

**“THE TRUTH IS ALWAYS SOMETHING THAT IS TOLD, NOT SOMETHING THAT IS KNOWN. IF THERE WERE NO SPEAKING OR WRITING, THERE WOULD BE NO TRUTH ABOUT ANYTHING. THERE WOULD ONLY BE WHAT IS”<sup>1</sup>**

A questão das emissões de carbono vem liderando o debate dentro de uma mistura de temas envolvendo sustentabilidade, meio ambiente, aspectos sociais e de governança que se convencionou chamar de ESG. Obviamente, a soma de eminentes riscos climáticos e um certo desdém histórico em relação ao tópico, exigem velocidade e pragmatismo nas discussões. Conclusões ligeiras e opiniões vigorosas são repetidas como bordões. Em seguida, percebe-se uma perigosa altivez rumo a atitudes práticas, infelizmente baseadas nestas soluções reducionistas. Como diria o Gato Cheshire à Alice - “Se você não sabe para onde ir, qualquer caminho serve.”

A despeito de sua complexidade intrínseca, o tema tem sido simplificado em torno de narrativas. Constroem-se cenários unidimensionais, primitivos do ponto de vista argumentativo e palatáveis para o homem comum. Afinal de contas, interpretar fenômenos através de encadeamentos lógicos e sequenciais é mais agradável do que lidar com incertezas e distribuições de probabilidades. No entanto, temas com amostragens reduzidas, ramificações múltiplas e impactos distantes merecem tratamento cioso. Ao se fazer qualquer tipo de julgamento, é importante deixar espaço para a dúvida, rememorando sempre o disparate que é a certeza. A inclinação cética ao se consumir narrativas, questionando premissas e suposições implícitas, analisando os dados brutos para formar conclusões independentes, é um traço dos sobreviventes. Na discussão sobre sustentabilidade, por exemplo, arriscamos partir de narrativas globais sem questionar a aderência das premissas às condições locais.

Nos últimos anos nosso investimento em Eneva vem sendo apontado como uma espécie de vilão do portfólio por conta de suas usinas movidas a carvão mineral<sup>2</sup>. Por conta disso, decidimos voltar para os conceitos básicos e nos apoiar em análises quantitativas para ampliar nossa capacidade de reflexão sobre este tema carregado de polêmicas. Esta carta pretende dividir um pouco desse caminho.

Responsável por cerca de 40% da geração de eletricidade no mundo nas últimas décadas, o carvão virou um inimigo óbvio a se combater na guerra contra o aquecimento global. Em dezembro de 2020 a revista britânica *The Economist* trouxe uma emblemática capa, “*Making coal history*”<sup>3</sup>, indicando um novo papel para o carvão: o de exposição histórica em museus. A Alemanha, nesse sentido, fez um trabalho impressionante de mudança de matriz energética, levando a representatividade do carvão na produção de eletricidade de cerca de 60% em 1985 para pouco menos de 30% em 2019, enquanto a participação das renováveis saltou no mesmo período de 4% para 40%<sup>4</sup>. A meta é zerar a geração a partir dessa fonte em 2038<sup>5</sup>, e para tal foi desenhado um programa com

---

<sup>1</sup> Susan Sontag

<sup>2</sup> As usinas de Itaqui e Pecém representam cerca de 30% da capacidade instalada da empresa hoje. Com a entrada em operação dos projetos em construção (Parnaíba V, Parnaíba VI, Azulão e Futura I) representarão cerca de 20%.

<sup>3</sup> *The Economist*, Making Coal History. 3 de dezembro de 2020 (<https://econ.st/3ujJm2o>).

<sup>4</sup> Esse feito fica ainda mais impressionante quando analisamos o fator de capacidade da geração renovável alemã. Na geração eólica, o fator de capacidade de 2021 foi cerca de 20% (18,5% na onshore e 36% na offshore), contra 44,7% no Brasil, enquanto na solar esses números foram da ordem de 10% contra 23%. Posto de outra forma, a mesma capacidade de geração eólica e solar da Alemanha geraria 2,4x mais energia se instalada no Brasil.

<sup>5</sup> Germany: Law on Phasing-Out Coal-Powered Energy by 2038 Enters into Force, Library of Congress. 31 de agosto de 2020 ([https://bit.ly/germany\\_phasing\\_out\\_coal](https://bit.ly/germany_phasing_out_coal))

foco na segurança do suprimento, no impacto social e na potencial contestação por parte dos geradores com contratos ainda vigentes.

No caso do Brasil, a participação do carvão é mais relevante nas discussões sobre ESG do que na matriz elétrica propriamente dita, representando menos de 3% da energia gerada, enquanto as renováveis são mais de 80% do total. Temos hoje uma das matrizes elétricas mais limpas do mundo. Embora carvão seja carvão em qualquer lugar do planeta, a eletricidade gerada desempenha funções diferentes em cada sistema energético.

Para explorar nossas alternativas, vale analisar brevemente a história e dinâmica do setor elétrico no Brasil: nossa geração de energia é muito dependente das hidrelétricas e, portanto, do regime de chuvas. As térmicas desempenham um papel de apoio à essa fonte e são acionadas – ou “despachadas”, no jargão do setor – quando os modelos estatísticos do Operador Nacional do Sistema (ONS) indicam que o custo de gerar o quilowatt-hora (kWh) adicional, na térmica de menor custo marginal disponível, é inferior ao custo estimado de utilizar a água dos reservatórios para a gerar a mesma energia<sup>6</sup>. Nosso parque térmico, embora desenvolvido às pressas, em contratação emergencial para evitar os temidos apagões de 2000/2001, através do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), desempenha um papel importante para a segurança de suprimento<sup>7</sup>.

Diferente de outros países, onde termelétricas são acionadas para balancear produção e consumo de energia a todo instante, no Brasil esta modulação é feita, historicamente, pelas hidrelétricas. Aqui, as termoeletricas atuam como um seguro contra as secas, fornecendo uma geração de base, contínua, e de forma complementar às hidrelétricas – função imprescindível para lidar com um regime hidrológico imprevisível, possibilitando poupar água nos reservatórios. Recentemente, se as térmicas não fossem acionadas a partir de setembro de 2020, chegaríamos em agosto de 2021 sem uma gota de água nos reservatórios das hidrelétricas.

Para que o sistema funcione sem sobressaltos, é fundamental que os agentes estejam atentos para uma eventual escassez de fontes naturais das quais nossa matriz depende. O planejador (Empresa de Pesquisa Energética - EPE) deve garantir a contratação de capacidade despachável quando necessário, enquanto o operador (Operador Nacional do Sistema - ONS) deve despachar energia das diferentes fontes de geração, de forma a garantir um nível de reservatórios suficiente para atender à demanda nos possíveis cenários futuros, ao menor custo possível. O *tradeoff* que naturalmente se apresenta é entre segurança de suprimento e custo de operação<sup>8</sup>. Afinal, quanto vale a energia, quando ela falta?

Como o setor só analisa custos incorridos diretamente em seus processos de tomada de decisão, o ângulo ambiental pouco aparece na discussão. É o mais surrado exemplo de externalidades, abordado no primeiro semestre dos cursos de economia. No caso da geração de energia, a palavra “ambiental” é muito ampla. A métrica acessível e disponível para a avaliação que a agenda climática impõe é a quantidade de gases de efeito estufa emitidos para cada unidade de energia gerada. Os diferentes gases são comparados em termos de potencial de aquecimento global em um dado horizonte de tempo, tendo o carbono como referência.<sup>9</sup>

---

<sup>6</sup> Isso em teoria. Na prática, o ONS pode despachar térmicas fora da ordem de mérito, o que indica que as percepções individuais dos responsáveis pela operação do sistema a respeito das necessidades energéticas e riscos associados não está de acordo com os resultados obtidos nos modelos utilizados para a programação da operação.

<sup>7</sup> A segurança de suprimento possui diversas dimensões, mas, para ser sucinto, a Agência Internacional de Energia a define como “a disponibilidade ininterrupta de fontes de energia, a um preço acessível”.

<sup>8</sup> Custos incorridos, principalmente, na compra de combustíveis utilizados para a geração de eletricidade.

<sup>9</sup> A janela mais usual é a de 100 anos (GWP100), sendo utilizada tanto no Protocolo de Kyoto quanto no Acordo de Paris. A definição do horizonte base de comparação é muito relevante por conta dos Poluentes Climáticos de Curta Duração (SLCP na sigla em inglês) como o Metano (CH<sub>4</sub>), que, como referência, tem um GWP 100 da ordem de 25x e um GWP 20 de 86x. Para uma discussão mais aprofundada, ver <https://bit.ly/gwpcdiscussion>.

A emissão média do setor elétrico brasileiro na última década foi da ordem de 100g de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e) por cada kWh gerado<sup>10</sup>. Com esse nível de emissões poderíamos ostentar o fato de que nossa matriz elétrica "contribui substancialmente para a mitigação das mudanças climáticas" de acordo com a taxonomia da União Europeia para atividades sustentáveis<sup>11</sup>.

No entanto, ao longo dos últimos dez anos, adicionamos risco na operação: o sistema migrou de uma base predominantemente hidroelétrica, para um sistema hidrotérmico com expressiva participação de geração renovável, cuja produção não é controlável e é intermitente<sup>12</sup>. Além disso houve alteração na disponibilidade hídrica para a produção de energia – seja pelos controversos efeitos de alteração de regime de chuvas, seja por efeitos de más decisões e pouca governança setorial nos usos múltiplos da água e definição de seu valor para outros setores. Como consequência, nos últimos 10 anos presenciamos 3 crises hídricas<sup>13</sup>, com diversos desdobramentos negativos na economia, na política e na sociedade. O preço spot de energia oscilou agressivamente e, para citar um exemplo, chegamos em situação extrema de contratar energia térmica nova a R\$1.560/MWh, em caráter de urgência. Típica receita para destruir qualquer governança criada para sustentar um sistema complexo e saudável.

No fim do dia, infelizmente, a confiabilidade do setor elétrico não está garantida. A energia é limpa, mas a matriz é frágil. Qualquer esforço de redução de emissões passa, invariavelmente, ou por um custo maior de operação ou por uma maior tolerância ao risco. Deitamo-nos em berço esplêndido com o presente da natureza, mas não criamos os instrumentos de governança necessários para alcançar a estabilidade setorial. Sem previsibilidade regulatória e com uma governança frágil, ficamos reféns de decisões rápidas. Cenário perfeito para que as temidas criaturas do pântano saiam das cavernas para se locupletar. Aos custos da sociedade.

### **“WITHOUT DATA YOU ARE JUST ANOTHER PERSON WITH AN OPINION”<sup>14</sup>**

Em função das características do sistema abordado decidimos elaborar, conjuntamente com a PSR<sup>15</sup>, um estudo quantitativo propondo testar determinadas hipóteses através de modelos robustos de otimização estocástica<sup>16</sup>.

No primeiro exercício analisamos o impacto de curto prazo do descomissionamento integral do nosso parque térmico a carvão<sup>17</sup>, a partir de janeiro de 2022, sem nenhuma substituição. Nesse cenário, as térmicas seriam desligadas a partir do dia 1 de janeiro e nenhuma capacidade adicional de geração seria instalada para compensar. O objetivo deste trabalho é mensurar o valor que a disponibilidade dessas usinas traz para o sistema em um prazo insuficiente para desenvolver projetos de geração substitutos. No horizonte de 4 anos

<sup>10</sup> Fonte Ministério da Ciência, Tecnologia e inovações. [https://bit.ly/mctic\\_emissoes](https://bit.ly/mctic_emissoes).

<sup>11</sup> Esforço da União Europeia de classificar tecnicamente atividades verdes/sustentáveis para redirecionar os fluxos de capital, promovendo investimentos renováveis com horizontes mais longos e estabelecendo “sustentabilidade” como um critério explícito na gestão de riscos. EU Technical Group on Sustainable Finance - Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance. [https://bit.ly/eu\\_taxonomy](https://bit.ly/eu_taxonomy).

<sup>12</sup> Segundo dados do ONS, em 2006 a capacidade instalada era composta por hidrelétricas (83%) e termelétricas (17%). Já em 2021 a composição era de hidrelétricas (63%), termelétricas (22%), eólicas (12%) e solares (3%).

<sup>13</sup> Ocorridas nos anos 2014, 2017 e, mais recentemente, 2020/21.

<sup>14</sup> W. Edwards Deming

<sup>15</sup> Consultoria de referência do setor elétrico brasileiro. Fundada em 1987, é uma provedora global de metodologias, ferramentas analíticas e estudos de consultoria para o setor de energia. Tem uma equipe de 100 pessoas e clientes em 70 países

<sup>16</sup> A PSR calcula a política operativa estocástica de mínimo custo de um sistema hidrotérmico, levando em consideração os seguintes aspectos: detalhes operativos das usinas hidrelétricas e térmicas, representação de mercados "spot" e contratos de fornecimento, incerteza hidrológica, detalhes do sistema de transmissão, variação da demanda por patamar e por barra do sistema e restrições de suprimento. Mais informações em [https://bit.ly/psr\\_sddp](https://bit.ly/psr_sddp).

<sup>17</sup> Simulamos o descomissionamento das sete usinas a carvão consideradas pelo ONS nas simulações do Programa Mensal da Operação (PMO), totalizando 3 GW de capacidade instalada.

compreendido entre 2022 e 2025, as emissões de CO<sub>2</sub>e seriam reduzidas em 34 milhões de toneladas e o custo de operação seria majorado em R\$36 bilhões. Esse dispêndio adicional é composto de custos diretos relacionados ao despacho de térmicas mais caras e de custos teóricos associados a um risco de déficit de energia superior. Uma primeira análise desses números implica um custo de reduzir emissões de U\$192 por cada tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente, valor consideravelmente acima dos maiores preços de emissões (*carbon tax*) vigentes no mundo<sup>18</sup>.

Além dos aspectos técnicos teóricos de uma decisão desse tipo, sequer tangenciamos a discussão relacionada à eventual governança necessária para equilibrar este cenário. Somente as indenizações devidas aos geradores com autorizações de operação ainda vigentes e contratos de energia vendida por disponibilidade no ambiente regulado, já constituiriam um obstáculo considerável<sup>19</sup>. O descomissionamento não aparenta ser um caminho desejável, tampouco factível.

A partir desta conclusão, uma parte meritória do debate sofre influência da frágil linha onde decidimos traçar nossas fronteiras. Dado que a repercussão do impacto para o clima é global, por definição, não deveríamos limitar as análises aos CNPJs nos quais investimos. Transferência de controle sem descomissionamento dos ativos só é solução para os *scorecards* das empresas. A temperatura global não se importa com os relatórios de sustentabilidade das companhias listadas. A venda dos campos de petróleo de North Slope, no Alaska, pela BP<sup>20</sup>, ilustra bem esse ponto. Após a venda, a empresa alardeou números de redução de emissões escopo 1 e 2<sup>21</sup> da ordem de 16%, enquanto o impacto real para o meio ambiente será, no melhor dos casos, nulo, já que a Hilcorp, empresa que adquiriu o ativo, seguirá operando-o e sequer divulga relatórios de sustentabilidade para que o público possa acompanhar a evolução das emissões.

No mundo dos *checklists* a operação é um sucesso: o relatório de sustentabilidade distingue-se com brilhantismo, os executivos atingem suas metas ESG e os acionistas expõem garbosamente uma trajetória virtuosa de redução de impacto em seus portfólios. No mundo real, no entanto, o óleo continua saindo debaixo da terra, só que agora sem a fiscalização da sociedade. A sujeira não sumiu, apenas foi varrida para debaixo do tapete.

Os desinvestimentos dos ativos de carvão da Engie, multinacional francesa de energia, merecem uma reflexão. A subsidiária brasileira da companhia contava com duas usinas de geração de energia a carvão nacional, o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), em Santa Catarina, e Pampa Sul, no Rio Grande do Sul, esta viabilizada no leilão de energia A-5 de novembro de 2014, seis anos após os leilões que contrataram as térmicas a carvão da Eneva.

O complexo de Jorge Lacerda foi desenvolvido na década de 60, a partir do Plano de Metas de Juscelino Kubitschek, pretendendo resolver um problema da região carbonífera de Santa Catarina. O minério local era o único coqueificável do país, porém era de baixa qualidade: o aproveitamento da porção metalúrgica era reduzido quando comparado à porção vapor e aos rejeitos com alto teor de enxofre. A via para otimizar a utilização do

---

<sup>18</sup> Parte relevante dessas despesas adicionais está relacionada ao custo de déficit de energia utilizado pelo setor elétrico, definido hoje em R\$6.500. Corrigindo esse valor para algo mais próximo da realidade de uma térmica cara efetivamente despachada, alcançamos um custo de U\$84/tCO<sub>2</sub>e, em linha com o preço de carbono de alguns países da Europa, mas indubitavelmente muito superior a qualquer preço de carbono potencialmente aplicado no Brasil. Apenas como referência, um preço de carbono nesses níveis, mesmo com uma matriz limpa como a nossa, seria responsável por um aumento de quase 10% na tarifa do consumidor cativo.

<sup>19</sup> No exemplo alemão, cerca de 4 bilhões de euros seriam despendidos para compensar os investidores que detinham usinas a carvão

<sup>20</sup> <https://bloom.bg/3iA6nc6>

<sup>21</sup> As emissões de escopo 1 são resultado direto das atividades de um agente, como o uso de combustíveis fósseis. Emissões de escopo 2 são resultado indireto das atividades de um agente, associadas ao consumo de energia elétrica, vapor ou calor por este agente – porém gerados por outro agente. Já as emissões de escopo 3 incluem todas as emissões indiretas, associadas à atividade do agente, para além daquelas inclusas no escopo 2 – isto é, as emissões na cadeia de valor.

carvão passava pelo desenvolvimento de um complexo carbonífero composto de termelétrica, siderúrgica e indústria química<sup>22</sup>. As termelétricas foram desenvolvidas em uma parceria entre o estado de Santa Catarina, a União e a CSN (compradora do carvão metalúrgico). Nas décadas seguintes o quadro societário foi sendo alterado, até que a usina acabou sob controle da Engie (na época Tractebel) após a privatização da Gerasul<sup>23</sup>. O complexo hoje opera com subsídio anual da ordem de R\$ 700 milhões, destinado à aquisição do carvão catarinense a um custo quase 4 vezes superior ao do carvão gaúcho<sup>24</sup>, e emite cerca de 4,3 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>e por ano, 27% a mais do que seria emitido para gerar a mesma energia em uma térmica a carvão importado. A conta é paga por todos os consumidores de energia elétrica do país, através da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Uma usina que nasceu com incentivos cruzados, bancada pelo poder público e depois mantida através de impostos indiretos que incidem sobre o consumidor de energia.

Naturalmente, a atividade de mineração de carvão e geração de energia é relevante para a economia da região, o que não deve ser ignorado em um país com uma matriz elétrica já limpa. Retornando ao plano alemão de transição do carvão, é prevista a ajuda financeira da ordem de 14 bilhões de euros, até 2038, para regiões dependentes da atividade de mineração. Outros €26 bilhões podem ser investidos em pesquisa, projetos de infraestrutura ou estabelecimento de instituições federais nessas áreas. No entanto, nessa sopa de letrinhas do ESG, a comparação do E com o S deve ser feita com a devida atenção para o G. Qualquer tipo de benefício cruzado deve ser valorado, discutido e comparado com outras alternativas. Quantas unidades de PIB adicionamos para cada milhão de toneladas de CO<sub>2</sub>e emitido em Santa Catarina? Como isso se compara com as outras opções que o país tem à disposição? Grupos com maior capacidade de mobilização tendem a prevalecer na defesa de seus próprios interesses, levando a um cenário que o ex-secretário executivo do Ministério de Minas e Energia, Paulo Pedrosa, batizou de “bem localizado em troca do mal distribuído”. Enquanto não construirmos um framework corretamente definido para sustentar decisões desse tipo, arriscamos tornarmos reféns da capacidade articuladora de lobistas habilidosos em operar nosso peculiar sistema de comércio da exceção.

O complexo de Jorge Lacerda foi vendido para um agente financeiro<sup>25</sup> e, depois da Lei nº 14.299/2022<sup>26</sup>, aprovada em janeiro deste ano, deve gerar energia subsidiada pelo consumidor até, ao menos, o ano de 2040. A segunda usina, Pampa Sul, está à venda junto com um projeto de expansão e licenças para dobrar sua capacidade. No balanço da companhia, uma térmica desaparece. No mundo real, outra térmica surge ao seu lado. A Engie, que se diz “comprometida com acelerar a transição para um mundo neutro em carbono”, arrisca cair na armadilha de otimizar apenas os números de seu relatório de sustentabilidade. A subsidiária brasileira da estatal portuguesa EDP, que divide um complexo térmico a carvão com a Eneva no porto de Pecém, no Ceará, é outro caso emblemático de dissonância cognitiva ambiental: a solução posta para resolver seu “problema” de exposição ao carvão é desconsolidar o ativo. Difícil culpar os executivos, quando os incentivos postos partem de uma visão simplista sobre um processo multivariado extremamente complexo. Se não aparecer nas demonstrações financeiras, o problema estará resolvido<sup>27</sup>. *Out of sight, out of mind.*

---

<sup>22</sup>Beneficiando-se do enxofre na produção de ácidos.

<sup>23</sup> Spin-off dos ativos de geração de energia da Eletrosul, subsidiária da Eletrobras, constituída em 1997 para posterior privatização em 19.

<sup>24</sup> R\$338/ton em SC contra R\$87/ton no RS, Relatório do Grupo de Trabalho para Avaliar as Atividades de Geração Termelétrica a Carvão Mineral e de Mineração de Carvão, Jul/2021 ([https://bit.ly/relatorio\\_gt\\_carvao](https://bit.ly/relatorio_gt_carvao))

<sup>25</sup> [https://bit.ly/engie\\_frCTJL](https://bit.ly/engie_frCTJL)

<sup>26</sup> A Lei cria o programa de Transição Energética Justa (TEJ), garantindo a contratação da energia do CTJL para manter a quantidade de carvão adquirido nos patamares atuais. Embora o conceito de transição energética justa faça sentido, desenhar um programa focado apenas na região carbonífera de Santa Catarina parece não ser o caminho correto.

<sup>27</sup> A EDP foi classificada em primeiro lugar no Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 em 2021 ([https://bit.ly/edp\\_ise](https://bit.ly/edp_ise))

## “SHOW ME THE INCENTIVES AND I WILL SHOW YOU THE OUTCOME”<sup>28</sup> ou “DON’T HATE THE PLAYER, HATE THE GAME”<sup>29</sup>

As térmicas da Eneva são remuneradas por meio de contratos de longo prazo por disponibilidade. Recebem uma receita fixa mensal para ficar à disposição do sistema e geram energia quando o ONS ordena. Para cada kWh gerado, recebem um pagamento adicional para cobrir seus custos marginais de produção, o chamado CVU (Custo Variável Unitário). Embora essas usinas tenham autorização do poder concedente para fornecer energia até 2042/2043, os contratos que as remuneram acabam em 2026/2027, de forma que a companhia tem uma decisão relevante para tomar nos próximos anos em relação ao futuro dessas térmicas. Aqui nos deparamos com o eterno conflito entre o ideal e o possível.

No mundo das planilhas e projeções, onde não existem lobistas ou associações de classe, conflitos de interesses ou corporativismo, nosso sistema já estaria bem-posicionado para ser inteiramente renovável, composto apenas de usinas solares, eólicas e hídricas. Nesse mundo, usinas térmicas teriam menos relevância e seriam abastecidas pelo combustível menos poluente – hoje o gás natural. A Eneva poderia aposentar suas térmicas a carvão sem prejuízo ao sistema. Tony Seba, do *think tank* RethinkX, projeta<sup>30</sup> que, em 2030, sistemas compostos por renováveis e baterias já serão mais atraentes, do ponto de vista financeiro, do que as alternativas. Isso sem sequer internalizar os custos de emissão de carbono. O cerne de sua argumentação vem da trajetória não-linear das disrupções tecnológicas e do seu impacto no preço das baterias de íon-lítio, e nos ativos de geração de energia fotovoltaica e eólica. Embora o preço das baterias já tenha caído quase 90% na última década, a projeção para os próximos 10 anos é de uma queda adicional de 80%, com a energia eólica (-46/-43%) e fotovoltaica (-82/-72%) seguindo percursos semelhantes.

Como os recursos renováveis possuem forte variabilidade e não controlabilidade de sua produção, um sistema 100% renovável precisa de redundância para funcionar. A capacidade de geração de energia, nos momentos de menor disponibilidade de recursos, deve ser suficiente para abastecer a demanda projetada com alguma folga. Isso implica que, em qualquer outra janela temporal, o sistema será capaz de gerar muito mais energia do que pode consumir a um custo marginal próximo de zero. Energia abundante, limpa e gratuita, disponível para ajudar no processo de redução de emissões em outros setores da economia, um elemento fundamental na nossa jornada rumo ao “*net zero*”. A Agência Internacional da Energia (IEA) projeta<sup>31</sup> que a eletricidade, que hoje representa algo como 20% de todo o consumo de energia global, deverá ser responsável por cerca de 50% nos próximos anos. A transição energética demandará muita energia, e quanto mais barata e limpa ela for, melhor, para assim atingir os resultados esperados de forma tecnicamente factível, eficiente e socialmente aceitável.

Embora a provocação do Tony Seba já seja sedutora o suficiente no caso genérico, no Brasil ela fica ainda mais interessante. Fomos abençoados com recursos hídricos que alimentam reservatórios capazes de estocar o equivalente a cerca de 35% de nossa demanda anual<sup>32</sup>. Para armazenar a mesma quantidade de energia em baterias de íon-lítio, precisaríamos comprar 100% de toda a capacidade de produção global atual pelos próximos 300 anos. Se optássemos por *megapacks* da Tesla<sup>33</sup>, essa capacidade de armazenamento viria ao custo de 68 trilhões de dólares

---

<sup>28</sup> Charlie Munger

<sup>29</sup> Provérbio popular

<sup>30</sup>[https://bit.ly/tony\\_seba](https://bit.ly/tony_seba)

<sup>31</sup> IEA’s “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector” ([https://bit.ly/net\\_zero\\_2050](https://bit.ly/net_zero_2050))

<sup>32</sup> De acordo com dados do ONS, a demanda em 2021 foi de 556 TWh, enquanto a capacidade de armazenamento dos reservatórios é de 212 TWh.

<sup>33</sup> [https://bit.ly/tesla\\_megapack](https://bit.ly/tesla_megapack)

Com um investimento estimado de R\$ 300 bilhões, poderíamos aumentar a capacidade instalada de geração renovável em algo como 90 GW e utilizar os reservatórios das hidrelétricas para fazer a modulação da carga<sup>34</sup>. No entanto, seria preciso ter atenção ao arcabouço e ao desenho do mercado de energia elétrica. Com custos marginais se aproximando do zero, os incentivos devem ser pensados de modo a manter a rentabilidade dos investimentos em capacidade de geração. Com preços de energia cada vez mais voláteis, mecanismos e mercados que possibilitem a gestão apropriada dos riscos por parte dos agentes devem existir. Tecnicamente é possível, mas politicamente é improvável. É mais fácil prever o comportamento dos fótons dentro de um painel solar do que o da tinta da caneta do congresso.

A Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia (MME), realizada durante a admirável gestão do setor elétrico do governo Temer em 2017, serve como símbolo da dificuldade de implementar mudanças técnicas complexas em um ambiente político. Foi a primeira proposta de reforma setorial a passar por um debate público aberto, rompendo com o histórico de reformas impostas por medidas provisórias, discutidas em círculos restritos e opacos. No fim do processo foi apresentado o “Projeto de Lei de Modernização e Abertura do Mercado Livre de Energia Elétrica” em conjunto com oito notas técnicas justificando as escolhas adotadas e discriminando as mudanças sofridas ao longo do processo de consulta pública. O projeto, que modifica 12 diferentes leis ao longo de seus 10 artigos, até hoje não foi votado. O legislativo não encontrou nenhuma janela para apreciá-lo em meio a suas outras prioridades.

A Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras, é outro documento interessante para ilustrar a dinâmica de funcionamento do congresso nacional brasileiro. Nasceu a partir da Medida Provisória nº 1.031/2021, construída pelo MME do governo Bolsonaro, objetivando privatizar a Eletrobras em um modelo similar ao proposto no governo Temer, à época por meio do Projeto de Lei nº 9.463/2018. O projeto foi entregue ao Congresso pessoalmente pelo presidente, demonstrando seu compromisso com a agenda liberal logo após a intervenção que levou à demissão de Roberto Castelo Branco do cargo de CEO da Petrobras.

A Medida recebeu quase 600 emendas, de 65 parlamentares diferentes, e saiu da câmara desfigurada, tomando decisões técnicas sem passar pelos fóruns de discussão adequados e ultrapassando o que seriam as competências esperadas de um corpo legislativo. Três temas diferentes, estranhos ao teor original do PL, foram condensados em um mega-parágrafo de quase 4 mil caracteres em conjunto com a desestatização da Eletrobras. Técnica legislativa tradicional para proteger o texto de vetos do Executivo, em um ambiente de baixa confiança institucional entre os poderes. Os chamados jabutis deformam a dinâmica de contratação de energia do setor, estendendo prazos em contratos antigos com preços completamente fora da realidade e criando reservas de mercado sem justificativa técnica. Por fim, obrigam a contratação de 8 GW em térmicas inflexíveis a gás natural, destinadas a regiões escolhidas e que, em sua maioria, incorrerão na necessidade de construção de gasodutos para o fornecimento de combustível. O resultado que deveria emergir das interações entre regulador, planejador e mercado, em um processo adaptativo orgânico, acabou vindo de uma canetada focada em avançar a agenda de grupos de interesse específicos. Mais um clássico caso do bem localizado e mal distribuído.

Essas térmicas provavelmente não seriam contratadas em um processo de mercado, tanto por seu alto custo, quanto por seu alto nível de inflexibilidade – que limita a atuação do ONS. Ainda mais se considerarmos que o setor elétrico brasileiro deve acrescentar uma quantidade inédita de projetos de geração de energia renovável

---

<sup>34</sup> Nesse exercício, excessivamente simplificado e construído internamente, otimizamos uma matriz, em base horária, composta inteiramente pelas usinas hidroelétricas existentes combinadas com eólicas e fotovoltaicas. Para que esse sistema funcione sem sobressaltos é necessária uma hidrologia de apenas 50% da Média de Longo Termo (MLT). Com 80% da MLT teríamos capacidade de gerar um adicional de 11 GWMed (17% da demanda) a um custo marginal zero. Além disso, térmicas não despacháveis como nucleares, biomassa e resíduos industriais, configurariam um colchão adicional que reduziria o investimento necessário para equilibrar esse sistema.

nos próximos anos. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031<sup>35</sup>, produzido pela EPE, indica que as renováveis serão responsáveis por  $\frac{2}{3}$  de toda a capacidade de geração adicionada na próxima década. Nessa projeção, as fontes eólica e solar centralizada incorporam cerca de 17 GW até 2031, representando 40 GW de capacidade, ou 20% do total do sistema. O estudo, no entanto, parece subestimar o progresso do setor nos próximos anos. Contamos hoje com 46 GW<sup>36</sup> de outorgas emitidas para novos projetos, dos quais 9 GW já estão em construção. Isso tudo sem mencionar os projetos de geração solar distribuída, que já representam quase 10 GW de capacidade instalada e adicionarão, segundo a EPE, algo entre 20 e 40 GW de capacidade nova ao sistema ainda nesta década.

Com a entrada massiva de capacidade renovável, as térmicas deveriam ser chamadas a despachar cada vez menos. Isso se traduz em um equilíbrio no qual o benefício de novos projetos a gás, tanto em termos de CVU como em emissões de CO<sub>2</sub>, poderá não ser suficiente para remunerar o capital empregado no empreendimento sob a ótica puramente energética. O valor destes ativos, se existir, estará associado às outras dimensões da confiabilidade de suprimento: suprimento de ponta, flexibilidade operativa ou mesmo resiliência a eventos extremos.

No estudo realizado em conjunto com a PSR, um segundo exercício foi realizado para avaliar as alternativas de expansão para a eventual substituição das usinas a carvão ao término dos seus contratos, o que ocorrerá nos anos de 2026/27<sup>37</sup>, sob diferentes cenários de precificação de emissões de gases de efeito estufa. Isto é, na manutenção do *status quo*, a operação das termelétricas a carvão continua sendo economicamente atrativa. O que queríamos estimar era qual o preço de carbono necessário para tornar o descomissionamento destas usinas atrativo, do ponto de vista financeiro<sup>38</sup>? Os resultados indicam que seria necessário um preço de emissões da ordem de ao menos 250 a 300 R\$/tCO<sub>2</sub>e para atingir este *breakeven*, valores acima da faixa identificada como aceitável para aplicação no Brasil, que não passava dos R\$ 45/tCO<sub>2</sub>e<sup>39</sup>.

O mais adequado para o sistema seria manter os ativos já amortizados e bem operados, como é o caso do carvão importado, desligados, porém bem cuidados ao ponto de gerar energia nos momentos mais críticos de operação do sistema. Ao invés de pressionar as boas empresas a vender seus ativos a carvão, deveríamos fazer o oposto: pressioná-las para mantê-los, mirando garantir uma rede de proteção funcional caso o sistema venha a escorregar. Afinal de contas, quanto vale a energia, quando ela falta?

---

<sup>35</sup>[https://bit.ly/pde\\_2031](https://bit.ly/pde_2031)

<sup>36</sup> A MP 998/20, convertida na Lei nº 14.120/21, limitou o benefício de redução de 50% nas tarifas de transmissão e distribuição, concedido pela Lei nº 13.360/16, para projetos que solicitassem outorga até março de 2022 e entrassem em operação até 48 meses após a solicitação. Essa medida, naturalmente, criou uma espécie de corrida do ouro no mercado de desenvolvimento de projetos renováveis, especialmente para projetos fotovoltaicos – lembramos que a Resolução Normativa da ANEEL nº 876, de 10 de março de 2020, não exige depósito de garantias de fiel cumprimento nesse caso.

<sup>37</sup> Novamente, utilizando os modelos de otimização estocástica desenvolvidos pela PSR. Desta vez, foram avaliadas diferentes alternativas para a expansão do SIN, mirando um horizonte até 2040. Dentre as alternativas – compostas pelas diferentes fontes de geração de energia, expansão de interconexões e até adição de baterias – estava a possibilidade de recontração destas usinas a carvão, a um custo de 40% (mesmo valor utilizado pela EPE em seus estudos do Plano Decenal de Expansão 2030) do investimento em uma nova usina (atualmente estimado entre 7 e 9 milhões de reais por MW instalado)

<sup>38</sup> Não para o agente detentor do ativo, mas sim do ponto de vista sistêmico: este é o ponto onde os custos de expansão e custos esperados de operação do sistema, neste horizonte, são menores ao não recontratar estas termelétricas se comparados com aqueles obtidos ao recontratar-las.

<sup>39</sup> Por exemplo, no Projeto PMR, desenvolvido pelo Ministério da Economia em parceria com o Banco Mundial para estudar a precificação de emissões no país, a faixa indicativa de valores ia de 20 a 45 R\$/tCO<sub>2</sub>e.



## **“TEM GENTE AINDA ME ESPERANDO PARA CONTAR. AS NOVIDADES QUE EU JÁ CANSO DE SABER. EU SEI, TAMBÉM TEM GENTE ME ENGANANDO. AH, MAS QUE BOBAGEM, JÁ É TEMPO DE CRESCER”<sup>40</sup>**

Custos ou benefícios extramuros dificilmente são contabilizados quando partimos de incentivos centrados no *box ticking* e não em *truth-seeking*. O projeto integrado Azulão-Jaguatirica, da Eneva, é um exemplo interessante dos efeitos perversos de uma análise míope. O estado de Roraima é o único do país que, até hoje, não foi conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Disputas no licenciamento da linha de transmissão Manaus-Boa Vista, licitada no longínquo ano de 2011, impedem a realização da obra. Por conta disso, consome-se na região a energia importada da Venezuela e gerada em térmicas locais – abastecidas a diesel e subsidiadas pelos consumidores do SIN. Em função da crise venezuelana e da redução da disponibilidade de energia, a carga do estado passou a ser integralmente abastecida pelas termelétricas, com uma conta de subsídio com custo anualizado de aproximadamente R\$ 2 bilhões, valor que representa mais de 3 vezes o total arrecadado nas contas de luz do estado. Na tentativa de criar uma alternativa ao linhão Manaus-Boa Vista, a ANEEL e a CCEE realizaram o Leilão de Geração 01/2019 para suprimento de Boa Vista e arredores. Nesse leilão a Eneva desenvolveu um projeto inovador, com extração e liquefação de gás natural no campo de Azulão em Silves no Amazonas, transporte do GNL em carretas criogênicas por mais de 1000km na BR-174 até Roraima e, por fim, regaseificação e geração de energia na térmica de Jaguatirica II. Embora esse projeto engenhoso se traduza em uma redução de 244 mil toneladas de CO<sub>2</sub>e por ano, no relatório de sustentabilidade da Eneva veremos apenas um acréscimo de 435 mil toneladas já que as 679 mil toneladas de carbono evitadas na geração a óleo diesel não constarão em lugar algum. O foco excessivo na fotografia pública e uma obsessão na construção de uma imagem confortável aos olhos da sociedade, neste caso, originariam incentivos tortos, arriscando o desenvolvimento desta solução inovadora. Como consequência, implicaria em prejuízo aos consumidores de Roraima, aos acionistas de Eneva e ao meio ambiente.

Depois dessas páginas focadas em justificar nosso investimento em Eneva, permita-nos uma reflexão, misturada com desabafo, sobre a força das narrativas e sua capacidade de direcionar a discussão. O setor elétrico brasileiro emitiu em média entre 2016 e 2020 cerca de 56 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>e por ano<sup>41</sup>, algo como 2,8% do nosso total de emissões<sup>42</sup>. Um custo ambiental razoável para um setor que representa a infraestrutura básica necessária para viabilizar toda a atividade econômica do país, além de ser diretamente responsável por dezenas de bilhões de reais em investimento direto. A maior fatia das emissões de gases de efeito estufa do Brasil vem das chamadas Mudanças de Uso de Terra e Florestas, leia-se desmatamento. Nos últimos cinco anos foram emitidas, em média, 850 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>e por ano como consequência direta do desmatamento, 15 vezes mais do que o setor elétrico e sem criar resultados econômicos relevantes para o país. Atividade que só se viabiliza pela pressão política de grupos com interesses econômicos extrativistas e a conivência política, fruto de um trabalho efetivo de influência.

A impressão que fica é de um excessivo foco em temas de menor materialidade, enquanto ignoramos as questões que podem, de fato, ser transformadoras em nossa ambição de construir um legado de sustentabilidade climática com crescimento econômico. A Alemanha promove o hidrogênio verde porque as empresas que mais se beneficiam de sua adoção em massa são alemãs<sup>43</sup>. Os Estados Unidos promovem a captura e armazenamento de carbono, um caminho para manter de pé sua infraestrutura centrada no aproveitamento de combustíveis fósseis. O que o Brasil promove? Precisamos construir uma narrativa própria e a Amazônia deveria, sem dúvida, figurar

---

<sup>40</sup> Trecho da música “20 e Poucos Anos” de Fabio Jr.

<sup>41</sup> Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021, EPE ([https://bit.ly/anuario\\_epe\\_2020](https://bit.ly/anuario_epe_2020))

<sup>42</sup> Plataforma SEEG (Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de efeito estufa), iniciativa do Observatório do Clima

<sup>43</sup>A Siemens e a Thyssenkrupp são os maiores produtores globais dos eletrolisadores responsáveis pela produção do hidrogênio verde

como nosso principal ativo nessa jornada. A pensadora Simone Weil diz que a atenção é a forma mais pura de generosidade. Os números do desmatamento e o caminho da discussão ESG no Brasil mostram um evidente desequilíbrio na distribuição da nossa atenção. Estamos sentados na maior biodiversidade do mundo. Possuímos a maior quantidade de carbono em matéria orgânica do planeta, como nos lembra João Moreira Salles na imperdível série de reportagens Arrabalde<sup>44</sup>, sobre a Amazônia para a Revista Piauí.

Em um mundo fadado a enfrentar a emergência climática, a floresta parece ser o único caminho possível para o Brasil atingir relevância global. A guerra de narrativas, incendiada por uma polarização ideológica, vem custando um tempo que o país não tem disponível para perder. A realidade já bateu em nossa porta: o negacionismo climático de um lado, de outro o radicalismo ambiental, atrasam e paralisam as atitudes que podem transformar aparentes custos em alavancas positivas. É preciso vencer a profecia até aqui cumprida de que, infelizmente, o país nunca perde uma oportunidade de perder oportunidades.

---

<sup>44</sup> <https://bit.ly/arrabalde>