MERCADO DE ENERGIA E O PRINCÍPIO DA ALOCAÇÃO EFICIENTE DOS RISCOS REGULATÓRIOS

RONNY CHARLES LOPES DE TORRES[1]
VINICIUS TORQUETTI DOMINGOS ROCHA[2]
JÚLIA LUVISON KUHN[3]

O setor elétrico brasileiro converteu-se, nos últimos anos, em um dos principais laboratórios de uma questão que o Direito Administrativo ainda trata com instrumental insuficiente: a quem cabe suportar os prejuízos decorrentes de decisões estatais que alteram, ao longo do tempo, as condições econômicas que fundamentaram a decisão de investir?

O tema aparece sob nomes distintos (risco hidrológico e GSF, antecipação compulsória de renovação de outorgas, contratação obrigatória de térmicas inflexíveis, regras de transição da geração distribuída, cortes de geração por restrições operativas), mas o problema jurídico subjacente é sempre o mesmo. E, em todos esses casos, a resposta oferecida pelas categorias tradicionais tem sido tardia, fragmentária e economicamente arbitrária.

---

[1] Advogado e Consultor, sócio-fundador do Escritório Torquetti & Torres Advogados. Doutor em Direito do Estado (UFPE). Mestre em Direito Econômico (UFPB). Pós graduado em Direito Tributário (IDP). Pós graduado em Ciências Jurídicas (UNP). Advogado da União licenciado, desde 2024. Foi Membro fundador da Câmara Nacional de Licitações e Contratos da Consultoria-Geral da União. Exerceu os cargos de Consultor Jurídico-substituto do Ministério do Trabalho. Coordenador Geral de Direito Administrativo da Consultoria Jurídica do Ministério da Previdência. Assessor especial com atuação da Consultoria Jurídica do Ministério dos Transportes. Membro fundador do Instituto Naiconal de Contratações Públicas (INCP) É autor de diversas obras jurídicas, destacando: Leis de Licitações Públicas comentadas (16ª ed.); Direito Administrativo (coautor. 15ª ed.); Licitações e Contratos nas Empresas Estatais (coautor. 3ª ed.), Improbidade Administrativa (coautor. 4ª ed.), e E-marketplace e contratações públicas (1ª edição), todos pela editora JusPodivm, além de Análise Econômica das licitações e contratos (coautor. 2ª edição, Ed. Fórum).

[2] Advogado e Consultor, sócio-fundador do Escritório Torquetti & Torres Advogados. Advogado da União entre 2006 e 2025. Na AGU, exerceu o cargo de Procurador-Geral da União entre 2019 e 2022, responsável pela direção da direção da representação judicial da União em todo território nacional. Até assumir o cargo de Procurador-Geral da União, exerceu de 2016 a 2019 o cargo de Diretor do Departamento de Patrimônio Público e Probidade, conduzindo a coordenação das comissões de negociação de acordos de leniência, em articulação com a Controladoria-Geral da União. No âmbito consultivo, atuou na Consultoria Jurídica junto ao Ministério dos Transportes entre os anos de 2006 a 2015. Membro do Conselho de Administração da Petrobras Transporte S.A. – Transpetro (2022/2023). Representante da AGU junto ao Conselho de Atividades Financeiras - COAF (2016/2018). Membro do Conselho Fiscal da VALEC - Engenharia, Construções e Ferrovias S.A. (2012/2014). Especialista em Direito Administrativo e Gestão Pública (UniCEUB). Especialista em Políticas Públicas, Gestão e Controle da Administração (IDP). Mestre em Administração Pública (FGV).

[3] Advogada especialista em Direito Regulatório. Mestra em Direito Alimentar pela Università degli Studi Roma Tre. Cursando MBA em Regulação do Setor Elétrico pelo IDP. Atuou em setores regulados de alta complexidade — indústria farmacêutica, cosméticos e alimentos —, com experiência em compliance regulatório e relação com agências reguladoras.

Nos mercados regulados, a distribuição dos riscos não pode ser construída apenas a partir das categorias clássicas do Direito Administrativo, devendo submeter-se também a um critério de eficiência regulatória, segundo o qual cada risco, seja ele operacional, de mercado ou regulatório, deve ser atribuído ao agente que reúna melhores condições técnicas, econômicas e institucionais para preveni-lo, administrá-lo, mitigá-lo ou segurá-lo ao menor custo social.

As categorias clássicas foram concebidas para outra função. Elas socorrem, excepcionalmente, quem foi surpreendido por evento que rompeu a equação econômico-financeira de um contrato. São, por isso, instrumentos de reação, e não de conformação.

Dessa vocação decorrem três limitações que se tornam evidentes no setor elétrico. A primeira é temporal, pois as teorias tradicionais operam *ex post*, quando o dano já ocorreu, o investimento já foi realizado e o litígio já se instalou. Não orientam o desenho da regra, que é justamente o momento em que a alocação do risco produz seus efeitos econômicos mais relevantes sobre a taxa de retorno exigida; a estrutura de financiamento; a decisão de investir, todas elas desaguando na noção de *apetite ao risco*.

A segunda é estrutural, pois tais categorias pressupõem a formulação de um contrato administrativo dotado de equação econômico-financeira a ser restabelecida. Ocorre que parcela expressiva do setor elétrico não opera necessariamente sob o regime de concessão. Geradores autorizatários e titulares de microgeração ou minigeração distribuída relacionam-se com o Estado por diferentes regimes de outorga, registro e regulação, não por contrato de delegação. Nesse sentido, o gerador eólico atingido por corte de geração determinado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) não tem equação contratual a reequilibrar perante o poder concedente e, precisamente por isso, encontra-se hoje em uma zona de incerteza jurídica, que tem fomentado, como via disponível, a judicialização da controvérsia.

A terceira limitação é qualitativa, pois as teorias clássicas concentram-se, em grande medida, em uma pergunta binária: o evento configura, ou não, álea extraordinária? Respondida negativamente, o prejuízo tende a permanecer com o particular, por presunção de que integra o risco ordinário do negócio. Porém, diante das complexidades das relações contratuais e da diversidade de riscos envolvidos, o correto seria indagar também qual parte reúne melhores condições de suportar e administrar aquele risco com maior eficiência econômica. O enfoque jurídico tradicional, centrado na excepcionalidade do evento, nem sempre considera a racionalidade de sua distribuição.

Propõe-se, portanto, uma abordagem distinta. Diante de determinado risco, deve-se indagar qual dos agentes envolvidos (poder concedente, agência reguladora, operador do sistema, gerador, transmissora, distribuidora ou consumidor) reúne melhores condições de preveni-lo, reduzir sua probabilidade ou seu impacto, diluí-lo por diversificação ou transferi-lo ao mercado segurador. Trata-se de uma regra de eficiência econômica; uma vez identificado o agente, a ele o risco deve ser atribuído, uma vez que seu custo total de administração é menor.

A intuição é conhecida da análise econômica do direito[4] e pressupõe o reconhecimento de que, havendo custos de transação relevantes, a alocação inicial dos riscos não é neutra em relação ao resultado econômico final[5]. Isso porque, diante de custos elevados de negociação e renegociação, a redistribuição posterior dos riscos nem sempre é viável ou economicamente eficiente, de modo que sua alocação inicial influencia as decisões de investimento e os custos suportados pelos agentes. Em setores caracterizados por ativos altamente específicos e de complexa reversibilidade, essa constatação ganha densidade adicional.

Investimentos em geração e transmissão são "afundados"; uma vez realizados, não podem ser realocados a outro uso sem perda substancial de valor. Essa característica cria, como demonstrou Oliver Williamson, vulnerabilidade estrutural ao oportunismo da contraparte[6], uma vez que a irreversibilidade dos investimentos reduz a capacidade de reação dos agentes diante de alterações nas condições originalmente estabelecidas. No setor elétrico, essa vulnerabilidade ganha particular relevância diante da possibilidade de alteração superveniente das regras por quem detém o poder de editá-las. A insegurança decorrente dessa possibilidade influencia as ofertas captadas junto ao mercado, pois o regulador que não consegue vincular-se ao futuro paga, no presente, um prêmio pela própria discricionariedade[7]. Afinal, a formulação de políticas econômicas não é um problema de controle sobre fenômenos naturais, mas um jogo estratégico entre o Estado e agentes capazes de formar expectativas[8].

---

[4]CALABRESI, Guido. The Costs of Accidents: A Legal and Economic Analysis. New Haven: Yale University Press, 1970.

[5]COASE, Ronald H. The Problem of Social Cost. Journal of Law and Economics, v. 3, p. 1-44, 1960.

[6]WILLIAMSON, Oliver E. The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting. New York: Free Press, 1985. Sobre especificidade de ativos e o risco de comportamento oportunista (hold-up) em relações contratuais de longo prazo.

[7]LEVY, Brian; SPILLER, Pablo T. The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation. Journal of Law, Economics & Organization, v. 10, n. 2, p. 201-246, 1994.

[8]KYDLAND, Finn E.; PRESCOTT, Edward C. Rules Rather than Discretion: The Inconsistency of Optimal Plans. Journal of Political Economy, v. 85, n. 3, p. 473-491, 1977.

Esse problema se materializa na taxa de retorno exigida nos leilões, no custo do financiamento dos projetos e, consequentemente, nas condições das propostas apresentadas nos leilões, inclusive no deságio ofertado. Em serviços de infraestrutura regulados, o custo do risco mal alocado não desaparece, ele retorna ao consumidor sob a forma de tarifa ou de passivo futuro. O risco que o regulador atribui a quem não pode administrá-lo não é eliminado; é precificado e devolvido, majorado pelo prêmio de incerteza, a quem paga a conta de energia[9].

Mesmo a legislação geral de licitações já preconiza que a matriz de riscos deverá promover a *alocação eficiente dos riscos* de cada contrato[10], pontuando que os critérios dessa alocação devem levar em conta a natureza do risco, o beneficiário das prestações a que se vincula e a capacidade de cada setor para melhor gerenciá-lo, além de acrescentar que os riscos com cobertura securitária disponível devem ser, preferencialmente, transferidos ao contratado[11]. No mesmo sentido, desde outrora, a Lei nº 11.079/2004 já exigia a repartição objetiva dos riscos entre as partes, inclusive quanto a caso fortuito, força maior, fato do príncipe e álea econômica extraordinária[12].

Pode-se ponderar que, de certa forma, esse fundamento está na Constituição Econômica[13]. Ao instituir o Estado como agente normativo e regulador da atividade econômica (art. 174), ao erigir a livre iniciativa e a livre concorrência em princípios da ordem econômica (arts. 1º, IV, e 170), ao submeter a Administração ao princípio da eficiência (art. 37, caput) e ao condicionar a prestação de serviços públicos delegados a uma política tarifária orientada à modicidade (art. 175, parágrafo único, III), a Constituição de 1988 não se limitou a autorizar a repartição de riscos entre Estado e particular, mas impôs que ela fosse feita da maneira mais eficiente possível. A modicidade tarifária é, nesse arranjo, a peça que converte um argumento

---

[9]O ponto foi desenvolvido, no direito brasileiro das concessões, por RIBEIRO, Maurício Portugal. Concessões e PPPs: melhores práticas em licitações e contratos. São Paulo: Atlas, no sentido de que a alocação de risco a agente incapaz de gerenciá-lo não reduz o custo do projeto, apenas o transfere ao poder concedente por via indireta.

[10]Lei nº 14.133/2021, art. 22, § 1º: a matriz de riscos "deverá promover a alocação eficiente dos riscos de cada contrato e estabelecer a responsabilidade que caiba a cada parte contratante, bem como os mecanismos que afastem a ocorrência do sinistro e mitiguem os seus efeitos, caso este ocorra durante a execução contratual".

[11]Lei nº 14.133/2021, art. 103, § 1º: A alocação "considerará, em compatibilidade com as obrigações e os encargos atribuídos às partes no contrato, a natureza do risco, o beneficiário das prestações a que se vincula e a capacidade de cada setor para melhor gerenciá-lo". O § 2º acrescenta que "os riscos que tenham cobertura oferecida por seguradoras serão preferencialmente transferidos ao contratado". Sobre o regime da matriz de riscos na nova lei, remeta-se a TORRES, Ronny Charles Lopes de. Leis de licitações públicas comentadas. Salvador: JusPodivm.

[12]Lei nº 11.079/2004, art. 4º, VI (repartição objetiva de riscos entre as partes) e art. 5º, III (repartição de riscos, inclusive os referentes a caso fortuito, força maior, fato do príncipe e álea econômica extraordinária).

[13]Sobre a Constituição Econômica como estatuto normativo — e não meramente programático — da ordem econômica, v. MOREIRA, Vital. Economia e Constituição. Coimbra: Coimbra Editora; e GRAU, Eros Roberto. A ordem econômica na Constituição de 1988: interpretação e crítica. São Paulo: Malheiros.

econômico em dever constitucional aferível[14], sendo fundamental uma alocação eficiente para que se alcance este objetivo.

Do exposto extrai-se um dever de dupla face. No plano substantivo, incumbe ao Estado atribuir cada risco ao agente comparativamente mais apto a preveni-lo, administrá-lo, mitigá-lo ou segurá-lo ao menor custo social. No plano do controle, esse dever traduz-se em ônus de justificação comparativa, pois não basta ao regulador afirmar que determinada solução é tecnicamente adequada; cabe-lhe demonstrar o porquê de aquele agente, e não outro, ser o portador apropriado daquele risco, sob pena de questionamento da juridicidade da decisão regulatória.

Será juridicamente inválida a alocação que, simultaneamente: (i) transfira a determinado agente risco cujo fato gerador esteja inteiramente fora de sua esfera de ingerência; (ii) não preveja compensação nem regime de transição; e (iii) não venha acompanhada de demonstração motivada de que a alocação alternativa seria mais onerosa ao sistema, em comparação com as outras disponíveis.

Por exemplo, a discussão sobre a compensação por cortes de geração, hoje travada entre a Lei nº 15.269/2025, sua regulamentação e a litigiosidade acumulada, oferece um grande desafio à maturidade regulatória ao setor. Ali se discute, sob a aparência de uma controvérsia sobre classificação de eventos operativos, algo mais profundo: deve o gerador de energia, que não decide o planejamento da transmissão, não executa suas obras e não determina o despacho, ser tratado como portador natural do risco decorrente da insuficiência dessa mesma infraestrutura? Ou seria mais adequado que tal responsabilidade recaísse sobre o agente estatal, que teria tais obrigações e não as teria cumprido a contento?

Reconhecer o princípio da alocação eficiente dos riscos regulatórios não implica converter o Estado em segurador universal do investimento privado, nem transferir ao consumidor todo prejuízo experimentado pelos agentes de mercado. Implica exigir que a atribuição de cada risco seja justificada pela aptidão comparativa de quem o suporta. O tratamento legislativo recentemente conferido aos cortes de geração indica que esse critério já orienta, ainda que sem denominação própria, as escolhas do legislador.

[14]Sobre a modicidade tarifária como elemento do regime constitucional dos serviços públicos delegados, vale a leitura de MOREIRA, Egon Bockmann. Direito das concessões de serviço público: Belo Horizonte: Fórum, 2022.; e ARAGÃO, Alexandre Santos de. Direito dos serviços públicos. Belo Horizonte: Fórum, 2021.

A Lei nº 15.269/2025, ao alterar a Lei nº 10.848/2004, passou a prever mecanismos de compensação para os cortes decorrentes de indisponibilidade externa e de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, observadas as hipóteses e exceções legalmente estabelecidas. Essa disciplina contempla tanto o regime retrospectivo do art. 1º-B, operado por termo de compromisso, quanto o regime prospectivo dos §§ 10 e 11 do art. 1º, que prevê a cobertura de determinados custos por encargo setorial. Em sentido inverso, manteve com o gerador os riscos associados aos cortes por sobreoferta de energia, distinção reforçada pelo veto ao dispositivo que previa ressarcimento mais amplo, inclusive por razão energética.

A distinção estabelecida pelo legislador evidencia que a natureza do evento e a capacidade de atuação dos agentes devem ser consideradas na definição de quem deve suportar suas consequências econômicas, afastando, nesse contexto, a premissa de que todos os cortes de geração constituem riscos ordinários do empreendimento, a serem necessariamente absorvidos pelo gerador.

Essa linha divisória corresponde ao critério aqui sustentado, pois o gerador não planeja a expansão da transmissão, não executa suas obras nem opera o sistema; não dispõe, portanto, de meios para prevenir a indisponibilidade externa ou reduzir sua probabilidade. Atribuir-lhe esse risco não o elimina, apenas o converte em deságio menor, em financiamento mais caro e, ao final, em tarifas mais elevadas. O risco de sobreoferta, ao contrário, vincula-se à decisão de investir, à localização do empreendimento e à estratégia de contratação da energia, variáveis situadas na esfera de decisão do próprio agente. Sob essa perspectiva, a disciplina da Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, que excluía de modo genérico e automático do ressarcimento os eventos de confiabilidade elétrica, reunia os três elementos da alocação inválida anteriormente enunciados: transferia ao gerador risco cujo fato gerador lhe era externo, não previa compensação nem regime de transição e não se fazia acompanhar de demonstração de que a alocação alternativa seria mais onerosa ao sistema. Sobrevinda a nova alocação legal, a resolução perdeu, nessa parte, o fundamento de validade que lhe dava sustentação.

O princípio projeta efeitos também sobre a transição entre regimes. A lei disciplinou o passivo compreendido entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025 e instituiu o regime aplicável aos eventos subsequentes, cuja operacionalização depende de regulamentação da ANEEL, ainda não concluída. O regulamento, contudo, deve respeito ao comando legal. Um mesmo evento não pode ser custo do sistema até a data de vigência da lei, deixar de sê-lo no interregno e voltar a sê-lo com a edição da norma regulatória. Admitir solução diversa significaria subordinar a aplicação da disciplina legal ao momento de edição do regulamento,

criando uma descontinuidade incompatível com a segurança jurídica e a previsibilidade regulatória.

Diante desse cenário, o princípio da alocação eficiente dos riscos regulatórios revela aplicação mais ampla no setor elétrico, para além das controvérsias sobre cortes de geração. Sem substituir as categorias tradicionais do Direito Administrativo, opera ex ante, alcançando relações de outorga e regulação desprovidas de equação contratual a reequilibrar e ampliando a análise para além da pergunta binária sobre a extraordinariedade do evento, de modo a considerar qual agente pode suportá-lo ao menor custo social.

Em mercados nos quais o custo do risco mal alocado retorna, em regra, ao consumidor, a alocação eficiente não constitui mera opção de política regulatória, mas condição para o cumprimento do dever de modicidade tarifária.

Na prática, a discussão ultrapassa a definição abstrata de responsabilidades e alcança uma questão concreta para os agentes do setor elétrico: em que medida os riscos que lhes são atribuídos por decisões regulatórias encontram respaldo jurídico e justificativa econômica suficiente? A resposta a essa pergunta pode revelar não apenas oportunidades de aprimoramento regulatório, mas também fundamentos para questionar a distribuição de riscos que imponha ônus desproporcionais aos agentes do mercado.