque com as sobras do mercado regulado, concentrando pouco mais de 25% do consumo. Como os prazos dos contratos tendem a ser curtos – enquanto que 50% do volume é transacionado em contratos de até quatro anos, apenas 20% é para prazo superior a oito anos (CCEE, 2017) – a expansão de nova capacidade não é ancorada nos consumidores livres. Nos contratos mais curtos, os preços se aproximam mais do PLD (preço de liquidação de diferenças), ou seja, o

² A garantia física procura quantificar a contribuição da potência instalada à quantidade máxima de energia que o sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento, constituindo-se em um certificado de energia comercializável.

mercado livre tende a se aproveitar da ocorrência de custos marginais mais baixos, típicos da abundância hídrica do sistema brasileiro. Já sob os consumidores cativos recai a responsabilidade da expansão, ancorada nos contratos de longo prazo das distribuidoras.

Sob estas condições, dificilmente o mercado livre se amplia sem comprometer a remuneração dos ativos em operação ou o retorno dos investimentos de novas centrais. As motivações políticas pela sua ampliação respondem, naturalmente, a disputas por captura da renda hidráulica. O perigo, no entanto, está em permitir que os custos afundados da expansão permaneçam restritos ao mercado regulado.

A solução aventada é a “separação de lastro e energia”. A ideia suscitou inúmeras dúvidas ao longo da Consulta Pública. Pelas respostas concedidas pelo MME às “perguntas frequentes”, o lastro está relacionado justamente às habilidades (*capabilities*) dos recursos de “entregar produto ou serviço”, isto é, “uma medida de confiabilidade”.

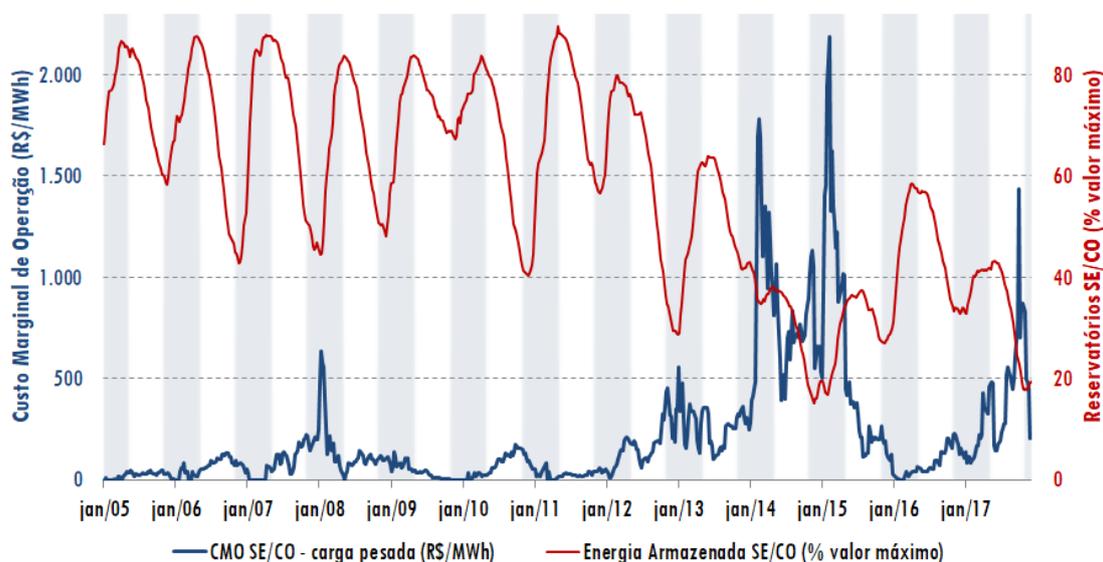
Como discutido anteriormente, a ideia é remunerar não uma capacidade genérica, mas uma habilidade específica. No atual modelo, toda energia é lastreada por garantia física. Assim, limita-se a comercialização de energia ao montante de lastro existente. É uma espécie de “padrão ouro”, fazendo uma analogia monetária, em que as transações são determinadas por um estoque “físico”. Mas aqui, o estoque (lastro) é determinado pelo próprio emissor do certificado. Cabe-se frisar, no entanto, a distinção entre a liquidez financeira e a física. Como o ONS, operador do sistema, otimiza e determina o despacho das centrais, a comercialização só tem impactos financeiros.

Embora o lastro atual seja restrito à contribuição de energia, outros “lastros” podem ser estabelecidos, a depender do produto (*reliability product*) estipulado – por exemplo, habilidade de atender a ponta ou prover flexibilidade. Assim, as centrais seriam remuneradas em parte pelo lastro, em leilões centralizados, e em parte pela comercialização de energia.

O setor elétrico brasileiro caminha na direção de menor participação hídrica, maior complementação térmica e crescente penetração das novas renováveis (eólica e solar). Por um lado, o potencial hídrico remanescente será aproveitado por usinas a fio d’água, sem expandir a reserva hídrica, reduzindo a importância relativa dos reservatórios em relação à carga. Por outro lado, a penetração das renováveis agrega ainda mais variabilidade e imprevisibilidade à oferta de energia. Com a perda gradativa de regularização dos reservatórios, o deplecionamento anual da reserva tende a ser cada vez mais intenso (Figura 4), comprometendo a garantia de suprimento, tanto pela

magnitude do aporte hídrico quanto pela disponibilidade de provisão de flexibilidade. O caso do Nordeste é emblemático, pois com os reservatórios deplecionados (5% do volume total), já se utilizam térmicas custosas para recompor a variação da geração eólica.

Figura 4 – Custo Marginal de Operação e Energia Armazenada no SE/CO



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS

O sistema brasileiro foi estruturado para mitigar a variabilidade das afluições tropicais, demandando complementação térmica flexível para não comprometer a otimização intertemporal do sistema. Agora, a penetração da eólica (e futuramente da solar) impõe nova dimensão de variabilidade, demandando flexibilidade intra-diária para acomodar a variação da sua disponibilidade no sistema. A geração hidrelétrica é a mais indicada para prover essa flexibilidade, pela rápida capacidade de resposta e baixo custo de geração.

A oferta hidrelétrica associada aos reservatórios e suas interconexões já provê ao sistema uma disponibilidade latente de flexibilidade. Por este motivo, a penetração das renováveis no Brasil foi induzida dentro do mecanismo de “remuneração de capacidade”, pois no sistema brasileiro de restrição de energia (*energy-constrained*) a geração não-hídrica é, *em tese*, acomodada nos reservatórios e sua variabilidade e imprevisibilidade não implicariam em custos de integração significativos. A partir desta premissa, que negligencia custos de integração crescentes em decorrência das transformações estruturais do sistema, pode-se argumentar que a provisão de flexibilidade e sua remuneração (explícita ou implícita) não são uma questão relevante para o caso brasileiro.

Argumenta-se, entretanto, o oposto. Por um lado, mesmo que o sistema já conte com grau significativo de flexibilidade, a sua não-remuneração impede que outros recursos se desenvolvam. Por outro lado, no Brasil, a precificação da energia ainda refere-se ao estoque (energia armazenada nos reservatórios) e não ao fluxo (geração de energia e provisão de flexibilidade), a despeito do valor para o sistema. Conseqüentemente, a disponibilidade potencial de flexibilidade hídrica é desperdiçada justamente pela ausência de remuneração (explícita ou implícita).

A precificação semanal de energia por patamar de carga no Brasil é incapaz de reconhecer o valor sistêmico da provisão de flexibilidade. Como não há sinalização adequada dessa escassez (intra-semanal), as hidrelétricas são sub-remuneradas e sobre-utilizadas e outros recursos de flexibilidade (como resposta da demanda) não são desenvolvidos. A proposta de aprimoramento, no entanto, prevê a precificação mais granular no tempo e no espaço, com adoção de preços horários, tornando o custo de oportunidade da água retida nos reservatórios (estoque) mais aderente aos novos valores sistêmicos e sinais de escassez (fluxo).

Entretanto, como discutido na segunda seção, o desenho dos mecanismos de remuneração interfere na provisão de flexibilidade e no desenvolvimento dos recursos, especialmente os recursos distribuídos (como resposta da demanda). A depender da definição dos lastros (*reliability product*) e do desenho dos elementos dos mecanismos de remuneração (como *performance incentive*), a maior remuneração da flexibilidade por esse canal pode resultar em menor remuneração em outros canais, resultando, por exemplo, em menor variação dos preços nos mercados.

Assim, se apenas alguns recursos forem contemplados em “lastros” específicos, uma menor gama de recursos poderá ser desenvolvida e explorada. Recursos energéticos distribuídos, especialmente a resposta da demanda, são os mais suscetíveis a serem negligenciados e, portanto, sub-remunerados na nova equação de garantia (longo prazo) e a confiabilidade (curto prazo) do suprimento.

6. Conclusão

A separação de lastro e energia solta as amarras do ambiente livre, mas não desata necessariamente o nó da adequabilidade do suprimento. Por um lado, a reestruturação pode comprometer a eficácia dos leilões em mitigar a elevada incerteza dos fluxos

futuros. Neste sentido, a definição do lastro (ou lastros) permaneceria como parâmetro crucial do sistema e a sua contratação de longo prazo como pilar da expansão.

Por outro lado, a definição de lastros relacionados às habilidades específicas dos recursos permitiria a remuneração de atributos que ainda não são expressamente valorados – como a provisão de flexibilidade, tanto pelo lado da oferta (principalmente pela geração hidráulica) quanto pelo lado da demanda. Assim, a precificação da energia no sistema brasileiro se tornaria mais aderente à nova variabilidade de curto prazo introduzida pelas renováveis variáveis, sinalizando com mais precisão o custo de oportunidade de todos os recursos disponíveis.

Tendo em vista a inadimplência e a judicialização recorrentes no mercado de curto prazo, as repactuações do risco hidrológico e a contratação significativa de energia de reserva quando todos já estão contratados, é consensual a necessidade de reestruturar a comercialização da energia no setor brasileiro. No entanto, as discussões sobre o aprimoramento setorial não deveriam se circunscrever de antemão à ampliação do mercado livre, sob pena de negligenciar outros aspectos relevantes, em meio a disputas por renda e fuga de custos afundados, comprometendo a adequabilidade do sistema.

O quebra-cabeça atual revela-se muito mais intrincado do que na época da cruzada por competição e mercados que marcou os anos 1990. Os novos desafios posicionam a indústria em uma encruzilhada sem caminhos claros ou soluções únicas e evidentes.

Referências:

- BATLLE, C.; MASTROPIETRO, P.; RODILLA, P.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2014). The System Adequacy Problem: Lessons Learned from the American Continent. Working Paper IIT-14-052A.
- BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. (2000). Electricity Restructuring: deregulation or reregulation? *Regulation*. 23(2):46-52.
- BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. (2015). The U.S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring. NBER Working Paper No. 21113
- CCEE (2017). InfoMercado – Julho/2017.
- GREEN, R.; STAFFELL, I. (2017). “Prosumage” and the British Electricity Market. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 6, No. 1.

- HENRIOT, A.; GLACHANT, J. (2014). Capacity remuneration mechanisms in the European market: now but how? RSCAS 2014/84.
- IEA (2016). Re-powering Market. Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. International Energy Agency.
- JOSKOW, P. (2008). Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. *Utilities Policy*, 16(3): 159-70.
- JOSKOW, P. (2013). Editorial – Symposium on Capacity Markets. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 2, No. 2.
- LOSEKANN, L. (2017). Os novos rumos do setor elétrico brasileiro. *Boletim Infopetro*.
- MASTROPIETRO, P. (2016). Regulatory Design of Capacity Remuneration Mechanisms. Tese de Doutorado. Universidad Pontificia Comillas.
- MASTROPIETRO, P.; BATLLE, C.; BARROSO, L.; RODILLA, P. (2014). Electricity auctions in South America: Towards convergence of system adequacy and RES-E support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40: 375-385.
- MASTROPIETRO, P.; RODILLA, P.; BATLLE, C. (2017). Performance incentives in capacity mechanisms: Conceptual considerations and empirical evidence. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 6, No. 1.
- NEWBERY, D. (2016). Missing Money and Missing Markets: reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, 94:401-410.
- PÉREZ-ARRIAGA, I. J. et al. (2016). Utility of the Future – An MIT Energy Initiative response to an industry in transition.
- ROMEIRO, D.; FERRAZ, C. (2016). O Protagonismo das Novas Energias Renováveis e o Desafio de Remunerar a Maior Flexibilidade Exigida aos Sistemas Elétricos. *Revista Brasileira de Energia*, v. 22, p. 66-81.
- SPEES, K.; NEWELL, S.; PFEIFENBERGERA, J. (2013). Capacity Markets — Lessons Learned from the First Decade. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 2, No. 2.
- STOFT, S. (2002). *Power System Economics*. IEEE /Wiley.

Considerações Finais

Os sistemas e setores elétricos encontram-se ambos em profunda transformação. Estruturados historicamente em torno de cadeia verticalmente integrada – com transmissão e distribuição interligando a geração centralizada ao consumidor final –, os sistemas assistem à inserção massiva de energias renováveis variáveis (ERV) e à difusão de recursos energéticos distribuídos.

Dois grandes *drivers* orientam as transformações atualmente em curso, com desdobramentos sobrepostos e persistentes: a onda dos mercados e a maré verde. A difusão de mercados de energia e a inserção de ERV convergem para um novo paradigma na indústria, forçando a transição de custos para valor. A penetração massiva de ERV altera a lógica de operação e expansão de diferentes sistemas elétricos, pois a variabilidade intrínseca da sua disponibilidade torna o momento, a forma e a localização da geração cruciais para a determinação do valor marginal da energia gerada.

A variabilidade das ERV aumenta as restrições das condições de contorno tanto para o equilíbrio estático (instantâneo) entre oferta e demanda de eletricidade, quanto para o equilíbrio dinâmico relativo à adequabilidade dos recursos (*adequacy resources*), para um dado grau de confiabilidade requerido ou estabelecido (*reliability*). A variabilidade exige resposta instantânea do sistema residual, responsável por atender a demanda não suprida pelas ERV, para acomodar flutuações recorrentes e de difícil antecipação.

A inserção massiva das ERV reforça as heterogeneidades do produto eletricidade em suas três dimensões (tempo, espaço e intervalo de entrega). A variabilidade temporal implica em custos de adequação dos sistemas elétricos (*adequacy costs*); a restrição locacional demanda maior investimento na rede de transmissão e distribuição (*grid costs*); e a imprevisibilidade da geração no momento da entrega efetiva do montante contratado resulta em custos de balanceamento instantâneo entre oferta e demanda (*balancing costs*).

Neste contexto, a flexibilidade de todo o sistema residual, não apenas limitada às fontes de geração, passa a ser instrumento crucial para a confiabilidade do suprimento – incluindo recursos de estocagem (usinas hidrelétricas reversíveis, reservatórios hídricos e baterias), interconexão com outras regiões e mercados e maior resposta da demanda.

A padronização, modularização e redução da escala eficiente das ERV, sobretudo solar fotovoltaica e eólica, incentiva a descentralização em uma indústria estruturada em cadeia verticalmente integrada. A digitalização da rede, com utilização de medição

inteligente, permite a comunicação instantânea entre dispositivos, agentes e aplicações, potencializando ganhos da descentralização. A escalabilidade das tecnologias em micro-redes descentralizadas pode democratizar o acesso à energia elétrica e expandir o padrão de consumo para domicílios que estejam no limiar da pobreza energética. Assim, digitalização, descentralização e democratização podem traçar a trajetória de descarbonização das economias, com incentivo à eletrificação de outros usos, compondo os quatro D's da transição elétrica.

A tese investiga os impactos econômicos da variabilidade aportada pelas ERV, estruturando um arcabouço analítico capaz de compreender os desafios de adaptação dos sistemas e de integração das fontes em contexto de elevada penetração. A hipótese central da tese sustenta que a variabilidade intrínseca das ERV e a descentralização inerente às novas tecnologias transformam radicalmente a estrutura centralizada dos diferentes sistemas e setores elétricos, demandando alterações físicas, estruturais e regulatórias. Neste sentido, a tese investiga como os custos de integração presentes (estáticos) restringem as possibilidades de desenvolvimento das ERV e como a adequação dos sistemas delimita a evolução futura de custos de integração (dinâmicos).

A tese é composta por três artigos principais e três artigos acessórios. O primeiro artigo delimita o referencial teórico sobre a abordagem sistêmica e enquadra o caso brasileiro como experiência precursora sob a perspectiva sistêmica. O segundo artigo é uma aplicação específica da literatura sistêmica para o caso brasileiro, investigando o *value factor* da geração eólica no Brasil no contexto de mudanças regulatórias em discussão. O terceiro artigo aborda as discussões recentes que buscam revisitar o arcabouço regulatório brasileiro de expansão e contratação das fontes de geração, incorporando a valoração de atributos específicos.

O quarto e quinto artigos complementam os três primeiros. O quarto artigo expande questões teóricas específicas, discutindo em maior detalhe os desafios de integração das ERV e de remuneração da flexibilidade no atual contexto. O quinto artigo exemplifica as possibilidades de adaptação de sistemas específicos e distintos em transformação na América Latina (Brasil, Chile e República Dominicana) que favoreçam trajetórias eficientes de inserção das energias renováveis variáveis.

O sexto e último artigo volta-se para os desafios da descentralização característica das novas tecnologias, abordando as implicações e oportunidades para os sistemas e setores elétricos historicamente estruturados centralizadamente. Mais especificamente, o

artigo apresenta e discute as potencialidades da tecnologia da *blockchain* para coordenar novos arranjos descentralizados, favorecendo a inserção de novos recursos distribuídos.

A análise empreendida corrobora a hipótese que o valor econômico marginal é distinto para diferentes atributos e propriedades das fontes e que se altera ao longo do tempo em função da penetração dos recursos e das transformações dos sistemas e setores. Os resultados discutidos nos dois primeiros artigos revelam que as métricas comparativas usuais (como custos nivelados, paridade tarifária e densidade energética) para inferir competitividade e atratividade das fontes não podem ser empregadas no atual contexto, demandando a consolidação de novo arcabouço sistêmico capaz internalizar custos e benefícios das tecnologias em horizonte de constante evolução.

Assim, as análises de bem-estar, competitividade das fontes e custo-benefício devem levar em conta as heterogeneidades da eletricidade, considerando seus impactos no mix de tecnologias, no desenho de mercado e remuneração dos ativos e na configuração do sistema, contemplando sua evolução e capacidade de adaptação.

O ambiente de seleção deve preconizar a competição isonômica de atores e recursos, existentes e potenciais, de modo a propiciar trajetórias eficientes de evolução. A remuneração dos recursos deve refletir os valores marginais efetivos e suas distintas projeções, internalizando mudanças constantes e variações entre as distintas dimensões de heterogeneidades da eletricidade. Para que novas tecnologias possam emergir e competir com recursos já existentes, os fluxos esperados de retorno devem ser resultantes das múltiplas expectativas dos agentes, conciliando diferentes perspectivas de custos de oportunidade. Os novos arranjos e desenhos de remuneração e mercados devem (i) ser neutros em termos tecnológicos, (ii) induzir a internalização de externalidades, (iii) refletir o grau de heterogeneidade presente nos sistemas, (iv) assimilar a tendência de descentralização das novas tecnologias, (v) definir alocações eficientes de risco e (vi) estruturar governança capaz de adaptação constante do arcabouço às mudanças permanentes dos sistemas e setores.

O estudo de caso brasileiro, empreendido ao longo dos artigos, evidencia que a valoração da energia em intervalos temporais cada vez mais curtos torna-se essencial para (i) sinalizar adequadamente o valor da energia, incluindo a resposta da demanda na equação de suprimento; (ii) remunerar os recursos de flexibilidade existentes no sistema (principalmente hidrelétricas e seus reservatórios), valorizando ativos instalados e evitando expansão desprovida de racionalidade econômica; e (iii) sinalizar a expansão de recursos com perfis de geração que gerem mais valor ao sistema, superando a visão

restrita de custos ou densidade energética. Assim, os ativos existentes passam a ser remunerados pelos serviços efetivamente prestados (principalmente provisão de flexibilidade), e os ativos futuros (inclusive as ERV) são incorporados sob a perspectiva de fluxos de caixa aderentes à geração efetiva de valor ao sistema.

As transformações em curso impactam diferentes sistemas e desafiam a estrutura de setores elétricos distintos. A tendência de aumento da heterogeneidade é perceptível até mesmo para configurações sistêmicas aderentes à maior variabilidade, como o caso brasileiro. Custos de integração estáticos podem refletir benefícios em perspectiva sistêmica retrospectiva (*backward-looking*), porém as trajetórias de expansão e transformação dos sistemas demandam perspectiva prospectiva (*forward-looking*) que contemple custos de integração dinâmicos. Os recursos presentes no sistema brasileiro favorecem a integração de ERV, porém o sistema e o setor devem se adaptar às mudanças em curso, reestruturando mecanismos de remuneração e alocações de riscos entre os agentes e traçando estratégias que potencializem os recursos existentes e as sinergias sistêmicas presentes.

A convergência de agenda de desafios a serem enfrentados não se traduz em soluções únicas do tipo *one-size-fits-all*. As especificidades dos sistemas e setores e as distintas realidades e potencialidades locais devem ser contempladas nas estratégias de adaptação, sinalizando trajetórias eficientes de expansão.

ANEXOS

Artigo IV

O Protagonismo das Novas Energias Renováveis e o Desafio de Remunerar a Maior Flexibilidade Exigida aos Sistemas Elétricos*

Diogo Lisbona Romeiro

Clarice Ferraz

* Artigo publicado na Revista Brasileira de Energia, vol. 22., Nº 2, 2016.

**O PROTAGONISMO DAS NOVAS ENERGIAS RENOVÁVEIS E
O DESAFIO DE REMUNERAR A MAIOR FLEXIBILIDADE
EXIGIDA AOS SISTEMAS ELÉTRICOS**

Diogo Lisbona Romeiro
Clarice Ferraz

IE/UFRJ

RESUMO

A maior participação das Novas Energias Renováveis (NER) na geração requer maior flexibilidade do parque gerador residual. Capacidade instalada garantida por mecanismos específicos de remuneração não agregam necessariamente segurança aos novos sistemas. A flexibilidade demanda mais qualidade do que quantidade de recursos – um *missing money problem* de caráter qualitativo. No sistema brasileiro, o bloco hidráulico já provê muita flexibilidade ao sistema. A remuneração mais adequada dessa flexibilidade provida pelas hidrelétricas pode elevar a segurança do sistema e permitir maior penetração das NER no longo prazo.

Palavras-chave: Novas Energias Renováveis, Flexibilidade, Missing Money Problem, Remuneração de flexibilidade.

ABSTRACT

The increasing share of Renewable Energy Sources (RES) in the power generation mix requires greater flexibility of the residual generation park. The utilization of capacity remuneration mechanisms does not necessarily increase the security of supply in the new systems. The flexibility demands more quality than quantity of resources - a "missing money qualitative problem". In the Brazilian system, the hydraulic power block already provides a huge degree of flexibility to the system. A more adequate remuneration for this flexibility provided by hydroelectric plants can increase system security and allow greater penetration of RES for the long run.

Keywords: Renewable Energy Sources, Flexibility, Missing Money Problem, Remuneration of system flexibility.

1. INTRODUÇÃO

A participação cada vez mais significativa das novas energias renováveis (NER) nas matrizes elétricas de diferentes países aporta, aos seus distintos sistemas, o desafio comum de como acomodar a elevada intermitência inerente a essas tecnologias.

A geração intermitente das NER agrega aos sistemas elevados níveis de variabilidade e imprevisibilidade da oferta, comprometendo a confiabilidade e a garantia de suprimento. Entretanto, a literatura indica que as barreiras econômicas à maior expansão das NER são mais significativas e desafiadoras do que as dificuldades enfrentadas diariamente pelos operadores dos sistemas. Afinal, a incerteza esteve desde sempre presente no ajuste instantâneo entre oferta e demanda de eletricidade.

Novos custos de adaptação do sistema emergem com a maior geração das NER. Para fazer frente a maior intermitência, o parque (residual) deve ser mais flexível, tornando-se capaz de garantir o suprimento em oscilações bruscas da oferta. Capacidade instalada garantida por mecanismos específicos de remuneração não agregam necessariamente muita segurança aos novos sistemas. A intermitência demanda mais qualidade do que quantidade de recursos. Neste sentido, a adequação do portfólio de geração depende, cada vez mais, dos atributos dos recursos disponíveis. Sob esta nova perspectiva, a remuneração de atributos, capazes de conferir mais flexibilidade aos sistemas, desponta como questão central a ser equacionada. A simples presença de elementos não garante, nessa equação, a oferta efetiva de flexibilidade.

Para discutir a maior flexibilidade exigida aos sistemas elétricos pelo protagonismo das NER, o presente artigo divide-se em cinco seções, incluindo esta introdução. A seção seguinte dedica-se a discussão detalhada dos impactos da penetração expressiva das NER. A terceira seção volta-se para os desafios de prover maior flexibilidade aos sistemas. A quarta seção aponta algumas considerações sobre o sistema brasileiro, tendo em vista as discussões anteriores. A quinta e última seção tece algumas considerações finais.

2. O PROTAGONISMO DAS NOVAS ENERGIAS RENOVÁVEIS (NER)

As novas energias renováveis (NER), como eólica e solar, têm especificidades que agregam inúmeros desafios à operação e à expansão dos sistemas elétricos. A geração das NER é caracterizada por alta variabilidade, baixa previsibilidade, custo marginal de operação praticamente nulo e reduzido fator de capacidade (geram, na média, abaixo de 50% da potência instalada), além de seu aproveitamento estar sujeito à restrições geográficas. Com escala de produção reduzi-

da, a modularização das NER incentiva a geração distribuída, abrindo espaço para que decisões descentralizadas, em um setor marcado por arranjos centralizados, influenciem o grau e o ritmo de penetração dessas fontes.

Embora variabilidade e imprevisibilidade estivessem desde sempre presentes nos sistemas elétricos – por variações da demanda, indisponibilidade inesperada dos geradores ou interrupções imprevisíveis no transporte – o desenvolvimento em larga escala das NER introduz dimensão inédita desses atributos à oferta de energia. Conseqüentemente, incorre-se em novos e elevados custos para manter os níveis pré-estabelecidos de qualidade (tensão e frequência) e confiabilidade do suprimento (CRASSOU e ROQUES, 2015). O elevado grau de intermitência das NER pode comprometer não apenas o equilíbrio estático entre oferta e demanda, dada a inviabilidade de estocar eletricidade em escala comercial e a não despachabilidade das NER, como o equilíbrio dinâmico do sistema, demandando adaptações ao parque gerador.

Como discute Bicalho (2015a, 2015b), a imprevisibilidade inerente aos sistemas elétricos, foi historicamente manejada por flexibilidade e coordenação, de modo a prover energia onde, quando e quanto desejado pelo consumidor. Esta flexibilidade, ou liquidez no termo de Bicalho, definiu a noção de acesso irrestrito e ilimitado como o padrão vigente de consumo. No entanto, o novo protagonismo das NER intermitentes compromete “as possibilidades de injetar liquidez no sistema nos moldes tradicionais”. Neste contexto, “o problema não se resume ao custo da geração em si, mas o custo da manutenção da liquidez do sistema como um todo”.

A partir do momento em que a geração das NER passa a atender uma proporção expressiva da carga, as demais fontes que compõem o parque gerador são frequentemente deslocadas, enfrentando elevada variabilidade em seus despachos. Neste novo contexto, a intermitência das NER impõe alto grau de flexibilidade ao parque residual, responsável por atender a demanda (residual) não suprida pelas NER.

Historicamente, a capacidade instalada dos sistemas elétricos foi dimensionada para atender o pico da demanda com uma margem de reserva de segurança, sobrepondo plantas despacháveis voltadas para atender a base da carga (*baseload*), variações previstas (*mid-merit*) e picos esporádicos (*peaking plants*). Com o protagonismo das NER, uma parte significativa da capacidade instalada – mais capital-intensiva e com menor custo de operação – torna-se incontrolável e recorrentemente indisponível. Gottstein e Skillings (2012) identificam nessa mudança um novo paradigma para a confiabilidade do sistema, no qual a capacidade de resposta da geração residual à brusca variação da disponibilidade das fontes intermitentes é tão importante para a

confiabilidade do sistema, no qual a capacidade de resposta da geração residual à brusca variação da disponibilidade das fontes intermitentes é tão importante para a garantia de suprimento quanto à capacidade instalada necessária para atender os picos de demanda. Conseqüentemente, a questão primordial da adequação dos portfólios de geração à curva de carga passa a ser qualitativa. O dimensionamento ótimo do parque gerador depende, cada vez mais, das características do sistema elétrico e, em especial, dos atributos das capacidades instaladas.

O protagonismo das NER demanda, portanto, uma revisão do conceito de adequação do portfólio de geração (*resource adequacy*). A confiabilidade do sistema não pode ser mensurada considerando a capacidade instalada como um bem homogêneo (*commodity*). Como já recomenda o Council of European Energy Regulators (CEER, 2014), entidade voltada para cooperação regulatória entre países membros da União Europeia, deve-se explicitar o grau de flexibilidade requerido para acomodar uma elevada penetração das NER, desagregando o nível de capacidade necessário pelos recursos e seus atributos.

Para que a integração das NER nos sistemas elétricos seja bem-sucedida, Glachant e Henriot (2013) acreditam que as barreiras a serem superadas não são de natureza técnica, mas principalmente econômica. O desafio estaria em assegurar que incentivos corretos direcionem os agentes para o desenvolvimento das soluções mais adequadas. Como também observa Sovacool (2009), o problema não é a variabilidade *per se*, mas como administrá-la, prevê-la e mitigá-la, superando as resistências do “*business as usual*”.

Os impactos da maior participação intermitente das NER na geração de eletricidade são específicos às particularidades de cada sistema. Neste sentido, diferentes sistemas enfrentam desafios distintos e vislumbram oportunidades diversas, muitas vezes negligenciadas.

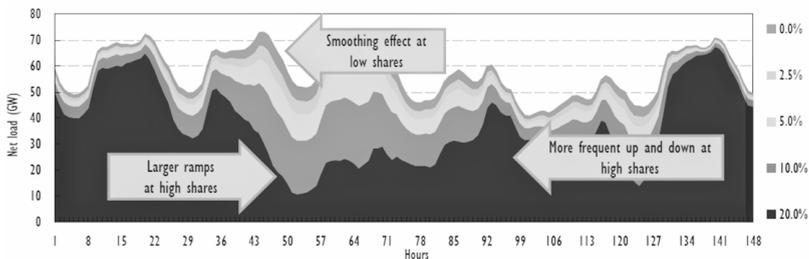


Figura 1 – “Efeito equilíbrio”: variação da demanda residual para diferentes níveis de geração das NER (curva de carga típica) IEA (2014)

Enquanto sistemas elétricos “estáveis”, com expectativa de baixo crescimento da demanda e reduzido investimento em descomissionamento de plantas em operação ou em infraestrutura de rede, tendem a enfrentar elevados custos de adaptação à penetração incentivada das NER; sistemas “dinâmicos”, com perspectiva de novos e elevados investimentos, têm a oportunidade de direcionar a expansão em consonância com a maior flexibilidade exigida pelas NER (IEA, 2014).

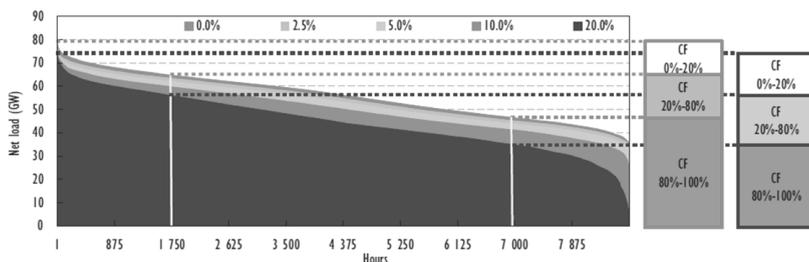


Figura 2 – “Efeito utilização”: adequação do parque gerador residual para diferentes níveis de geração das NER (curva de duração de carga típica) IEA (2014)

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2014) distingue dois efeitos distintos da introdução das NER nos sistemas elétricos: o “efeito equilíbrio”, que captura a maior variação da demanda residual, em quantidade e tempo de resposta; e o “efeito utilização”, que captura o impacto da geração das NER no fator de capacidade do parque gerador residual. O efeito equilíbrio requer maior flexibilidade do parque gerador residual, em termos de retirar ou recolocar a sua disponibilidade em curto espaço de tempo, como se observa para os diferentes níveis de penetração das NER na curva de carga da Figura 1. Já o efeito utilização diz respeito à adequação do parque gerador residual à nova flexibilidade requerida, dada a penetração das NER, como se observa na curva de duração da carga da Figura 2¹.

A capacidade de resposta a variações bruscas da carga varia de acordo com cada tecnologia específica, como se observa na Tabela 1. Nota-se que carvão e nuclear tem tempo de partida elevado, demoram a alcançar toda a disponibilidade e podem variar pouco a geração a cada minuto. Já as centrais a gás natural e hidroeletricidade tem rápido tempo de partida e resposta (*ramp rate*) e alcançam toda a disponibilidade em pouco tempo. Destaca-se, entretanto, que a hidroeletricidade é a fonte flexível por excelência, alcançando toda a disponibilidade em menos de dez minutos, e ainda apresenta o menor

1 Para ilustração de curva de carga e curva de duração de carga do sistema brasileiro, conferir Bajay et al. (2013).

fator de carga estável. Portanto, embora a disponibilidade hídrica permita alocar a geração hidráulica na base, as suas características operacionais são extremamente adequadas para provisão de flexibilidade, readequando a geração de acordo com a necessidade instantânea do sistema. Na ausência dessa disponibilidade hídrica, impor frequente variabilidade ao despacho de usinas de grande porte voltadas para a base da carga, como turbina a gás em ciclo combinado, resulta em efeitos econômicos negativos – como elevação dos custos de operação e manutenção, redução do ciclo de vida, distanciamento do ponto de operação de máxima eficiência e elevação significativa dos custos de reinício (MIT, 2011).

Tabela 1 – Flexibilidade Operativa das Principais Tecnologias do Parque Residual. IEA (2012)

	TGCC	TGCS	Carvão	Hidro	Nuclear
Tempo de Partida ^a	40 a 60 min	< 20 min	1 a 6 <u>hs</u>	1-10 min	13 a 24 <u>hs</u>
Taxa de Variação em Rampa (<i>ramp rate</i>) por minuto	5 a 10%	20 a 30%	1 a 5%	20-100%	1 a 5%
Tempo de 0 a 100%	1 a 2 <u>hs</u>	< 1 <u>hs</u>	2 a 6 <u>hs</u>	< 10 min	15 a 24 <u>hs</u>
Mínimo Fator de Carga Estável	25%	25%	30 a 40%	15 a 40%	30 a 50%

/a A partir do estado quente (geração interrompida entre 6 e 10 horas)

OBS: TGCC = turbina a gás de ciclo combinado; TGCS: turbina a gás de ciclo simples

Neste sentido, em sistemas estáveis, a penetração das NER em um curto período de tempo provoca “efeitos de utilização transitórios” elevados. Com a maior geração intermitente, o parque gerador residual passa a ser deslocado recorrentemente, impactando na operação e remuneração da capacidade anteriormente instalada, desenhada para operar com menor variabilidade e maior previsibilidade. Neste cenário, o fator de capacidade de plantas voltadas para base (*baseload*) e para variações frequentes (*mid-merit*) é reduzido, tornando o parque gerador residual inadequado para o novo sistema.

Os efeitos de utilização transitórios permanecem presentes até a readequação do parque gerador residual à nova realidade, com a redução das plantas inflexíveis voltadas para base da geração e o reequilíbrio das centrais aos respectivos fatores de capacidade mais adequados. Esta mudança estrutural no parque gerador residual indica o “efeito de utilização persistente”, que decorre inevitavelmente da nova configuração ótima da matriz elétrica (Figura 2).

Ao contrário dos sistemas elétricos estáveis, que estão sujeitos aos custos transitórios do efeito de utilização, os sistemas dinâmicos se defrontam com uma janela de oportunidade: se os investimentos

necessários forem direcionados no sentido de conferir a flexibilidade mais adequada ao protagonismo das NER (efeito de utilização persistente), os sistemas dinâmicos podem evitar os custos transitórios.

Desta forma, a introdução das NER, tal como de qualquer outra tecnologia, está sujeita a “custos de integração”, determinados pelas especificidades de cada sistema e, em geral, agrupados em custos relacionados: ao (re) equilíbrio estático do sistema (efeito equilíbrio); ao (re) equilíbrio dinâmico, isto é, à adequação do parque gerador (efeito utilização); e aos investimentos adicionais em expansão e reforços da rede.

A ampliação da rede, com maior interligação com outros sistemas elétricos, possibilita ganhos com economias de escala e escopo. Os ganhos com economia de escala decorrem do maior tamanho do mercado, que viabiliza a operação de centrais mais eficientes e o aproveitamento de recursos concentrados em locais distantes dos centros de carga. Os ganhos com economias de escopo decorrem da maior diversidade temporal dos padrões de consumo, que suavizam o pico da demanda do sistema, aproximando a carga máxima da carga média e, conseqüentemente, aumentando o fator de carga das centrais. Ambos os ganhos reduzem a capacidade instalada total necessária para atender o sistema, diminuindo a necessidade de novos investimentos. O intercâmbio entre sistemas com perfis de consumo complementares possibilita, ainda, redução da sobrecapacidade instalada, uma vez que a importação de energia se traduz em reserva adicional disponível.

Conclui-se, assim, que sistemas elétricos com mais elementos de flexibilidade podem acomodar mais facilmente o maior protagonismo das NER. As quatro principais fontes de recursos de flexibilidade disponíveis são: plantas de geração despacháveis; interconexão de regiões e mercados; mecanismos de resposta da demanda; e estoques. No entanto, mais do que garantir a presença de elementos de flexibilidade, deve-se estabelecer remuneração apropriada para as diversas fontes de flexibilidade.

3. O DESAFIO DE PROVER A MAIOR FLEXIBILIDADE EXIGIDA

Paralelamente às questões operacionais que surgem com o protagonismo das NER, discutidas anteriormente, se impõe o desafio regulatório de proporcionar a maior flexibilidade exigida aos sistemas elétricos.

Nos mercados de eletricidade liberalizados, principalmente nos europeus, as NER foram inicialmente introduzidas à parte dos sinais de preço balizadores das tecnologias tradicionais – por meio de esquemas especiais, com tarifas incentivadas (*feed-in*). As justificativas usuais para o desenvolvimento à margem do mercado recaem sob os

custos iniciais elevados de capital das NER, às pressões ambientais pela introdução imediata de tecnologias com baixa emissão de carbono e às dificuldades de competição direta entre as NER e as fontes despacháveis nos típicos mercados horários de energia para o dia posterior (*day-ahead market*).

Nesses mercados de energia (*energy-only markets*), em que as centrais são remuneradas a partir da venda direta de energia no mercado, a penetração massiva das NER deprime significativamente o preço *spot*, comprometendo a remuneração de todas as centrais. Frente aos desafios da maior flexibilidade requerida e aos elevados custos transitórios, Keay (2016) advoga que os mercados de eletricidade estão “quebrados”, na medida em que os preços não mais incentivam os investimentos necessários, não remuneram adequadamente os ativos existentes e não conferem sinais adequados aos consumidores.

Neste contexto, a participação expressiva das NER, ao mesmo tempo em que demanda maior energia de reserva para o sistema, compromete a remuneração das plantas com despachos mais reduzidos e variáveis. Para contornar esta falha de mercado, face à incapacidade da coordenação descentralizada dos sinais de preço garantir a adequação do portfólio, alguns países têm retomado uma coordenação mais centralizada de seus sistemas por meio da adoção de mecanismos de remuneração de capacidade (FINON e ROQUES, 2012).

Os mecanismos de remuneração de capacidade foram instituídos como solução para falta de remuneração de capacidade desejável ao sistema. Há várias formas possíveis de implementá-los, mas, em essência, todas envolvem determinações quanto a preço ou quantidade que assegurem a contratação de potência necessária para atender a demanda adequadamente (CRAMTON, OCKENFELS, e STOFT, 2013).

Originalmente, os mecanismos de remuneração de capacidade foram concebidos como solução para viabilizar a contratação de centrais voltadas para o pico da carga (*backup*), com baixo fator de capacidade, incapazes de remunerar todos os seus custos diretamente no mercado, dado algumas limitações impostas ao seu bom funcionamento (como preço-teto reduzido). Esta remuneração inadequada, que expõe o sistema a riscos de suprimento, ficou reconhecida pela literatura como “*missing money problem*” (JOSKOW, 2008) e é tipicamente solucionada pela utilização de mecanismo de remuneração de capacidade. Entretanto, a utilização desses mecanismos para o problema da inadequação do portfólio face à penetração das NER revela-se uma solução, no mínimo, incompleta.

Gottstein e Skillings (2012) alertam que os desafios de maior flexibilidade dos sistemas não são superados via contratação que assegure apenas disponibilidade de capacidade adicional, sem atentar para os atributos e características operacionais dos recursos (*capabili-*

ty resources). As NER demandam, mais do que sobrecapacidade de reserva, flexibilidade da geração residual para preencher oscilações bruscas e inesperadas da oferta intermitente. A manutenção de margens de reserva elevadas não afasta os riscos à confiabilidade do suprimento em sistemas com reduzido grau de flexibilidade. Como apontam Glachant e Henriot (2013), muitos mecanismos de capacidade implementados em mercados com maior participação das NER não foram voltados para ampliar a flexibilidade do sistema.

Pode-se concluir, então, que os mecanismos de capacidade se constituíram como solução para um problema “quantitativo” de *missing money*, relacionado à disponibilidade de capacidade de reserva. Porém, não constituem solução, a priori, para um problema “qualitativo” de *missing money*, qual seja, a escassez de remuneração adequada à maior flexibilidade requerida.

Neste sentido, alternativamente à utilização de mecanismos de remuneração de capacidade, algumas soluções apontam para o aperfeiçoamento dos próprios mercados de energia. Como os mercados elétricos não foram concebidos para uma larga participação de energias renováveis intermitentes, os aprimoramentos técnicos para maior e melhor integração das NER demandam aperfeiçoamentos no desenho e na estrutura dos mercados (*market design*).

Deste modo, como defendem Finon (2015) e Glachant e Henriot (2013), é preciso ampliar a oferta de produtos e serviços que remunerem as novas necessidades de flexibilidade – responsabilizando os geradores pelos custos gerados de adequação dos sistemas e tornando os consumidores reativos às frequentes oscilações de preço. Para a mesma direção apontam Gottstein e Skillings (2012, p. 5): “*a clear value for flexibility must be apparent to plant operators and conversely, power plant that is not flexible or flexible enough should not be rewarded equally with assets that provide the necessary flexibility*”.

Entretanto, as possíveis soluções para maior provisão de flexibilidade ao sistema não se excluem, ou se opõem, necessariamente. Deve-se notar que para os países europeus, a solução via aprimoramento do mercado de energia pode tornar-se preferível por ampliar as possibilidades de integração ao reduzir a diversidade de mecanismos de capacidade, potencialmente incompatíveis. Entretanto, a experiência brasileira de leilões de capacidade, com a disputa por contratos de disponibilidade, revela que os mecanismos de remuneração de capacidade não precisam ser, necessariamente, míopes quanto a especificidades dos recursos.

Conclui-se que não há uma solução única para o desafio de prover maior flexibilidade aos sistemas elétricos. Ao desafio comum de adequação à variabilidade das NER, sistemas elétricos distintos, com diferentes estruturas de mercado, demandam respostas distintas.

4. PERSPECTIVAS PARA O SISTEMA BRASILEIRO: DESPERDIÇANDO FLEXIBILIDADES?

O sistema elétrico brasileiro pode ser classificado como um sistema dinâmico e extremamente flexível. Por um lado, projeta-se elevação de 3,5% ao ano do consumo per capita para os próximos dez anos (EPE, 2015). Por outro, a predominância hidráulica, a significativa estocagem hídrica e a interconexão continental de suas diversas regiões geográficas, situam o Brasil em posição privilegiada face ao protagonismo das NER.

O parque gerador brasileiro, em dezembro de 2015, contava com 144 GW de capacidade instalada, dos quais 84% proveniente de fontes renováveis: 70% hídrica, 8% biomassa e 6% eólica. A participação térmica responde por 24% da matriz – os combustíveis fósseis (gás natural, óleo, diesel e carvão) contribuem com 14% da potência instalada e o nuclear com pouco mais de 1%.

No sistema brasileiro, a elevada estocagem hídrica (mais de 200 TWh) permite não apenas a regularização da variabilidade das afluições tropicais, como a “captura” da geração proveniente das outras fontes por meio da geração hidráulica evitada. Ou seja, o deslocamento da geração hídrica permite a reserva da água não turbinada nos reservatórios, contribuindo para elevada complementação energética.

Neste contexto, a complementação térmica foi concebida como *back-up* da geração predominante hidráulica, para atuar esporádica e pontualmente em momentos hidrológicos adversos. Para tanto, a disponibilidade térmica latente e preferencialmente evitada, por resultar em consumo custoso de combustíveis fósseis, foi estruturada para ser flexível, de modo a não restringir a otimização do despacho intertemporal realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A decisão de quanta água utilizar ou guardar pressupõe a flexibilidade entre acionar ou não a disponibilidade térmica. Assim, na matriz hidro-térmica, a abundância hídrica, a sua disponibilidade provida pelos reservatórios interligados e a complementação térmica flexível constituem “flexibilidades intrínsecas”, essenciais ao sistema.

Neste contexto, a disponibilidade e flexibilidade térmica foram garantidas ao sistema por meio dos contratos de disponibilidade de energia de longo prazo, firmados com as distribuidoras. Trata-se de um mecanismo de remuneração de capacidade que garante a contratação de reserva necessária ao sistema. As diversas alternativas de expansão são comparadas entre si por um Índice de Custo Benefício (ICB) que leva em conta as particularidades do sistema brasileiro, penalizando fontes que evitem a geração hidráulica (ROMEIRO et al., 2014). Já a geração hídrica, que atua na base da carga, foi estruturada originalmente para ser remunerada pela quantidade de energia produzida, compartilhando o risco hidrológico com todo o bloco hidráulico.

A tendência atual, entretanto, é também remunerar a geração hidráulica sob a forma de disponibilidade, seja por cotas (MP nº 579/2012) ou por repactuação dos riscos hidrológicos (MP nº 688/2015).

Entretanto, o sistema dinâmico brasileiro encontra-se em plena transformação. Por um lado, a expansão hídrica remanescente será aproveitada por usinas a fio d'água, sem expandir a reserva hídrica disponível. Por outro, a maior variabilidade e imprevisibilidade da oferta tende a aumentar significativamente com a maior participação das NER (principalmente eólica, cuja penetração ocorre a taxas elevadas) e das hidrelétricas a fio d'água. Nesta direção, a geração distribuída pode acelerar ainda mais a penetração das NER com a instalação de painéis fotovoltaicos, demandando maior flexibilidade do parque residual.

Neste contexto, a importância relativa dos reservatórios hídricos, em relação à carga, tende a se reduzir gradativamente. Consequentemente, o deplecionamento anual dos reservatórios tende a ser cada vez mais acentuado, comprometendo a garantia de suprimento. Para recuperar o armazenamento hídrico, a complementação térmica tende a ser cada vez mais frequente e duradoura, mesmo em períodos hidrológicos normais. Observando estas tendências, o ONS (2014) constata “a necessidade de mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN”.

O sistema já percorre esta trajetória, com geração térmica média superior a 20% da carga desde 2012, ante a participação inferior a 10%. O maior despacho térmico é garantido, em grande parte, por despacho fora da ordem de mérito do Operador, sendo arcado por Encargo de Serviço do Sistema. Como este não é internalizado no custo marginal de operação, parte significativa e crescente do “preço” da energia no Brasil é mascarada, comprometendo a sua capacidade, já precária, de sinalização.

Na matriz em transformação, a configuração “hidro-térmica-NER” requer elevada flexibilidade do parque gerador residual. A “flexibilidade intrínseca” provida pelos reservatórios já existentes é o recurso mais adequado para prover os serviços de flexibilidade requeridos pelo novo sistema. Nesta configuração, grande parte da complementação térmica deve ser deslocada para a base da geração, recompondo o grau de regularização dos reservatórios.

Entretanto, o planejamento da expansão persiste em privilegiar a contratação de térmicas flexíveis sob uma lógica em plena transformação. Ao invés de flexibilidade térmica em função da geração hidráulica, o protagonismo das NER requer flexibilidade do parque gerador residual que confira rápida capacidade de resposta para garantir o suprimento. Estes serviços de flexibilidade podem ser adequadamente providos pela disponibilidade hídrica já existente, enquanto que a manutenção de níveis de reserva elevados pode garantir alta penetração

das NER.

Assim, a flexibilidade térmica torna-se “extrínseca” ao sistema, já que a maior geração térmica, na base, garante a preservação do estoque hídrico e o liberta para desempenhar a sua flexibilidade “intrínseca”. Trata-se de um novo papel para os reservatórios hídricos – se antes era prioritariamente direcionado para a geração de energia e modicidade tarifária, agora é reorientado para provisão de flexibilidade.

Neste contexto, a geração hidráulica tende a ser menor, já que a água contida nos reservatórios passa a ser mais valorizada. Porém, ao invés de se estabelecer mecanismos de remuneração do estoque hídrico preservado, pode-se pensar em remuneração da flexibilidade da oferta provida ao sistema pelo bloco hidráulico. Do mesmo modo que a água preservada no reservatório, a rápida capacidade de resposta da geração hidráulica também possui maior valor diante da variabilidade e imprevisibilidade da geração das NER. Desta forma, ao invés de compensar a perda de receita das centrais hídricas pela remuneração do estoque, pode-se remunerar adequadamente o valor da flexibilidade aportada ao sistema.

A maior vantagem de se remunerar a flexibilidade e não o estoque diretamente, que se mantém preservado pelo deslocamento da geração hídrica pelas NER e pela inflexibilidade térmica, é estruturar mecanismos (ou mercados) de flexibilidade que induzam a remuneração de outros recursos essenciais de flexibilidade, como a resposta mais sensível da demanda às oscilações do valor da energia. Ao se valorizar adequadamente o valor instantâneo da oferta, obtêm-se, paralelamente, sinais apropriados para a demanda.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O protagonismo das NER requer maior flexibilidade do parque gerador. Sistemas dinâmicos têm a janela de oportunidade de orientar a expansão do sistema na direção de maior integração das NER, enquanto que sistemas estáveis incorrem em custos mais elevados de integração. Neste percurso, quanto maior a disponibilidade de elementos de flexibilidade, maior o potencial de penetração das NER. Os principais recursos de flexibilidade decorrem, principalmente, de plantas de geração despacháveis, interconexão de regiões e mercados, mecanismos de resposta da demanda e estocagem. Porém, o presente trabalho indica que mais do que garantir a presença de elementos de flexibilidade, deve-se estabelecer remuneração apropriada para as diversas fontes de flexibilidade.

A experiência recente aponta para a utilização de mecanismo de remuneração de capacidade para garantir a remuneração adequada da potência e disponibilidade necessária ao sistema em contexto de preços de energia depreciados pela maior participação das NER.

Entretanto, esses mecanismos são, em geral, míopes quanto aos atributos dos recursos remunerados. Trata-se de uma solução para o clássico problema de “*missing money problem*” de caráter quantitativo, relativo a remuneração de reserva para ponta da demanda. Não se traduz necessariamente, no entanto, como solução para um novo problema de “*missing money problem*” de caráter quantitativo, relacionado a necessidade de recursos flexíveis, capazes de acomodar a maior variabilidade da geração residual.

Alternativamente, a literatura aponta para o aprimoramento dos mercados de energia como forma de remunerar a flexibilidade exigida, instituindo produtos e mercados adequados. Esta solução facilita a maior integração de mercados e sistemas, ao evitar que diferentes soluções nacionais resultem em mecanismos de remuneração incompatíveis.

Entretanto, não há solução única para o desafio de prover maior flexibilidade aos sistemas elétricos. Sistemas distintos, com diferentes estruturas de mercado e elementos de flexibilidade, demandam respostas distintas.

Nesta perspectiva, com uma matriz elétrica renovável e um sistema ainda em expansão, o Brasil desfruta de uma posição privilegiada. A penetração das NER no país, estruturada de forma competitiva em leilões de longo prazo, sucede em harmonia com o sistema hidrotérmico predominante.

Embora o sistema brasileiro já disponha de elevada flexibilidade hídrica, favorecendo a penetração da geração intermitente das NER, a expansão da matriz persiste em adicionar flexibilidade térmica ao sistema, como fonte de back-up para momentos hidrológicos críticos. Considerando um horizonte próximo com geração significativa das NER e menor importância relativa do estoque hídrico, a participação térmica tende a ser cada vez mais inflexível (na base da geração). Neste contexto, ao invés de se estabelecer mecanismos de remuneração do bloco hídrico, como indicado pela evolução regulatória recente, pode-se remunerar a flexibilidade da oferta provida ao sistema pelo bloco hidráulico. Do mesmo modo que a água preservada no reservatório, a rápida capacidade de resposta da geração hidráulica também possui maior valor diante da variabilidade e imprevisibilidade da geração das NER. Ao se valorizar adequadamente o valor instantâneo da oferta, obtêm-se sinais apropriados para a demanda.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BAJAY, S.; DESTER, M.; ANDRADE, M. (2013). A Integração das Fontes Renováveis na Matriz de Energia Elétrica Brasileira e o Papel da Hidroeletricidade como Elemento Facilitador de Política Energética e Planejamento. *Revista Brasileira de Energia*, Vol.19, Nº1
- BICALHO, R. (2015a). Notas sobre a introdução de energias renováveis variáveis e o futuro do setor elétrico. *Boletim Infopetro*, Ano 15, Nº 1.
- BICALHO, R. (2015b). O setor elétrico em transformação. *Boletim Infopetro*, Ano 15, Nº 4.
- CEER (2014). Recommendations for the Assessment of Electricity Generation Adequacy. Ref: C13-ESS-33-04.
- CRAMTON, P.; OCKENFELS, A.; STOFT, S. (2013). Capacity Markets Fundamentals. *Economics of Energy and Environmental Policy*, Vol. 2, No. 2.
- CRASSOUS, R.; ROQUES, F. (2015). Les Coûts Associés à L'Insertion des ENR Intermittentes dans le Système Électrique – Une Revue de la Literature. *Chaire European Electricity Markets – Fondation Paris-Dauphine*. Working Paper 2015-11.
- EPE (2015). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.
- FINON, D. (2015). Le Besoin de Marchés de la Flexibilité: L'Adaptation du Design des Marchés Électriques aux Productions D'Énergies Renouvelables. *Chaire European Electricity Markets – Fondation Paris-Dauphine*. Working Paper 2015-13.
- FINON, D. ; ROQUES, F. (2012). European Electricity Market Reforms: The Visible Hand of Public Coordination.
- GLACHANT, J.; HENRIOT, A. (2013). Melting-pots and Salad Bowls: The Current Debate on Electricity Market Design for RES Integration. *Cambridge Working Paper in Economics* 1354.
- GOTTESTEIN, M.; SKILLINGS, A. (2012). Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System. *RAP working paper*.
- IEA (2012). *Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System*. Paris: OECD/IEA.

IEA (2014). The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.

JOSKOW, P. (2008). Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. *Utilities Policy*, vol. 16.

KEAY, M. (2016). Electricity markets are broken – can they be fixed? OIES Paper: EL 17.

ONS (2014). Plano da Operação Energética 2014/2018 – PEN 2014. Sumário Executivo.

MIT (2011). The Future of the Electric Grid – An Interdisciplinary MIT Study.

SOVACOOOL, B. (2009). The Intermittency of Wind, Solar, and Renewable Electricity Generators: Technical Barrier or Rhetorical Excuse? *Utilities Policy*.

ROMEIRO, D.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. (2014). A Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica Despacháveis versus Intermitentes e o Caso Brasileiro. VII Jornada Científica AB3E.

Artigo V

Facilitadores da Transição Energética: Soluções Técnicas para Países Latino-Americanos*

Felipe Botelho Tavares
Patrícia V. S. C. Oliveira
Diogo Lisbona Romeiro

* Artigo publicado na Revista Brasileira de Energia, vol. 24., Nº 2, 2018.

**FACILITADORES DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA:
SOLUÇÕES TÉCNICAS PARA PAÍSES LATINO-AMERICANOS**

Felipe Botelho Tavares
Patrícia V. S. C. Oliveira
Diogo Lisbona Romeiro

*Universidade Federal do Rio de Janeiro
IDB Invest*

RESUMO

Não existe uma única transição energética futura e sim várias experiências locais. As iniciativas aqui denominadas “facilitadores técnicos” não são necessariamente evidentes, mas podem estimular transições, proporcionando flexibilidade e o uso mais eficiente de recursos energético, respeitando especificidades locais. Este artigo analisa três estudos de caso de países latino-americanos e do Caribe (Brasil, Chile e República Dominicana) sobre suas condições de transição energética, facilitadores técnicos e política energética.

Palavras-chave: transição energética, facilitadores técnicos, flexibilidade, Brasil, Chile, República Dominicana.

ABSTRACT

There is no single future energy transition but rather various local experiences. Initiatives herein called “technical enablers” are not necessarily evident, but they might stimulate transition providing flexibility and a more efficient use of energy resources while respecting local specificities. This paper analyzes three case studies of Latin American and the Caribbean countries (Brazil, Chile and Dominican Republic) regarding their energy transition conditions, technical enabling options and policy measures.

Keywords: Energy transition, Technical enablers, Flexibility, Brazil, Chile, Dominican Republic.

1. INTRODUÇÃO

A pesquisa com o tema “transição energética” evoluiu e ganhou força (Grubler, 2012). A maioria dos estudos de transição energética à baixo carbono (TEBC) reduz o escopo conceitual e sistêmico do termo, enfatizando apenas o desenvolvimento da geração por fontes renováveis (Andersen, 2014). No entanto, à medida que as fontes renováveis variáveis (ERV) se desenvolvem, suas limitações se tornam aparentes.

Tratando-se de países em desenvolvimento, existem oportunidades de transformação sistêmica aliadas ao desenvolvimento econômico em vias sustentáveis (Bentham, 2015). Para avançar em direção a uma matriz energética de baixo carbono, países latino-americanos e do Caribe (LAC) estabeleceram planos para promover suas TEBC, adaptando sua produção e consumo (UNFCCC, 2018). Vale notar que dentre esses países, vários já apresentam matrizes elétricas à baixo carbono, possuindo os maiores potenciais de energias renováveis no mundo.

Este artigo traz evidências da busca por facilitadores técnicos que acelerem um processo de TEBC. A partir de três estudos de caso de países LAC (Brasil, Chile e República Dominicana) serão discutidos facilitadores técnicos para a TEBC.

2. PROMOVENDO A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Não há uma única transição energética, mas várias experiências locais. As dotações energéticas domésticas, *path dependence*, elasticidade, renda da demanda e decisões políticas moldaram transições passadas, impondo diferentes caminhos e ritmos ao desenvolvimento dos sistemas de energia (Rubio & Folchi, 2012; Fouquet, 2016). Enquanto a ciência busca soluções para a conversão de energia em um mundo heterogêneo, os sistemas e mercados de eletricidade se redesenham para lidar com novas tecnologias (Pollit & Anaya, 2016; Neuhoff et al., 2016). Na linha de frente política, os compromissos ambientais quanto à emissões são eixos estratégicos, legitimando reformas. Nesse contexto, a identificação de soluções sistêmicas é um objetivo para os formuladores de políticas.

2.1 O que são facilitadores técnicos?

“Facilitadores técnicos” serão tratados neste artigo como melhorias técnicas em um sistema de energia, que proporcionam um uso eficiente dos recursos deste sistema, respeitando as especificidades locais. Eles não são necessariamente evidentes ou soluções únicas,

mas sim pré-condições para um processo de TEBC. A busca por facilitadores técnicos deve partir de uma avaliação das características e restrições dos sistemas. Deve-se explorar as opções viáveis em termos econômicos e políticos.

Como a TEBC se baseia em fontes renováveis (principalmente ERV), os sistemas devem adaptar-se às suas características intrínsecas¹. Na medida em que o armazenamento de energia em larga escala ainda é limitado a um custo razoável, a oferta deve seguir a demanda instantaneamente, mantendo a confiabilidade, a estabilidade e a segurança do sistema. A falta de flexibilidade se torna um problema central. Segundo a IEA (2014), existem quatro diferentes fontes de flexibilidade:

- Infraestrutura de rede: traz dois benefícios fundamentais que são alcançar locais distantes (flexibilidade de localização) e suavizar a variabilidade da geração agregando diferentes padrões de ERV (flexibilidade temporal).

- Geração despachável: permite maior controle de geração. Comumente, unidades térmicas movidas a combustíveis fósseis que usufruem da flexibilidade operacional do uso de seus estoques de combustível.

- Armazenamento: oferece tanta flexibilidade quanto for seu desempenho e capacidade. O armazenamento de energia é geralmente a fonte mais cara de flexibilidade.

- Integração pelo lado da demanda: fornece flexibilidade econômica ao sistema, pois permite um uso racional dos recursos do sistema por parte dos consumidores.

Da mesma forma que o custo total ao sistema é uma preocupação, a literatura recente também investiga qual seria a contribuição de cada elemento tecnológico ao sistema. Nesse sentido, a chamada “abordagem de valor sistêmico” considera o benefício líquido da adição de uma dada tecnologia dentro de um portfólio energético (IEA, 2016a), podendo ser positivo ou negativo, dependendo do portfólio e nível de flexibilidade do sistema. De acordo com Hirth (2016), o valor marginal de ERV aumenta em sistemas que têm maior flexibilidade. Portanto, uma TEBC que busque elevada participação de ERV deve considerar este valor.

3. ANÁLISE COMPARATIVA: ESTUDOS DE CASO

Este artigo analisa os requisitos de países LAC em relação às suas condições de TEBC, soluções técnicas facilitadoras e políticas energéticas. A América Latina e Caribe apresenta uma variedade

¹ Conforme discutido em Hirth (2015), o aspecto “variável” representa três propriedades inerentes: variabilidade ao longo do tempo, previsibilidade limitada e limites por localização.

de experiências e dotações naturais significativas. Em comparação com o mundo, os países LAC têm um consumo de energia per capita reduzido, mas em vias de crescimento. Porém, já apresentam emissões que vêm crescendo (de 1990 a 2013, cresceram mais de 90%) (IEA, 2016b).

3.1 Metodologia e seleção de casos

Neste artigo realizamos a avaliação empírica de três casos que ilustram contextos muito diferentes dentro da região LAC:

1) Caso brasileiro: país de tamanho continental, com uma variedade de opções de fontes renováveis e com o desafio de atender uma demanda crescente de energia ao longo do tempo;

2) Caso chileno: país de tamanho médio com uma geografia desafiadora, metas ambiciosas de energia renovável e redução de sua dependência externa;

3) Caso da República Dominicana: ilha com população de baixa renda e condições de infraestrutura ainda precárias, com potencial de desenvolvimento de energias renováveis.

A variedade de contextos tem por objetivo demonstrar como soluções técnicas são específicas da cada país. Assim, apresenta-se uma revisão das políticas nacionais de energia e do clima em países selecionados, bem como sua oferta e demanda de eletricidade e infraestrutura. Os dados nacionais têm como fontes: IEA, the World Bank, BID, IRENA e agências nacionais de energia, órgãos reguladores, associações e ministérios. Alguns estudos fornecem evidências dos desafios e impactos futuros associados às soluções técnicas analisadas.

3.2 Estudos de caso

3.2.1 - Caso brasileiro

O sistema brasileiro é caracterizado por (i) um portfólio de geração principalmente renovável, com predominância da hidroeletricidade com grandes reservatórios; (ii) um Sistema Interligado Nacional (SIN); e (iii) tendência de crescimento do consumo de energia requerendo uma expansão persistente.

A capacidade instalada total do SIN brasileiro é de 158 GW, na qual a energia renovável representa 85%. Historicamente, o setor elétrico brasileiro foi estruturado em torno de seu potencial hidráulico.

Algumas unidades com grandes reservatórios são capazes de regularizar forte variabilidade dos fluxos hídricos¹. A medida que o território brasileiro foi interligado, permitiram-se trocas de energia entre regiões, compensando a escassez de energia e reduzindo o risco hidrológico. O consumo per capita gira em torno de 2.500 kWh/habitante (em 2015), nível comparável a países em desenvolvimento (MME, 2016). O último Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) prevê uma taxa média de crescimento de consumo de 3,7% ao ano entre 2016 e 2026, exigindo 64,1 GW de nova capacidade instalada, principalmente por fontes renováveis (EPE, 2017)².

No Brasil, a geração de energia térmica desempenha um papel complementar à geração hidrelétrica, atuando como *backup* em situações hidrológicas adversas. Em outras palavras, as linhas de transmissão de alta tensão fornecem trocas de energia entre os subsistemas regionais e a energia térmica fornece a complementaridade da geração. A operação do sistema brasileiro dissocia a geração de energia da comercialização de energia, dependendo fortemente de contratos financeiros de garantias físicas de provisão, principalmente contratos de longo prazo. Como toda demanda deve ser contratada com antecipação, não há mercado *spot*, mas sim uma liquidação mensal entre os fluxos de energia reais em relação aos contratados. Desta forma, os preços não são revelados pelas decisões de curto prazo dos agentes, mas sim pelo custo de oportunidade da água armazenada nos reservatórios calculados centralmente pelo ONS.

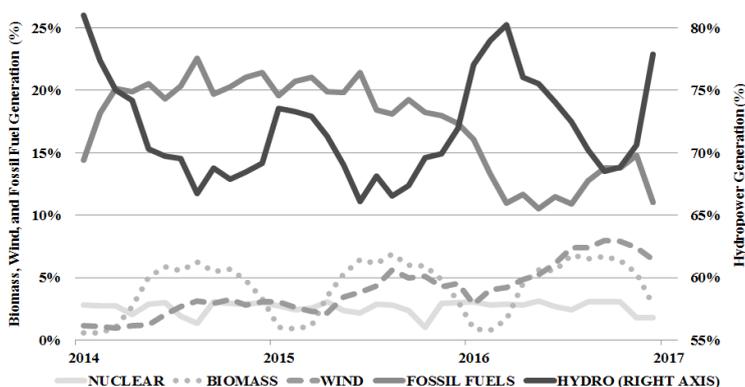


Gráfico 1 – Geração mensal de energia por fonte - % da geração total (Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE)

1 Para a região Sudeste / Centro-Oeste, a diferença de aflúências mensais pode ser cinco vezes maior durante a estação chuvosa, considerando os níveis mínimo e máximo histórico.

2 13.8 GW por grandes hidrelétricas (≥ 30 MW) e 34.5 GW por outras fontes renováveis.

O Gráfico 1 mostra a participação relativa de cada fonte de geração e sua complementariedade. Observa-se que quando a geração de energia hidrelétrica é reduzida (período seco, abril/outubro), a geração térmica por combustíveis fósseis garante a segurança do abastecimento complementando as hidrelétricas. Note que a biomassa e eólica também são complementares, porém ainda em menor nível.

O PDE indica a meta de manter em torno de 85% a participação renovável no sistema (EPE, 2017). No Acordo de Paris (COP 21), o Brasil se comprometeu a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% e 43% abaixo dos níveis de 2005 em 2025 e 2030, respectivamente¹. No entanto, a exploração do potencial hidráulico remanescente é muito sensível à política energética brasileira. As limitações atuais na expansão de energia hidrelétrica levantam dúvidas sobre a capacidade do país em cumprir suas metas. A relação carga anual e capacidade de armazenamento tende a diminuir gradualmente com o crescimento da demanda (Gráfico 2), sugerindo que as fontes complementares serão cada vez mais relevantes para garantir o fornecimento de energia.

Neste contexto, a penetração de ERV irá adicionar variabilidade ao sistema. O sistema de energia brasileiro já possui um alto nível de flexibilidade, principalmente por seus reservatórios e sistema interligado nacional². Porém, a flexibilidade existente da geração (e.g. serviços ancilares) não é adequadamente remunerada, i.e., os atuais recursos de flexibilidade são explorados para fins energéticos, gerando na base.

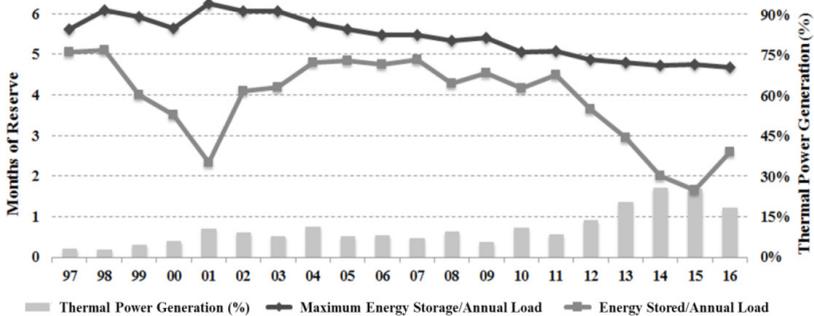


Gráfico 2 – Perda de níveis de armazenamento de reservatórios de energia hidrelétrica - meses de reserva (Fonte: Elaboração própria com dados do ONS)

1 Além do setor de energia, o país tem como desafio as emissões decorrentes de mudanças no uso da terra e florestas, historicamente a maior fonte de GEE. Em 2015, o setor de energia elétrica representou 18% das emissões totais de energia (EPE, 2016).

2 De acordo com o IEA (2016a), o SIN brasileiro pode acomodar uma expansão significativa de até 42% de geração por ERV.

Em uma abordagem de valor sistêmico (IEA, 2016b; Ueckerdt et al, 2013; Hirth, 2016), o valor marginal da penetração de ERV é maior em sistemas hidrelétricos do que em sistemas térmicos com menor flexibilidade. A penetração de ERV desloca a energia hidrelétrica, preservando a capacidade de armazenamento de reservatórios e garantindo maior nível de flexibilidade ao sistema. No curto e médio prazos, as térmicas com baixas emissões (e.g. biomassa, nucleares e gás natural), ao gerarem na base, podem permitir a penetração das fontes renováveis, transferindo a geração hidrelétrica à provisão de flexibilidade. A fim de permitir um novo papel para os reservatórios (do fornecimento de energia para a provisão de flexibilidade), a operação do sistema e a comercialização de energia devem passar por horizontes de tempo mais curtos permitindo uma remuneração adequada aos serviços de flexibilidade. Por essa razão, em 2016, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) lançou a “Chamada Estratégica 21” buscando projetos de pesquisa que avaliassem fontes de flexibilidade por armazenamento e serviços ancilares. Além disso, desde 2017, o governo brasileiro vem discutindo novas reformas setoriais incluindo o compromisso de estabelecer um mercado atacadista diário e intradiário para estar operacional, no máximo, até 2020 (MME, 2017).

3.2.2 - Caso chileno

O sistema chileno é estruturado principalmente por dois sistemas¹:

a) SING (Sistema Interligado do Norte): possui 600 km de extensão e linhas de transmissão. Abrange as regiões de Arica y Parinacota, Tarapacá e Antofagasta (185.142 km²) e representa 23% do consumo de energia do Chile, com fornecimento em uma área espalhada com grandes cargas pontuais (principalmente ao setor de mineração) e composto por usinas movidas a carvão, diesel, gás natural e, recentemente, unidades solares (Ministerio de Energía [Chile], 2015)

b) SIC (Sistema Interligado Central): tem 1.800 km de extensão e linhas de transmissão de até 500 kV. Abrange uma área entre Tal-Tal e a Ilha de Chiloé (326.412 km²) e representa 76% do consumo de energia do Chile, abastecendo mais de 90% da população do Chile. É composto por usinas hidrelétricas, movidas a carvão e a gás natural.

Estes sistemas têm cerca de 23 GW de capacidade instalada, sendo cerca de 43% fontes renováveis. As unidades à combustíveis fósseis adicionam uma dependência externa relevante, já que o Chile

1 Outros sistemas, como o SEA (Sistema de Energia Aysén) e o SEM (Sistema de Energia Magallanes), são sistemas isolados que atendem a pequenas áreas no sul do país e respondem por não mais de 1% do consumo nacional de energia.

não é autossuficiente nesses combustíveis. A demanda por eletricidade cresceu 42% de 2006 a 2016 (IEA, 2018) e de acordo com o plano energético chileno, o consumo deve mais que dobrar até 2050 (Ministerio de Energía [Chile], 2016).

Até a década de 1990, a hidroeletricidade era a principal fonte de geração. Após diversas crises de energia devido às secas, foi construída uma linha de transmissão e gasodutos com a Argentina. No entanto, desde 2004, o gás argentino tornou-se restrito, exigindo um aumento no consumo de fontes de combustível fóssil, mais caras, para garantir o suprimento. À medida que os preços internacionais dos combustíveis aumentaram, a exposição de suas contas externa reforçou a urgência pela diversificação.

Em 2013, as emissões de GEE relacionadas à energia representaram 77% do total de emissões no Chile (excluindo silvicultura e uso da terra). O setor de energia representou cerca de 30%. Em janeiro de 2017, o país ratificou o Acordo de Paris, se comprometendo à uma redução incondicional de 30% de seus níveis de emissão de 2007 até 2030. Essa meta aumentaria para 35-45%, dependendo de apoio financeiro internacional (IEA, 2018). Até 2050, o Chile pretende ter pelo menos 70% de sua energia proveniente de fontes renováveis (Ministerio de Energía [Chile], 2016). A energia solar é particularmente atraente devido à alta radiação solar.

Essas metas promissoras de penetração renovável exigem não apenas incentivos políticos e estímulo ao investimento, mas também a coordenação entre projetos e a adaptação da infraestrutura da rede. O Chile carece de suficiente capacidade de transmissão, resultando em congestionamentos relevantes.

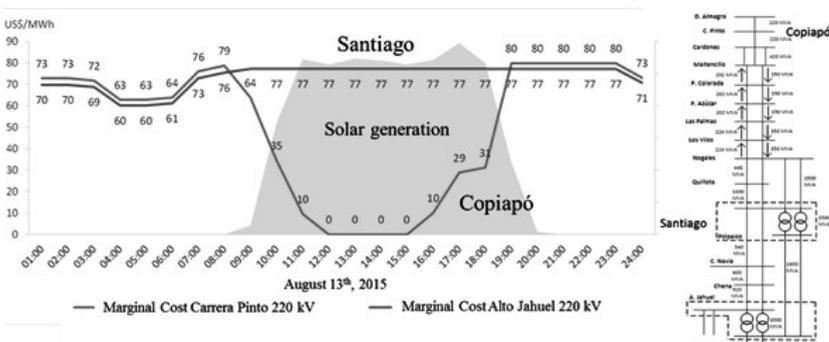


Gráfico 3 – Custos marginais de curto prazo dissociados de congestionamentos de transmissão no sistema SIC (13 de agosto de 2015) (Fonte: Rudnick, 2016)

O Gráfico 3 mostra o efeito de congestionamentos de transmissão, dentro de um dia no sistema SIC, devido ao excesso de geração renovável. Esse efeito não só distorce as condições do mercado aumentando a volatilidade dos preços, mas também afeta a segurança do sistema. Outro desafio para os formuladores de políticas e planejadores de energia é coordenar diferentes prazos dos projetos de geração e transmissão. Enquanto unidades geradoras renováveis podem ser construídas em poucos meses ou alguns anos, grandes linhas de transmissão podem levar de 3 a 6 anos para estarem operacionais. A coordenação entre projetos de renováveis e interconexões exige processos de planejamento de transmissão antecipada (Rudnick, 2016)¹.

Portanto, reforços e novas linhas de transmissão são uma opção facilitadora para explorar o potencial renovável chileno. Alguns estudos indicam que a expansão da transmissão para um sistema nacional é necessária para gerenciar e integrar uma geração de 30% de ERV, sem que haja aumento nos custos gerais do sistema (Ministério de Energia & GIZ, 2015) e que uma transmissão restringida causaria dois terços dos custos de integração de ERV para o sistema (Carvalho et al, 2014). A este respeito, em 2016, o Chile estabeleceu, a partir da Lei n. 20.936 (“Lei de Transmissão”), um Novo Sistema de Transmissão de Energia, criando o Coordenador Independente para gerenciar um SIN no Chile. Os sistemas SING e SIC receberão novas interconexões (incluindo uma linha de transmissão de 500 kV de 600 km). O SIN chileno iniciou suas operações no final de 2017.

3.2.3 - Caso da República Dominicana

O setor elétrico na República Dominicana (RD) é caracterizado pela participação do setor público na transmissão e distribuição, enquanto as atividades das empresas privadas são limitadas principalmente à geração em seu SIN (*Sistema Eléctrico Nacional Interconectado – SENI*). O SIN fornece cerca de 90% de toda a eletricidade do país, enquanto outros autoprodutores e instalações isoladas fornecem outros 10%.

A *Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales* (CDEEE) é a *holding* estatal do setor elétrico. Até o final de 2016, a energia fornecida ao SIN dominicano foi de 14.893 GWh (OC, 2017), dos quais cerca de 90% foram entregues pelas distribuidoras² (CDEEE, 2016). A demanda nacional por eletricidade cresceu aproximadamente

1 De acordo com Nasirov et al. (2015), as restrições de conexão à rede e a falta de capacidade são vistas como as barreiras mais significativas por investidores, seguidas pelo tempo de processamento e pelo número de permissões, garantia de locação de terras e água e acesso financeiro.

2 30% distribuídos pela EdeNorte, 37% pela EdeSur e 33% pela EdeEste.

45% na última década (IRENA, 2016). Em 2016, o consumo de eletricidade per capita da RD ficou em torno de 1.516 kWh (The World Bank, 2016a).

O fornecimento de eletricidade é baseado em combustível fóssil, com apenas 19% de geração renovável. Nos últimos anos, duas usinas a carvão (360 MW cada) foram construídas. Espera-se que, ao operarem, a capacidade instalada de fontes fósseis suba para 84%, caindo para 16% a participação renovável. O governo terá 50% de propriedade, o que aumenta sua participação na geração. O investimento em usinas a carvão foi definido no Plano Estratégico¹ (CDEEE, 2013) e alinhado com o esforço de diversificação do governo, conforme definido pela Estratégia Nacional de Desenvolvimento - END (MEPyD, 2012)². Sob tal estratégia, formulou-se o Pacto Eléctrico com a sociedade civil e diferentes organizações, como forma de chegar a um acordo sobre uma ampla reforma do setor elétrico para resolver restrições técnicas e financeiras.

Paralelamente, a RD assinou o Acordo de Paris em 2016, comprometendo-se a reduzir em 25% suas emissões de GEE até 2030 comparado ao nível de 2010 (UNFCCC, 2018). O país detalhou os setores que contribuiriam para essas reduções, incluindo o setor de energia (principal fonte de emissões do país). A RD tem um relevante potencial de energia renovável não explorado, especialmente recursos eólicos e solares. No entanto, a estratégia atual e os investimentos em geração a carvão prejudicam as metas de geração renovável de 25% até 2025, estabelecida pela Lei de Energia Renovável aprovada em 2007³. Além disso, a END define como uma das linhas estratégicas, promover a diversificação por meio de energias renováveis.

O foco na geração desvia a atenção da necessidade de ganhos em eficiência energética na rede de distribuição. A capacidade de geração é atualmente suficiente para atender à demanda do país⁴. No entanto, parte da população não tem acesso a serviços de eletricidade e o país é classificado como um dos três piores países LAC em relação à qualidade dos serviços (WEF, 2014). O alto nível de perdas na distribuição é o principal gargalo para o setor elétrico na RD, levando a problemas operacionais, financeiros e de confiabilidade no serviço. Independentemente da demanda ser atendida com combustíveis fósseis ou recursos renováveis, a rede de eletricidade da RD exigirá atualizações

1 O Plano Estratégico CDEEE 2013-2016 definiu uma mudança do mix de geração com uma expansão da capacidade atual de energia, que incluiu as duas usinas movidas a carvão.

2 O END havia planejado um complexo de energia a carvão de 1.500 MW.

3 A Lei Geral de Eletricidade (Lei 125 de 2001) e a Lei de Energia Renovável (Lei 57 de 2007) definem o marco legal para o setor elétrico da RD.

4 Enquanto a capacidade instalada atingiu 3.552 MW em 2015 (SIE, 2016), a demanda máxima foi de aproximadamente 2.079 MW (OC, 2017).

e expansão para acomodar a crescente demanda de energia.

Conforme declarado pelo Plano Estratégico CDEEE 2013, os investimentos na rede de distribuição de eletricidade da RD contribuíram para reduzir as perdas e aumentar as taxas de coleta e recuperação de custos (CDEEE, 2013). Embora melhorias tenham sido feitas, em 2016, as perdas de distribuição para as três principais distribuidoras (EDEs) ainda atingiram 31,4% (CDEEE, 2016), bem acima dos níveis regionais¹, principalmente devido a perdas não técnicas. A taxa de coleta ficou em torno de 94,8%, mas o índice de recuperação de custos apenas 64,5%, afetando a capacidade das distribuidoras de recuperar seus custos. Esse contexto resultou em uma série de interrupções no fornecimento e levou a custos fiscais de US\$ 1.270 milhões em 2013, incluindo transferências para as empresas de distribuição e outros subsídios para a eletricidade² (EIU, 2015).

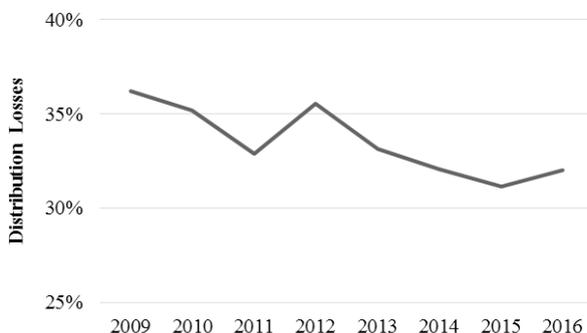


Gráfico 4 – Perdas de distribuição da EDE de 2009 a 2016 (Fonte: Elaboração própria com dados da CDEEE)

Atualmente, não há meta de eficiência energética para os setores residencial, comercial ou industrial³. Criado em 2013, o Ministério de Energia e Minas é a entidade responsável pela estratégia de eficiência energética, mas algumas de suas responsabilidades ainda se sobrepõem às da Comissão Nacional de Energia (CNE), que haviam iniciado o processo de nova legislação de eficiência energética (WWI, 2015).

1 As perdas de distribuição estão em torno de 15% na região (IRENA, 2016).

2 Inclui subsídios para cobrir a tarifa de eletricidade e subsídios focados para a compra de eletricidade para famílias de baixa renda, conhecida como BonoLuz.

3 O país é o quarto pior país LAC em eficiência energética (The World Bank, 2016b)

A Lei de Eficiência Energética foi elaborada pela CNE, mas o Congresso não a aprovou. Ainda não está claro como esse processo evoluirá. Aumentar a eficiência energética a partir de reforços de rede e melhorias de sua gestão no nível de distribuição apresenta-se como condição facilitadora para a RD.

4. CONCLUSÕES

Os estudos de caso apresentados trazem lições e levantam questões sobre o que seria uma trajetória viável para uma TEBC sustentada. Os países analisados variaram em seus compromissos no Acordo de Paris, mas todos enfatizaram a necessidade de energia limpa em seus sistemas. Os casos propostos fornecem evidências de que, além do conhecimento convencional sobre novos projetos em renováveis, uma transição deve ser vista em um sentido amplo através das lentes de seus facilitadores técnicos e recursos de flexibilidade. A Tabela 1 resume os resultados dos estudos de caso.

Tabela 1 – Resumo dos estudos de caso: facilitadores técnicos e recursos de flexibilidade

Caso	Facilitador Técnico	Recursos de Flexibilidade
1. Brasil	Geração térmica na base Valoração dos recursos hídricos	(ii) geração despachável; (iii) armazenamento
2. Chile	Expansão de transmissão	(i) infraestrutura de rede
3. República Dominicana	Melhorias na distribuição (rede e gestão)	(i) infraestrutura de rede; (iv) integração pelo lado da demanda

O Brasil pode acomodar uma parcela crescente de ERV com seu armazenamento de energia, se reconhecer o valor da flexibilidade dos reservatórios. Como a capacidade futura de armazenamento de energia hídrica é limitada, o despacho deve migrar para unidades térmicas na base a médio prazo, permitindo uma redução das emissões a longo prazo pela maior penetração de renováveis. Reformas setoriais estão atualmente sendo discutidas para tratar da questão.

Por sua vez, o Chile, com um novo SIN, pode mudar drasticamente a maneira pela qual explora seus recursos naturais, atendendo metas ambientais e reduzindo sua exposição externa. No entanto, as

novas instalações de transmissão são dispendiosas, controversas e podem tardar a serem construídas.

Finalmente, a República Dominicana deve resolver seus desafios na distribuição como pré-condição para o uso eficiente de energia, evitando maiores custos fiscais. Uma estratégia de investimento de renováveis por si só não resolve a questão energética que o país enfrenta. Nesse sentido, as reformas estão sendo elaboradas e discutidas por meio de seu Pacto Eléctrico.

Em suma, se a TEBC é uma meta legítima para políticas de energia, os facilitadores técnicos são pré-requisitos para dar robustez aos sistemas. Existem facilitadores técnicos que trazem benefícios maiores do que outros, mas em todo caso, eles facilitariam uma transição acelerada. Como apresentado, facilitadores técnicos não são necessariamente evidentes e devem ser analisados caso a caso.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSEN, A. “No transition without transmission: HVDC electricity infrastructure as an enabler for renewable energy?” *Environmental Innovation and Societal Transitions* 13 (2014) 75–95.

ARANEDA, J., et al. “Challenges on integrating renewables into the Chilean grid.” *Power System Technology (POWERCON)*, 2010 International Conference on. IEEE, 2010.

BENTHEM, A. “Energy leapfrogging. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*.” The University of Chicago Press 2 No. 1, March 2015, pp. 93-132.

CARVALHO, J.; GONZALEZ-HIDALGO, P; KAMMEN, D. “Envisioning a sustainable Chile: Five findings about the future of the Chilean electricity and energy system.” University of California, Berkeley USA. 2014

CDEEE “Plan Estratégico 2013-2016.” Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. 2013.

CDEEE “Informe de desempeño del sector eléctrico.” CORPORACIÓN Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. 2016.

CNE [CHILE] “Capacidad Instalad Generación.” Comisión Nacional de Energía. February, 2017.

EIU “El futuro del sector eléctrico en la República Dominicana” *Economist Intelligence Unit. The Economist*. 2015.

EPE “O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia.” Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2016.

EPE “Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.” Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2017.

FOUQUET, R. “Historical energy transitions: Speed, prices and system transformation.” *Energy Research & Social Science Journal*. Elsevier. 22 (2016) pp. 7–12.

GRUBLER, A. “Energy transitions research: Insights and cautionary tales.” *Energy Policy* 50 (2012) p. 8–16.

HIRTH, L. “The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment.” *The Energy Journal*. Vol. 36, n1. 2015.

HIRTH, L. “The Benefits of Flexibility: The Value of Wind Energy with Hydropower.” *Applied Energy*, 181: 210-223. 2016.

IEA “The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.” International Energy Agency. IEA/OECD. Paris, 2014.

IEA “World Energy Statistics and Balances.” IEA Databases. International Energy Agency. IEA/OECD. 2015.

IEA “IEA CO2 Emissions from Fuel Combustion.” International Energy Agency. IEA/OECD, Paris. 2016a.

IEA “Next Generation Wind and Solar Power – From Cost to Value.” International Energy Agency. IEA/OECD. Paris, 2016b.

IEA “Chile 2018.” *Energy Policies Beyond IEA Countries*. International Energy Agency. IEA/OECD. Paris, 2018.

IRENA “REmap 2030. Renewable Energy Prospects; Dominican Republic.” International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. 2016.

MEPyD [DOMINICAN REPUBLIC] “Ley 1-12 Estrategia Nacional de Desarrollo.” Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo. 2012.

MINISTERIO DE ENERGÍA [CHILE] “Chilean experience in developing electric power infrastructure.” 1st Workshop for APEC Initiative for Enhancing Quality of Electric Power Infrastructure. August 26th, 2015.

MINISTERIO DE ENERGÍA [CHILE]; GIZ “Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura.” Mesa ERNC. Santiago de Chile. 2015.

MINISTERIO DE ENERGÍA [CHILE] “Energía 2050: Política Energética de Chile.” Santiago de Chile. 2016.

MME [BRAZIL] “Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016 – Ano Base 2015”, dados preliminares. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2016.

MME [BRAZIL] “Nota Técnica N° 5/2017/AEREG/SE.” Processo N° 48000.001405/2016-67. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2017.

NASIROV, S. et al. “Investors’ perspectives on barriers to the deployment of renewable energy sources in Chile.” *Energies* 8.5 (2015): 3794-3814.

NEUHOFF, K; WOLTER, S.; SCHWENEN, S. “Power Markets with Renewables: New Perspectives for the European Target Model.” *The Energy Journal*, Vol. 37, n2. 23-38. 2016.

OC “Informe Anual de Operaciones y Transacciones Economicas.” Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional. 2017.

ONS “Energia Armazenada nos Reservatórios – Série Histórica.” Operador Nacional do Sistema. Rio de Janeiro. 2017a.

ONS “Carga Mensal do SIN – Série Histórica.” Operador Nacional do Sistema. Rio de Janeiro. 2017b.

ONS “Boletim Mensal de Geração Eólica.” Operador Nacional do Sistema. Rio de Janeiro. 2017c.

RUBIO, M.; FOLCHI, M. “Will small energy consumers be faster in transition? Evidence from the early shift from coal to oil in Latin America.” *Energy Policy*. Elsevier 50 (2012) pp. 50-61.

RUDNICK, H. “Nueva Ley de Transmisión y Operación del Sistema Eléctrico.” Presentation to Comisión de Minería y Energía. 2016.

SE4ALL “Evaluación Rápida y Análisis de Brechas: República Dominicana.” *Sustainable Energy for All*. 2012.

SIE “Estadísticas de Mercado.” Superintendencia de Electricidad. Dominican Republic. 2016.

UECKERDT, F.; HIRTH, L.; LUDERER, G.; EDENHOFER, O. “System LCOE: What are the costs of variable renewables?” *Energy*, 63:61-75. 2013.

UNFCCC “INDCs as communicated by Parties.” United Nations Framework Convention on Climate Change. 2018.

THE WORLD BANK “World Development Indicators.” Database. The World Bank. 2016a.

THE WORLD BANK “Regulatory Indicators for Sustainable Energy [RISE].” Country Report. 2016b.

WWI “Harnessing the Dominican Republic’s Sustainable Energy Resources.” Worldwatch Institute. Washington, D.C. 2015

WEF “Global Competitiveness Report.” World Economic Forum Switzerland. 2014.

Artigo VI

Do Bitcoin à Geração Distribuída – As Potencialidades da Blockchain para o Setor Elétrico*

Diogo Lisbona Romeiro

* Artigo publicado na Revista Brasileira de Energia, vol. 24., Nº 3, 2018.

DO BITCOIN À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AS POTENCIALIDADES DA BLOCKCHAIN PARA O SETOR ELÉTRICO

Diogo Lisboa Romeiro

Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

A *blockchain* (BC) é a tecnologia que viabiliza as moedas criptográficas virtuais. Com objetivo de assegurar autenticidade, proveniência e propriedade dos ativos com transparência, validando a transferência mediante consenso, a BC pode ser empregada para qualquer representação digital de ativos físicos. No setor elétrico, a BC pode contribuir para descentralização dos sistemas, favorecendo a conectividade física e virtual de recursos e agentes. Já existem exemplos pioneiros e promissores de aplicação da BC no setor elétrico que revelam o seu potencial para facilitar a incorporação de recursos de energia distribuídos, potencialmente via micro-redes. A BC reforça o caráter estratégico das redes, na direção das transformações em curso que acenam para um futuro compartilhado, distribuído e interconectado.

Palavras-chave: geração distribuída, recursos distribuídos, blockchain, micro-redes.

ABSTRACT

The blockchain (BC) is the technology that enables virtual cryptocurrency. In order to ensure authenticity, provenance and ownership of the assets with transparency, validating the transfer by consensus, BC can be used for any digital representation of physical assets. In the power sector, BC can contribute to the system decentralization, favoring the physical and virtual connectivity of resources and agents. There are already pioneering and promising examples of BC application in the power sector that reveal its potential to facilitate the incorporation of distributed energy resources, potentially via microgrids. The BC reinforces the strategic nature of the grid, in the direction of the ongoing transformations that beckon for a shared, distributed and interconnected future.

Keywords: distributed generation, distributed resources, blockchain, microgrids.

1. INTRODUÇÃO

O papel-moeda e a eletricidade são dois inventos notáveis, cruciais para a modernidade, que compartilham uma importante propriedade: ambos necessitam de uma autoridade central que garanta a sua confiabilidade.

Do padrão ouro à moeda fiduciária, a confiança no papel-moeda como meio circulante de aceitação inquestionável repousa na confiança depositada no Estado emissor. O Estado impõe curso forçado e poder liberatório ao papel-moeda por si emitido em seu território, mas a confiabilidade da moeda também se sujeita ao correto funcionamento de suas funções de unidade de conta, meio de pagamento e reserva de valor. O Banco Central zela pelas funções adequadas da moeda, enquanto que o reconhecimento e a reputação do poder central do Estado garantem a fé do papel emitido.

A confiabilidade do suprimento de eletricidade também se estruturou de modo centralizado. Desde a batalha das correntes entre Tesla e Edison que marcou os primórdios da indústria, as vantagens da geração centralizada – com ganhos de escala, escopo e rede, como vislumbrado por Samuel Insull (MUNSON, 2005) – sobressaíram às limitações da geração descentralizada. Grandes plantas de geração interconectadas por malha de transmissão a diferentes centros de carga, com perfis distintos de consumo, propiciaram o desenvolvimento da indústria que marcou o século XX. Face às dificuldades de armazenamento de eletricidade em larga escala comercial, o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda é assegurado por autoridade central que opera a rede, com poder para contingenciar produção ou consumo em casos de risco à confiabilidade do suprimento.

Inovações tecnológicas recentes, no entanto, apontam para a possibilidade de dissociação entre centralização e confiabilidade, tanto para a circulação de moeda, quanto para o consumo de eletricidade.

As moedas virtuais-criptográficas, como o *Bitcoin*, viabilizam transações diretas entre as partes contratantes sem a necessidade de terceira parte mediadora que garanta a confiabilidade do sistema, apoiando-se na tecnologia da *blockchain*. A geração de eletricidade distribuída, liderada pela solar fotovoltaica, e de outros recursos de energia distribuídos (*distributed energy resources* – DER) contestam a supremacia histórica da centralização da rede unidirecional (dos geradores aos consumidores), abrindo espaço para novos modelos de negócios com o surgimento dos *prosumers* (consumidores-produtores-armazenadores), nos termos de Green & Staffell (2017), e de redes multidirecionais.

Ambas as tendências confluem para um futuro distribuído e possivelmente compartilhado, em contraposição a um presente centralizado e individualizado.

Neste horizonte, arranjos descentralizados, com novas estruturas de confiança e menores custos de transação, podem revolucionar o meio e o modo como as transações são estabelecidas e efetuadas, impactando inúmeras indústrias.

O objetivo do presente artigo é apresentar a tecnologia da *blockchain* e seus possíveis transbordamentos para outras áreas, propagados com euforia por seus entusiastas, e apontar as possibilidades abertas para o desenvolvimento de arranjos descentralizados favoráveis a coordenação e integração de recursos distribuídos. Por tratar-se de tema recente e com bibliografia ainda embrionária, a pesquisa foi embasada em relatórios e artigos acadêmicos recentes relacionados à *blockchain* e aos impactos da descentralização para o setor elétrico. Ao traçar o panorama da tecnologia e suas possíveis interseções com o setor, buscou-se apresentar as iniciativas precursoras na área, sinalizando um campo fértil para novas pesquisas e aplicações.

O artigo está estruturado em cinco seções, incluindo esta introdução. A próxima seção apresenta a tecnologia por trás da *blockchain* e a terceira discute os seus possíveis desdobramentos e aplicações. A quarta seção é dedicada às potencialidades da *blockchain* em contexto de elevada interconectividade de recursos e agentes que emerge no sistema elétrico em transformação, seguida pelas considerações finais.

2. BLOCKCHAIN: A ENGENHOCA POR TRÁS DO BITCOIN

Em 2008, Satoshi Nakamoto, pseudônimo de identidade desconhecida, publicou um artigo de nove páginas propondo um mecanismo capaz de operacionalizar uma moeda eletrônica que transitasse diretamente entre as partes contratantes sem passar por alguma instituição central intermediária (*trusted third party*). O desafio estava em estabelecer algum mecanismo que garantisse a autenticidade da moeda digital e a transparência na contabilidade de débitos e créditos, evitando fraudes e dupla-despesa (*double-spending problem*). O objetivo era obter um sistema eletrônico de pagamentos baseado não em confiança (mútua ou em terceiros), mas em provas criptográficas, permitindo a livre e direta circulação da moeda virtual-criptográfica (*cryptocurrency*). A *blockchain* (cadeia de blocos) foi o mecanismo proposto por Nakamoto (2008) para viabilizar a circulação da primeira moeda digital: o *Bitcoin*.

A *blockchain* é uma “cadeia de blocos” que constitui uma espécie de base de dados com o histórico cronológico do registro de todas as transações efetuadas, tal qual um livro-razão contábil distribuído entre todos os membros da rede (*distributed ledger*). As transações são autorizadas por meio de assinaturas digitais criptográficas e agrupadas, a cada intervalo de tempo (por exemplo, dez minutos), em blocos.

Os blocos são numerados a partir da combinação de dados de todas as transações ocorridas no decurso do intervalo de tempo pré-estabelecido, recebendo um selo temporal único (*timestamp*). A numeração (*hash*) dos blocos depende não apenas das informações específicas das transações realizadas, como também da numeração do bloco imediatamente anterior, tornando todos os blocos elos de uma só cadeia (EVRY, 2015).

Os registros na *blockchain* podem ser acessados por chaves (assinaturas) públicas, mas só podem ser alterados por chaves privadas. As chaves criptográficas permitem a visualização dos registros e a execução das transações (transferências entre as partes), mas não evitam o problema da dupla-despesa. A solução tradicional seria a instituição de uma autoridade central que garantisse a correta contabilidade de débitos e créditos, verificando todas as transações e atestando os saldos líquidos. A verificação pela autoridade central se traduziria em “cunhagem de moeda certificada”, apta a ser utilizada para novas transações. Nesta solução, o que evita a dupla (ou múltipla) despesa dos saldos é a gestão centralizada, que enxerga todas as transações em ordem cronológica. Para que a transação seja validada em um modelo não-centralizado, que prescindia de uma autoridade central mediadora, todas as transações devem ser anunciadas publicamente e os participantes devem concordar em uma única história sobre a ordem em que foram realizadas, impossibilitando que uma mesma moeda (ou saldo) seja utilizada em mais de uma transação pelo seu detentor. Este é o objetivo da *blockchain*: garantir transparência e autenticidade às transações, validando a posse e a transferência dos saldos mediante consenso entre todos os participantes.

O consenso entre os participantes é o princípio fundamental da *blockchain*, o que a diferencia de uma simples base de dados. O consenso é alcançado a partir de verificação descentralizada, realizada independentemente, simultânea e automaticamente pelos diversos nós de verificação que compõem a rede. O consenso desenvolvido por Nakamoto (2008) para o *Bitcoin* é baseado no conceito de prova-de-trabalho (*proof-of-work*). Os nós de verificação se traduzem em servidores computacionais, diretamente interligados, que geram os selos temporais únicos correspondentes a cada bloco de informação (*peer-to-peer distributed timestamp server*). O trabalho está em obter, simultaneamente, a numeração correta de cada bloco a partir das transações realizadas. Como as informações agrupadas em cada bloco correspondem a uma única numeração possível, a versão correta dos blocos é identificada por meio do consenso quanto a sua numeração pela maioria dos verificadores. Qualquer alteração indevida em alguma informação do bloco resulta em numeração divergente, incompatível com a numeração correta atestada pela maioria, invalidando o registro da transação. A versão validada pela maioria dos nós de verificação é adicionada à

cadeia de blocos verificados – estendendo o consenso quanto ao histórico cronológico de todas as transações realizadas – e, só então, a transação é efetiva e automaticamente efetuada entre as partes contratantes.

Não se pode alterar um bloco armazenado, com as respectivas transações validadas, sem se refazer todo o trabalho de verificação distribuída e a validação consensual entre os nós verificadores. Como todos os blocos estão interligados entre si, a alteração de um bloco implica, necessariamente, na alteração de todos os blocos subsequentes. Alterar uma transação já validada implica, então, em mudar toda a história posterior. Nakamoto (2008) demonstra que a probabilidade de um ataque para modificar uma transação armazenada, e toda a história subsequente, diminui exponencialmente com a expansão da cadeia.

A dificuldade em alterar as transações já validadas e armazenadas na *blockchain* não deve ser interpretada como desvantagem, pois constitui uma das motivações da moeda virtual. Uma das justificativas para o *Bitcoin*, apresentada por Nakamoto (2008), é justamente a obtenção de um sistema de pagamentos irreversível para fazer frente a transações de bens e serviços irreversíveis.

A segurança do sistema também depende que “nós honestos”, atuando independentemente, controlem mais poder de processamento de verificação do que “nós desonestos” em cooperação para atacar a rede. O trabalho de verificação depende de tempo e poder de processamento, portanto, consome tempo e energia (eletricidade). Por convenção, a *blockchain* estabelecida para suportar a circulação da moeda virtual *Bitcoin* remunera o trabalho de verificação por meio da emissão de novos *Bitcoins*. Por este motivo, os verificadores são conhecidos como “mineradores” (*miners*), obtendo moeda em função do poder de processamento investido. Esta recompensa incentiva a “honestidade” dos mineradores (nós de verificação), pois o poder de processamento necessário para superar a maioria honesta e fraudar a rede, minando o sistema, é superado pelo incentivo de seguir as regras e emitir mais moeda.



Figura 1 – Cotação do *Bitcoin* em dólar

Atualmente, há cerca de 17 milhões de *Bitcoin* em circulação. O valor do *Bitcoin* saltou de mil dólares em janeiro de 2017 para cerca de 20 mil dólares em dezembro, segundo índice de preço publicado pela CoinDesk (Figura 1). Em maio de 2018 a cotação estava em torno de 8 mil dólares, o que corresponde a 136 bilhões de dólares em circulação. O trabalho de consenso distribuído necessário para validar as transações nos blocos é eletro-intensivo – em maio de 2017 consumia cerca de 11,5 TWh ao ano, em maior de 2018 em torno de 67 TWh ao ano, segundo estimativas da *Digiconomist*. As “fazendas” de mineração de *Bitcoin* se concentram na China (MIT, 2017), mas com o aumento de transações e consumo de energia, novos centros com preços de energia mais baixos tornam-se atrativos, como Quebec¹.

Entretanto, pode-se questionar se as “moedas virtuais” – o *Bitcoin* e todas as demais moedas digitais que surgiram desde então² – se constituem moeda de fato, tendo em vista a elevada oscilação do seu valor face às “moedas reais”³. A cotação do *Bitcoin* em dólar nos últimos anos atesta a ausência da função de reserva de valor da “moeda virtual”, sugerindo que a retenção de *Bitcoin* no portfólio mais se aproxima aos riscos e retornos próprios de ativos do que à segurança e liquidez oferecidas pelas “moedas reais”. Para além desta discussão, resta evidente que a *blockchain* propiciou, sem a presença de uma autoridade central garantidora da confiabilidade do sistema, a circulação de moedas digitais com plena função de meio (eletrônico) de pagamentos.

3. DO BITCOIN PARA O MUNDO: A REVOLUÇÃO DA BLOCKCHAIN

A circulação das moedas digitais é, em geral, encoberta por ceticismo e resistência – seja pelo temor das autoridades centrais frente à perda de controle de suas funções; pelo receio dos intermediários financeiros face à redução de seus mercados “cativos”; pela descrença dos potenciais beneficiários quanto à confiabilidade do sistema; pelo próprio desconhecimento da tecnologia; ou pela comum associação a prática de transações ilegais, favorecidas pela ausência de regulação e controle centralizados.

1 MILES, K. (2018). Bitcoin is eating Quebec. MIT Technology Review, 11/04/2018.

2 Há inúmeras cripto-moedas em circulação atualmente, mas apenas cinco superam 10 bilhões de dólares em circulação (*Bitcoin*, *Ethereum*, *Ripple*, *BitcoinCash* e *EOS*) em maio de 2018, segundo dados da Coin Market Cap (www.coinmarketcap.com).

3 Para uma análise exploratória sobre o peso dos possíveis determinantes (tecnológicos e econômicos) da taxa de câmbio entre o *Bitcoin* e o dólar, conferir LI & WANG (2017).

Entretanto, pouco a pouco, a atenção foi se deslocando do receio às moedas digitais às potencialidades latentes da tecnologia da *blockchain*¹. Um mecanismo que assegura transparência e autenticidade às transações, validando a propriedade e a sua transferência mediante consenso entre os participantes, pode ser empregado, em tese, para qualquer “ativo digitalizável”, isto é, para toda sorte de transações com representação digital de ativos físicos. Este poderoso *insight* abriu um leque de novas possibilidades de aplicação da *blockchain* em vários setores e indústrias. Os entusiastas da tecnologia defendem que o seu transbordamento para a economia com um todo representará uma revolução para os negócios análoga ao que a internet propiciou para as comunicações (UK, 2016; PwC, 2016; MIT, 2017).

A *blockchain* pode ser aberta a qualquer interessado (*unpermissioned ledger*) ou restrita a determinados participantes (*permissioned ledger*), enquanto que o acesso aos registros pode ser aberto a todos os participantes (*public ledger*) ou limitado a determinados usuários (*private ledgers*)². Há ainda outras formas de consenso entre os participantes, mais simplificadas do que a desenvolvida para o *Bitcoin*, tornando o processo de validação mais ágil e menos oneroso – como a prova-de-participação (*proof-of-stake*), cujo processo de verificação é alocado entre os participantes em função da participação relativa dos ativos (Sikorski et al., 2017).

A possibilidade de condicionar a realização automática das transações à verificação de regras pré-estabelecidas permite ainda que a *blockchain* seja estruturada como tecnologia capaz de operacionalizar “contratos inteligentes” (*smart contracts*), que sujeitam a realização de transações à validação de determinadas condições, favorecendo o cumprimento (*enforcement*) de cláusulas contratuais estabelecidas entre as partes (*compliance*).

Desta forma, pode-se ajustar a tecnologia para inúmeros fins e contextos, com maior ou menor grau de descentralização, ampliando as possibilidades de aplicação, que vão desde a autenticação e gerenciamento da identidade digital dos agentes (indivíduos e empresas) e de suas informações privadas à comprovação da propriedade, posse ou proveniência de ativos. As aplicações distribuídas (*distributed applications*) podem ser estruturadas em plataformas (*blockchain*) próprias (como o *Bitcoin*) ou podem utilizar plataformas descentralizadas de terceiros que ofertam o serviço de *blockchain* e *smart contracts* para outras aplicações (como o *Ethereum*).

¹ Para um retrato desta tendência, conferir análise da *The Economist* em “The Trust Machine – The technology behind Bitcoin could transform how the economy works”, 31/10/2015.

² Ainda não há nomenclaturas e definições consensuais sobre os diversos termos e conceitos que envolvem a tecnologia em desenvolvimento. O artigo guiou-se principalmente pelas definições, não totalmente compatíveis, apresentadas em UK (2016), PwC (2016) e Sikorski et al. (2017).

Embora ainda prevaleçam muitas incertezas acerca da segurança e dos desdobramentos efetivos da *blockchain*, propagada como panaceia para todos os problemas atuais, o seu potencial disruptivo é inegável¹. Ainda que em estágio inicial ou experimental, já há aplicações distribuídas para gerenciamento de histórico médico individual, registro de terras, transferência direta de benefícios governamentais, comercialização de ouro, proveniência de diamantes, procedência de roupas, entre outros (UK, 2016; PwC, 2016).

As próprias instituições financeiras já enxergam a tecnologia como fonte crucial de redução de custos pelo compartilhamento conjunto de dados, reduzindo gastos com replicação e compatibilização de registros e sistemas. A construção de *blockchain* privadas pode facilitar a transferência de informações em escala global, automatizando processos de modo mais eficiente e rápido. Nesta configuração, pode-se ainda manter uma autoridade central definindo regras e verificando as transações, com poder para reverter transações já realizadas e validadas. A Nasdaq já utiliza uma plataforma (LINQ) construída sob uma *blockchain* privada para agrupar e armazenar informações das ações comercializadas.

No entanto, o poder disruptivo da *blockchain* não está na redução de custos em modelos de negócios tradicionais, mas na possibilidade de estruturar transações confiáveis em novas plataformas (distribuídas ou descentralizadas) em contexto de importância crescente da Internet das Coisas (IoT – *Internet of Things*) e da economia compartilhada (*sharing economy*). A IoT vislumbra elevada conectividade de todos os aparelhos e dispositivos utilizados no dia-dia, gerando um fluxo constante de informações e permitindo controle remoto e coordenado para um funcionamento mais eficiente (HUCKLE et al., 2016). A economia compartilhada baseia-se no compartilhamento de ativos com capacidade ociosa, geralmente por meio de transações diretas entre partes contratantes desconhecidas (FRENKEN & SCHOR, 2017).

Huckle et al. (2016) vislumbram grande potencial em integrar a tecnologia da *blockchain* à arquitetura da IoT, uma vez que a validação e o armazenamento cronológico das transações efetuadas (estruturadas em *smart contracts*) podem favorecer a transferência e o compartilhamento de ativos entre usuários desconhecidos.

As transações nas plataformas digitais reduzem custos de transação não apenas por facilitar a procura, a formatação dos contratos e o pagamento por via eletrônica, mas principalmente por reduzir assimetrias de informação entre as partes. Como observam Frenken & Schor (2017), as novas plataformas digitais se constituem em novos

1 Para uma discussão mais detalhada sobre os riscos da tecnologia, conferir Emin Gün Sirer em MIT (2017). Para uma visão mais crítica sobre os potenciais efetivos da *blockchain*, conferir artigo de Alex Hern "Blockchain: the answer to life, the universe and everything?", The Guardian, 7/7/2016.

geradores de confiança, que é construída sob o histórico armazenado das transações passadas (*ratings*), a identidade digital e a sua reputação associada.

A comprovação e a “portabilidade” da reputação dos agentes entre as diversas plataformas reduzem assimetrias de informação e, conseqüentemente, custos de transação. Neste novo contexto, Bostman (2016) defende que a real revolução em curso não está nas tecnologias digitais em si, mas na mudança da formação da confiança entre os agentes. Com as plataformas digitais, a confiança não é mais depositada em salvaguardas tradicionais e autoridades centrais fiadoras, mas construída em camadas, de modo que as pessoas acreditam primeiro nas ideias e serviços ofertados; em seguida, nas plataformas utilizadas como interface para as transações; e, finalmente, nos demais usuários (desconhecidos) contratantes. A utilização crescente de diversas aplicações nesse novo contexto descentralizado aumenta a disposição dos agentes a se engajarem em novas ideias, criando um campo fértil para novos modelos de negócios.

4. IMPLICAÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO

4.1. Sistemas elétricos em transformação e o papel estratégico das redes

Os sistemas elétricos se encontram em profunda transformação. A difusão da geração distribuída, principalmente da solar fotovoltaica, e a propagação de novas tecnologias e aplicações como carros elétricos e armazenamento de eletricidade, despontam como soluções para descarbonização dos sistemas, contestam a centralização da rede unidirecional e posicionam os consumidores, antes passivos e coadjuvantes, em protagonistas polivalentes.

Estruturados em torno de cadeia verticalmente integrada – com transmissão e distribuição interligando a geração centralizada ao consumidor passivo final –, os sistemas elétricos assistem a proliferação de recursos de energia distribuídos (*distributed energy resources* – DER). Definidos como recursos instalados nos sistemas de distribuição (não necessariamente atrás dos medidores) capazes de prover serviços de eletricidade, os DER abrangem desde plantas de geração, resposta e gestão da demanda e armazenamento de eletricidade a veículos elétricos, dispositivos de controle, medidores e aparelhos inteligentes. Embora alguns desses recursos não provejam essencialmente eletricidade, tornam-se DER frente à possibilidade de gestão da carga de modo remoto, autônomo e instantâneo, propiciada pelo desenvolvimento de tecnologias de informação e comunicação que transformam bens de consumo em serviços (PEREZ-ARRIAGA et al., 2016).

A integração aos sistemas centralizados atuais dos DER e dos novos *prosumers* (consumidor-produtor) ou mesmo *prosumages* (consumidor-produtor-armazenador) é um dos principais desafios da indústria. Ao mesmo tempo em que a evolução do sistema é determinada pela penetração das novas tecnologias e atores, as rotas de expansão determinam as possibilidades e os graus de integração.

Nesse horizonte, com a redução significativa de custos dos painéis solares e a perspectiva de armazenamento distribuído em escala comercial, a rota *off-grid* acena para a emancipação da rede, prometendo autonomia e autossuficiência. Paralelamente à rota *off-grid*, pode-se vislumbrar outros caminhos de expansão com maior ou menor grau de descentralização e interdependência.

Hojcková et al. (2018) vislumbram três cenários de transição distintos para sistemas completamente renováveis, com diferentes níveis de interconectividade entre os agentes: sistemas com consumidores dependentes (*super-grid*), interdependentes (*smart-grid*) ou independentes (*off-grid*). O cenário *super-grid* corresponde às características atuais, permanecendo a geração significativamente centralizada, ainda que renovável. No cenário *smart-grid*, o sistema seria composto principalmente por *prosumers* interconectados, abrindo espaço para elevada interação. Já no cenário *off-grid*, o armazenamento de eletricidade distribuído tornaria o desligamento da rede atrativo, em processo conhecido por “espiral da morte” (FELDER & ATHAWALE, 2014), quando o custo da rede aumenta diretamente com a taxa de abandono, reforçando a saída.

A rota *off-grid* pode prevalecer em contexto de sistemas precários ou mesmo inexistentes, constituindo-se não como solução provisória enquanto a rede não chega, mas permanente, como solução de longo prazo reconhecida e adequada (GUI & MACGILL, 2018). Já em contextos de sistemas elétricos desenvolvidos, o apelo da rota *off-grid* em geral está associado a (supostos) benefícios decorrentes do “empoderamento” dos consumidores, da descabornização por iniciativa própria e da autossuficiência. Porém, face à emergência de recursos distribuídos e de todas as vantagens que a interconectividade traz aos usuários, o cenário de *prosumages* autônomos e independentes perde sentido mesmo para comunidades isoladas.

Investigando a “era dos *prosumers*”, Parag & Sovacool (2016) ponderam que a trajetória *off-grid* com agentes desconectados e autossuficientes deve permanecer restrita. As novas tecnologias e aplicações acenam para a interdependência das redes inteligentes, pela multiplicidade de serviços e utilidades que a interconectividade possibilita – com complementariedades e sinergias, e respectivos ganhos de escopo e rede, ampliando a eficiência das aplicações por meio de controles inteligentes e reações instantâneas aos sinais de preço.

A integração dos DER direciona as trajetórias de expansão para soluções com maior grau de descentralização, porém as rotas não implicam necessariamente em distribuição completa de recursos e independência de agentes. Pelo contrário, dificilmente o cenário com maior conectividade e complexidade que se avizinha prescindirá dos ganhos sistêmicos das redes preexistentes, ainda que demande adaptações dos sistemas e transformações das estruturas físicas e virtuais de coordenação.

Sob esta perspectiva, a dicotomia entre geração centralizada e distribuída pode ser superada por novas estruturas que integrem micro-redes (*microgrids*) à atual rede centralizada, incorporando as novas tecnologias sem prescindir dos ativos existentes e das vantagens que a sua estrutura pode gerar para maior e melhor conectividade física e virtual entre os agentes e os recursos.

O desenvolvimento de micro-redes (*microgrids*) se apresenta como solução promissora para integrar os DER à estrutura atual centralizada e unidirecional. Concebidas no final dos anos 90, as micro-redes são estruturadas para administrar e integrar recursos (distribuídos) nas redes de distribuição de modo a maximizar a confiabilidade e a resiliência do sistema frente a interrupções originadas por desastres naturais, ataques físicos ou cibernéticos e falhas em cascata. A sua arquitetura permite administrar oferta e demanda de energia localmente em subseções da rede que podem ser isoladas automaticamente da rede principal, garantindo a provisão de serviços essenciais (HIRSCH et al., 2018).

Desta forma, ao invés de coordenar recursos distribuídos individualmente, pode-se agregá-los em micro-redes, que emergem nos sistemas de distribuição como fontes (de consumo, geração ou armazenamento) capazes de impactar a carga residual de modo automático e instantâneo, respondendo a sinais de preço. Neste contexto, pode-se instituir diferentes âmbitos de mercados (PARAG & SOVACOO, 2016), englobando apenas as micro-redes ou toda a rede de distribuição, ou ainda segmentando os agentes em mercados específicos (por exemplo, baixo ou médio-alta voltagem).

A instituição de mercados locais pode alterar a lógica e gestão atual das novas “aplicações inteligentes”, especialmente das construções, que tendem a se estruturar em módulos “autossuficientes”. A noção de autonomia no consumo de eletricidade se apoia geralmente no sistema centralizado de energia para balancear a demanda. Como observa McKenna (2018), o conceito de autonomia restringe-se, em geral, a horizontes temporais estendidos (anuais) e apenas a eletricidade, sem englobar, por exemplo, serviços ancilares (frequência e voltagem) e demanda por flexibilidade (Romeiro & Ferraz, 2016). Em contexto de micro-redes integradas, a interconectividade pode reduzir os incentivos a soluções autônomas e propiciar maior especialização

que responda à vocação de agentes e recursos, com ganhos positivos de escala.

4.2. Potencialidades da *blockchain* em novos sistemas elétricos com elevada interconectividade de recursos e agentes

A atmosfera atual, como discutido na terceira seção, é propícia para o desenvolvimento de novos modelos de negócios. Arranjos estruturados sob *blockchain*, IoT e compartilhamento de ativos podem favorecer soluções descentralizadas e distribuídas, impulsionando a penetração e integração de DER.

Em um primeiro plano, a *blockchain* pode conferir maior transparência da propriedade dos ativos, facilitando a comercialização e o seu compartilhamento entre diversos proprietários¹. Para solar fotovoltaico, por exemplo, pode facilitar a comercialização via *leasing* e o seu compartilhamento, favorecendo a geração distribuída em condomínios e comunidades. A redução de custos de transação no compartilhamento de ativos pode direcionar a indústria para soluções mais integradas e compartilhadas, tirando proveito da infraestrutura preexistente herdada do atual contexto de centralização. Nesta perspectiva, a incorporação de baterias para armazenamento pode desenvolver-se em nível descentralizado e não necessariamente distribuído, com ganhos significativos de escala (LOMBARDI & SCHWABE, 2017).

Em um segundo plano, a *blockchain* pode facilitar o gerenciamento mais eficiente e transparente dos novos fluxos multidirecionais que surgem com a proliferação dos *prosumers* ou *prosumages* nas redes de distribuição, possivelmente estruturados em torno de micro-redes. Com a instalação de infraestrutura de medição inteligente (*smart meters*) e de aparelhos e dispositivos conectados (IoT), o consumo instantâneo de eletricidade torna-se mais reativo às variações da oferta, incorporando efetivamente o imprescindível gerenciamento da demanda na nova equação de consumo-suprimento. A *blockchain* pode ser uma importante aliada na definição de preferências de consumo e geração dos *prosumers*, operacionalizando regras pré-estabelecidas em função de variação de preço, hora, fluxo e estoque de energia (via *smart contracts*).

O gerenciamento da identidade digital dos usuários e o histórico do registro de todas as suas transações (fluxos) pode ainda viabilizar o problema da recarga de veículos elétricos e mesmo o seu compartilhamento, alterando por completo o modelo de negócio atual da indústria automobilística. A *blockchain* pode favorecer e acelerar a

¹ É digno de nota, neste sentido, a inclusão da “geração compartilhada” na Resolução nº 482/2012 da ANEEL, que estabelece as condições para acesso de microgeração (potência instalada menor ou igual a 75 kW) e minigeração (potência entre 75kW e 5 MW) distribuída aos sistemas de distribuição.

massificação da eletrificação do transporte, tornando-a estratégica para armazenar o excesso de oferta variável de energia renovável (NEWBERY, 2018).

A integração e automação de todos esses processos, serviços e produtos – ofertados, gerenciados e utilizados por múltiplos agentes –, pode tornar realidade com a conjugação de *blockchain*, contratos inteligentes e plataformas digitais. Já existem algumas experiências nesse sentido (PwC, 2016).

Em Nova York, o projeto piloto da Brooklyn Microgrid estruturou uma micro-rede (*microgrid*) física e virtual na qual consumidores e *prosumers* interconectados podem comercializar energia entre si diretamente (*peer-to-peer*) por meio de uma *blockchain* privada. A micro-rede física ainda não possui autossuficiência, mas garante suprimento a consumidores prioritários (como hospitais) em casos emergenciais de interrupção da rede da distribuidora, isolando a micro-rede da rede da distribuidora. A comercialização de energia ainda não determina os fluxos efetivos dentro da micro-rede, cujo consumo é suprido pela rede da distribuidora local. Assim, a comercialização via *blockchain* entre os participantes da micro-rede da Brooklyn Microgrid se traduz em comercialização de saldos de energia (basicamente solar) entre vizinhos interligados via *blockchain*, incentivando a produção distribuída local de energia renovável (MENGELKAMP et al., 2018).

Em Perth, na Austrália, onde 25% das casas já possuem painéis fotovoltaicos, a *start-up* PowerLedger também permite a comercialização do excesso de energia solar com outros consumidores. A criação de um mercado de varejo para a geração distribuída, superando a relação restrita entre consumidor-distribuidora, não se restringe a experiências marginais desenvolvidas por *start-ups* inovadoras. A *utility* europeia Vattenfall apostou na plataforma Powerpeers para comercialização direta entre usuários, que podem escolher de quem comprar e para quem vender a sua energia distribuída. Desta forma, a descentralização em curso não afasta necessariamente as *utilities* dos novos arranjos, mas a sua sobrevivência dependerá da capacidade de inovação e adaptação ao novo contexto (GREEN & NEWMAN, 2017).

Há também exemplos de aplicação para transação de certificados de energia renovável e de emissões, garantindo a procedência dos créditos e a autenticação das transações via *blockchain*. A Nasdaq, por meio da plataforma LINQ, já disponibiliza o serviço (PwC, 2016; GOMES et al., 2017).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O espectro da rota *off-grid* paira sob o setor face à perspectiva de inovações tecnológicas disruptivas para armazenamento distribuído.

Porém, as potencialidades das redes inteligentes sugerem que a interconectividade física e virtual dos agentes superará incentivos à desconexão e autonomia – possuir recursos distribuídos e desconectados da rede seria análogo a ter dispositivos eletrônicos sem internet. Neste horizonte, os ativos atuais deixariam de ser abandonados em processo de “espiral da morte”, tornando-se ativos extremamente estratégicos.

As novas interfaces interligadas-compartilhadas podem solucionar os entraves atuais relacionados à incompatibilidade entre a estrutura atual centralizada e o caráter descentralizado das novas tecnologias e aplicações. Neste contexto, a tecnologia da *blockchain* pode alavancar novos modelos de negócio, (i) tornando viável a operação física e virtual de novas plataformas e redes; (ii) propiciando a penetração de recursos distribuídos, possivelmente estruturados em micro-redes; e (iii) estabelecendo mercados próprios que remunerem adequadamente todos os serviços e sinalizem aos agentes a alocação de recursos no sistema em expansão.

Com todos os ganhos que se anunciam pela integração, conectividade e compartilhamento entre todos os elos e agentes da cadeia, o gerenciamento das diferentes possibilidades e combinações de oferta, consumo e armazenamento pode tornar a rota *off-grid* uma ficção científica ultrapassada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BOTSMAN, R. New Trust Networks: your best friend is a stranger. WIRED, 2016.

EVRY. Blockchain: Powering the Internet of Value. White Paper EVRY Financial Services, 2015.

FELDER, F.; ATHAWALE, R. The Life and Death of the Utility Death Spiral. The Electricity Journal, Vol. 27, Issue 6, p. 9-16, 2014.

FRENKEN, K.; SCHOR, J. Putting the sharing economy into perspective. Environmental Innovation and Societal Transitions, 23: 3-10, 2017.

GOMES, L. L.; SILVA, P. V.; CARVALHO, L. F. Um Novo Mecanismo de Negociação de Certificados Brasileiros de Energia Renovável e Crédito de Carbono via Blockchain. Trabalho apresentado no VI ELAEE (Encontro Latino-Americano da Economia da Energia), 2017.

GREEN, J.; NEWMAN, P. Citizen Utilities: The emerging power paradigm. Energy Policy, 105: 283-293, 2017.

GREEN, R.; STAFFELL, I. “Prosumage” and the British Electricity Market. Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 6, No. 1, 2017.

GUI, E.; MACGILL, I. Typology of future clean energy communities: An exploratory structure, opportunities, and challenges. *Energy Research & Social Science*, 35: 94-107, 2018.

HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90: 402-411, 2018.

HOJCKOVÁ, K.; SANDÉM, B.; AHLBORG, H. Three electricity futures: Monitoring the emergence of alternative system architectures. *Futures*, 98: 72-89, 2018.

HUCKLE, S.; BHATTACHARYA, R.; WHITE, M.; BELOFF, N. Internet of Things, Blockchain and Shared Economy Applications. *Procedia Computer Science*, 98: 461-466, 2016.

LI, X.; WANG, C. A. The technology and economic determinants of cryptocurrency exchange rates: The case of Bitcoin. *Decision Support Systems*, 95: 49-60, 2017.

LOMBARDI, P.; SCHWABE, F. Sharing economy as a new business model for energy storage systems. *Applied Energy*, 188: 485-496, 2017.

MENGELKAMP, E.; GÄRTTNER, J.; ROCK, K.; KESSLER, S.; ORSINI, L.; WEINHARDT, C. Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid. *Applied Energy*, 210: 870-880, 2018.

MIT. The Business of Blockchain: Unlocking the Potential. Conference of MIT Technology Review & MIT Media Lab. Disponível em: <<http://events.technologyreview.com/video/?event=business-of-blockchain&year=2017>>. 2017.

MUNSON, R. From Edison to Enron: The Business of Power and What It Means for the Future of Electricity. Praeger, 2005.

NAKAMOTO, S. Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System, 2008.

NEWBERY, D. Shifting demand and supply over time and space to manage intermittent generation: the economics of electrical storage. *Energy Policy*, 113: 711-720, 2018.

PARAG, Y.; SOVACOOOL, B. Electricity market design for the prosumer era. Perspective, Nature Energy, 2016.

PÉREZ-ARRIAGA, I. J. et al. Utility of the Future – An MIT Energy Initiative response to an industry in transition. MIT/Comillas, 2016.

PwC. Blockchain – an opportunity for energy producers and consumers? PwC global power & utilities, 2016.

ROMEIRO, D.; FERRAZ, C. O Protagonismo das Novas Energias Renováveis e o Desafio de Remunerar a Maior Flexibilidade Exigida aos Sistemas Elétricos. Revista Brasileira de Energia, v. 22, p. 66-81, 2016.

SIKORSKI, J.; HAUGHTON, J.; KRAFT, M. Blockchain Technology in the Chemical Industry: Machine-to-machine electricity market. Applied Energy, 195: 234-246, 2017.

UK. Distributed Ledger Technology: beyond block chain. UK Government Chief Scientific Adviser, 2016.