



CADERNO OPINIÃO

OS CUSTOS DA DESCARBONIZAÇÃO

AUTOR

Leonam dos Santos Guimarães
maio.2019

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

SUPERINTENDENTE COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTES ADMINISTRATIVAS

Ana Paula Raymundo da Silva
Cristiane Parreira de Castro

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

PESQUISADORES

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes
Daniel Tavares Lamassa
Glaucia Fernandes
Pedro Henrique Gonçalves Neves
Priscila Martins Alves Carneiro
Tamar Roitman
Thiago Gomes Toledo

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yell
Magda Chambriard
Milas Evangelista de Souza
Nelson Narciso Filho
Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

OS CUSTOS DA DESCARBONIZAÇÃO

Leonam dos Santos Guimarães

Desde 2012, a Agência de Energia Nuclear da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD-NEA, sigla em inglês) produziu relatórios muito úteis sobre o custo da geração de eletricidade com o objetivo de encontrar as formas mais eficientes e menos onerosas de descarbonizar o sistema elétrico. A organização, com sede em Paris, apresentou recente-

mente as conclusões do seu último relatório, *Os Custos da Descarbonização - Custos do Sistema com Grandes Participações de Nucleares e Renováveis*, publicado em 25 de janeiro de 2018.

Em seu relatório de 2015, *Custos Projetados de Geração de Eletricidade*, a OECD-NEA forneceu evidências sobre dois pontos-chave. Primeiro, que apesar dos recentes projetos de alto custo em países ocidentais, a maioria das novas usinas nucleares apresentou um Custo de Eletricidade Nivelado (LCOE, sigla em inglês) comparável a qualquer outra fonte de geração, incluindo a maioria das Energias Renováveis Variáveis (VRE, sigla em inglês). O LCOE reúne todos os custos, incluindo CAPEX e OPEX, até a conexão de uma nova usina à rede. Segundo, que o LCOE para as VRE não levou em consideração os custos do sistema que os consumidores seriam obriga-

dos a pagar, tais como melhorias na rede para acomodar uma geração distante dos centros de consumo; balanceamento devido à baixa previsibilidade de VRE e controle de frequência e backup e/ou armazenamento de eletricidade para compensar essa variabilidade. Conclui que quanto maior a participação de VRE, maior seria o custo do sistema.

Destinado aos tomadores de decisão política, o novo relatório apresenta as principais considerações ao avaliar escolhas que efetivamente alcançariam uma descarbonização profunda, ou seja, menor que 50gCO₂/kWh, de um sistema elétrico do futuro. São elas:

- Qual é a combinação mais econômica para atingir uma meta de descarbonização com uma determinada parcela de VRE?
- Quais tecnologias estão disponíveis, quais são seus custos razoavelmente esperados e quais são seus efeitos sobre a confiabilidade geral do sistema elétrico?
- Quais políticas levarão aos investimentos de longo prazo que uma descarbonização profunda requer?

O estudo compara sistemas diferentes que atingem os mesmos 50gCO₂ / kWh, o que é mais ou menos a meta do Acordo de Paris para até 2050 alcançar o cenário de mudança climática de 2 graus celsius. Ele considera uma abordagem "greenfield", ou seja, definindo do zero todo um sistema que seria capaz de gerar 540 GWh em um ano, a fim de evitar muitas premissas provenientes de tecnologias ou sistemas já existentes.

O cenário de base compreende algumas hidrelétricas, nucleares e algumas térmicas a gás. É

o menos caro em custos LCOE, de rede e de sistema; não possui nenhuma VRE (seu LCOE permanece superior ao da nuclear para atingir uma determinada geração em MWh) ou armazenamento dedicado a VRE, e possui uma rede robusta, estabelecendo uma referência para os custos do sistema. Assume ainda tem uma restrição de preço de carbono de US \$35/tonelada de CO₂, o que praticamente elimina qualquer geração termelétrica a carvão.

Este cenário tem algumas semelhanças com o sistema francês, que ainda fornece a eletricidade mais barata para os consumidores finais na Europa, mesmo com todos os subsídios e impostos incluídos.

Quatro cenários exploram uma participação crescente de VRE na combinação de geração, respectivamente, 10%, 30%, 50% e 75%, e analisam a capacidade de geração necessária junto com seu LCOE mais todos os custos adicionais do sistema em comparação ao cenário de base. Além dos custos do sistema que foram apresentados no relatório de 2015, o novo estudo enfatiza o papel do custo de "perfil" ou de "utilização", que reflete o custo de fornecer a geração complementar quando a participação de VRE aumenta. Quanto mais VRE houver no sistema, mais cara é essa geração.

Não é de surpreender que, ao aumentar a participação de VRE na eletricidade gerada, a capacidade necessária cresça para mais de três vezes do que o cenário de base. A nuclear diminui significativamente e a capacidade de gás mais que dobra. A diminuição na nuclear deve-se às altas exigências de variação de carga que as VREs impõem ao sistema. A nuclear pode acomodar

dar isso mas, acima de um certo nível, afeta o fator de carga de tal forma que a energia nuclear se torna antieconômica. O armazenamento por baterias tem um papel muito limitado em qualquer um dos cenários do estudo. O custo de armazenamento é acessível para o controle de frequência ou para um equilíbrio de curto prazo, mas em nenhum caso o armazenamento de baterias pode desempenhar um papel no armazenamento a médio e longo prazo, devido ao seu custo dentro do período do estudo. Portanto, o equilíbrio de eletricidade, quando não há VRE e a nuclear é insuficiente, tem que vir do gás.

O custo da eletricidade, LCOE mais custos do sistema, aumenta de US\$ 65/MWh no cenário base para US\$ 130/MWh, quando 75% é de VRE. Além do LCOE, os custos do sistema aumentam quase exponencialmente com a participação de VRE, subindo de um mínimo de US\$ 8/MWh no cenário de 10% de VRE para US\$ 50/MWh no cenário de 75%. Os custos de rede, balanceamento e conexão são responsáveis por um terço e os custos de perfil por dois terços. A maior parte dos custos do perfil vem da desotimização do sistema devido à variabilidade das VREs devido à correlação nas horas de produção de renováveis que é vista nos grandes sistemas existentes. Quanto mais VRE for implantado, mais cara será a carga complementar e, com uma participação de VRE maior que 50%, o excesso de capacidade, quando todos os tipos de VRE forem gerados, levará a uma restrição cada vez maior das fontes de VRE.

O estudo observa a alta volatilidade dos preços da eletricidade no mercado. Os mercados existentes baseiam-se principalmente na ordem de mérito do custo marginal de geração de eletri-

cidade, mas as VREs têm um custo marginal nulo. Isso significa que quando a participação de VRE aumenta para o nível da capacidade de demanda, a VRE pode ocasionalmente atender a toda a demanda e levar a um preço de eletricidade no mercado de US\$ 0/MWh, juntamente com a restrição de algumas VRE. De 10% VRE a 75% VRE, o número de horas a um preço de US\$ 0/MWh cresce de poucas horas para quase 4000 por ano. Em compensação, o número de horas em que os preços estão acima de US\$100/MWh aumenta. Isso leva a uma alta volatilidade nos preços da eletricidade e a uma grande imprevisibilidade nos preços.

O relatório faz cinco recomendações principais:

- *reconhecer e alocar de maneira justa os custos do sistema para as tecnologias que os causam; promover mercados competitivos de curto prazo para o despacho econômico de tecnologias disponíveis;*
- *incentivar novos investimentos em tecnologias de baixo carbono, proporcionando estabilidade aos investidores;*
- *assegurar níveis adequados de capacidade e flexibilidade, bem como infraestrutura de transmissão e distribuição;*
- *implementar a precificação de carbono, como a abordagem mais eficiente para descarbonizar o fornecimento de eletricidade;*
- *produzir políticas adequadas para a rápida implantação de todas as tecnologias de baixo carbono disponíveis, com o melhor custo-benefício possível, a fim de descarbonizar com sucesso o setor de eletricidade.*

A seguir apresentaremos uma visão pessoal sobre os resultados desse estudo.

Precificação de carbono. Definir um preço do carbono parece óbvio. O estudo mostra que US\$ 35/tonelada de CO₂ é considerado suficiente para erradicar o carvão de todos os seus cenários, e não tão distante dos US\$ 20 já considerados em alguns países. Quanto mais cedo isso for alcançado, melhor, já que todos concordam que há uma necessidade urgente de descarbonizar o sistema energético.

Custos de Sistema. Idealmente, as políticas devem ser desenvolvidas para garantir que os custos do sistema sejam bem analisados e alocados à fonte que os gera. No Reino Unido foi proposto o conceito de *Equivalent Firm Power*, segundo o qual qualquer fonte de VRE deveria garantir sua produção com algum armazenamento pelo qual seria responsável. Praticamente, em qualquer sistema, isso seria muito difícil de implementar.

Benefícios de um mercado competitivo de curto prazo. Pode-se questionar a adequação da maioria dos mercados de eletricidade existentes: a ordem de mérito poderia ter sido justificada no passado, quando todas as fontes tinham LCOEs comparáveis e estavam totalmente expostas ao mercado. Os mercados de eletricidade produzem situações em que ocorrem preços em zero e não dão mais sinais econômicos consistentes com uma parcela crescente de VRE.

Incentivar novos investimentos em tecnologias de baixo carbono. Em um mercado em que toda e qualquer forma de geração de eletricidade é tratada de acordo com seus próprios méritos, sem quaisquer subsídios ou direitos prioritários, haverá a necessidade de novas regulamentações muito claras. Com uma alta participação de VRE,

os mercados existentes serão muito voláteis e apresentarão altos riscos para qualquer investimento de longo prazo e seu financiamento. Como as políticas podem ser projetadas para atrair investimentos nessa situação?

Capacidade, flexibilidade e infraestrutura. Há evidência clara de que, além da hidrelétrica, a nuclear é a única tecnologia de baixo carbono despachável, sendo essencial, juntamente com as VREs, para seja obtido um sistema elétrico descarbonizado. A relação custo-benefício para o consumidor leva a um sistema equilibrado, onde o valor da energia nuclear e o valor das próprias VRE não sejam ambos destruídos por uma excessiva participação de VRE. Ao invés de desenvolver políticas públicas que estabeleçam metas para a participação de VRE, o que exigirá capacidade, flexibilidade e infraestrutura de rede, não seria preferível definir primeiramente metas para geração de carbono e, então, identificar qual sistema elétrico propiciaria o melhor custo-benefício?

Ao considerar os fatos sobre os tipos de tecnologia, seus custos, incluindo custos do sistema, e aceitação pública e avaliação do potencial de preços mais altos da eletricidade, os tomadores de decisão sobre políticas poderiam criar as condições e regras de mercado para encontrar um caminho apropriado.

Há assuntos que estão fora do escopo do estudo da OECD-NEA, mas que são importantes para os tomadores de decisão. Uma é que, para acomodar uma alta participação de VRE, o sistema deve desenvolver não apenas redes de transmissão e distribuição, mas também incorporar novas tecnologias que ainda não existem para acomodar as flutuações que a geração de VRE acarreta. Esses custos

podem ter sido levados em conta no estudo, mas e os riscos associados a essas tecnologias futuras? E a confiabilidade de tal sistema e sua resiliência?

O estudo não examinou os recursos materiais necessários em nenhum cenário, mas esse é um tema a ser considerado. Em essência, a VRE tem na maioria das áreas um fator de carga limitado: para alcançar a mesma geração em GWh, a VRE precisa de três vezes mais capacidade do que qualquer fonte despachável e exigiria muita capacidade de armazenamento com, novamente, um fator de carga limitado. Esta é a maneira mais eficiente de usar os recursos que o planeta pode oferecer?

Outro tema a considerar é a aceitabilidade de um determinado cenário. Embora a geração de energia nuclear existente seja geralmente bem aceita, a nova energia nuclear pode ser um desafio; mas e quanto a uma implantação comparativamente grande de VRE e seu impacto? E quanto à aceitabilidade e viabilidade dos requisitos de distribuição/conexão?

Durante a web-conferência ocorrida quando do lançamento do estudo foi dito que "Um sistema ideal e com melhor custo-benefício deve incluir um terço de VRE, um terço de energia nuclear e o restante de energia hidrelétrica, quando dispo-

nível, e gás, quando acessível, se possível com captura de carbono, para garantir a *flexibilidade da demanda*".

A energia nuclear terá um papel fundamental nos futuros sistemas descarbonizados. Embora produza de forma confiável grandes quantidades de energia despachável e de baixo carbono, ela enfrenta questões sobre aceitação pública em muitos países. No entanto, este estudo mostra como a energia nuclear continua a ser uma opção economicamente viável para satisfazer restrições severas de carbono, apesar dos desafios econômicos para alguns reatores de nova geração.

A vantagem de custo da energia nuclear não está em seus custos no nível da usina, apesar deles serem bastante competitivos. Ela reside de fato em seus benefícios gerais para o sistema elétrico. Os custos no nível de usina da VRE caíram de forma impressionante, mas seus custos gerais para o sistema não são contabilizados, pois sua produção é agregada durante um número limitado de horas. Todos esses fatores deverão entrar em jogo nas decisões de cada país. Essa talvez seja a principal mensagem do estudo "Os Custos da Descarbonização" da OECD/NEA.



Leonam dos Santos Guimarães é Doutor em Engenharia Naval e Oceânica pela USP e Mestre em Engenharia Nuclear pela Universidade de Paris XI, é Diretor de Planejamento, Gestão e Meio Ambiente da Eletrobrás Eletronuclear, membro do Grupo Permanente de Assessoria em Energia Nuclear do Diretor Geral da Agência Internacional de Energia Atômica – AIEA, membro do Conselho de Representantes da World Nuclear Association – WNA, membro no Conselho Empresarial de Energia Elétrica da FIRJAN/CIRJ e Vice-Presidente da Seção Latino Americana da Sociedade Nuclear Americana. Foi Diretor Técnico-Comercial da Amazônia Azul Tecnologias de Defesa SA – AMAZUL, Assistente da Presidência da Eletrobrás Eletronuclear e Coordenador do Programa de Propulsão Nuclear do Centro Tecnológico da Marinha em São Paulo – CTMSP.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



fgv.br/energia

