

Análise crítica sobre a caracterização das crises do setor elétrico frente às condutas adotadas pelo Poder Executivo

Critical analysis on the characterization of crises in the electricity sector in the face of the conduct adopted by the Executive Power

Hirdan Katarina de Medeiros Costa¹, Fernanda Munari Caputo Tome¹, Gabriela Pantoja Passos¹

RESUMO

O presente artigo apresenta uma análise crítica sobre a caracterização das denominadas crises do setor elétrico, tendo por corte metodológico o ano de 2001. A metodologia escolhida é revisão bibliográfica com o método dedutivo e analítico para averiguar a conduta do Poder Executivo diante dos eventos estudados. Os resultados apontam uma conduta similar nas soluções e no planejamento energético adotado pelo Poder Executivo nas três crises observadas a partir de 2001. Conclui-se pela necessidade do desenvolvimento de aprendizado institucional prévio para se evitar as consequências desses eventos críticos que levam ao aumento do preço da eletricidade no país.

Palavras-chave: Setor elétrico; Crise de abastecimento; Planejamento energético, Regulação, Brasil;

ABSTRACT

This article presents a critical analysis on the characterization of the so-called crises in the electricity sector, having the year 2001 as a methodological cut. The chosen methodology is a bibliographic review with the deductive and analytical method to investigate the conduct of the Executive Power in the face of the events studied. The results point to a similar behavior in the solutions and in the energy, planning adopted by the Executive Branch in the three crises observed from 2001 onwards. It is concluded by the need to develop previous institutional learning to avoid the consequences of these critical events that lead to price increases of electricity in the country.

Keywords: electricity sector, supply crisis, energy planning, regulation, Brazil

¹ Instituto de Energia e Ambiente, da Universidade de São Paulo.

*E-mail: hirdan@usp.br, fernandamcaputo@hotmail.com, gabrielapassos@usp.br

INTRODUÇÃO

No Brasil, a estruturação do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi realizada principalmente em decorrência do aproveitamento de seu extenso potencial hidráulico, composto por vastos rios de planalto, com possibilidade de armazenamento de suas aflúncias, tornando a matriz elétrica brasileira predominantemente renovável. Neste sentido, observa-se que no ano de 2020, conforme dados extraídos do Relatório Síntese 2021, do Balanço Energético Nacional (BEN), 65,2% da eletricidade foi gerada a partir de fonte hidráulica (EPE, 2021a).

Também em decorrência das características climatológicas do Brasil, a geração de energia elétrica tem se pautado em outras fontes renováveis, como a eólica, a biomassa e a solar, que se apresentaram, respectivamente, com as participações de 8,8%, 9,1% e 1,7% da oferta de eletricidade, conforme indicação do mesmo relatório.

Tais condições contribuem para o cumprimento das metas assumidas pelo Brasil no Acordo de Paris, por meio de sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), em que o país se comprometeu a reduzir as emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE), no ano de 2025, em 37% e, no ano de 2030, em 43% do volume de emissões realizado em 2005, conforme informações do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029) (EPE, 2021b).

Haja vista a expressiva participação das fontes renováveis de geração de energia elétrica, não flexíveis ou despacháveis, observa-se que a matriz elétrica do Brasil apresenta considerável grau de intermitência, por estar pautada predominantemente em fontes cuja disponibilidade não é possível se prever com exatidão.

Neste contexto, a realização do planejamento estratégico pelas autoridades competentes para a assertiva mitigação do risco hidrológico torna-se cada vez mais relevante, aumentando-se a confiabilidade do SIN, com a manutenção do mínimo custo global de investimentos. A partir das premissas econômicas, estratégicas e sociais do país e, desta forma, evitando as anormalidades de suprimento energético ao país, de forma semelhante às aquelas enfrentadas nos anos de 2001, 2014 e de 2021 (2021).

Assim, propõe-se no presente artigo a realização de uma análise crítica sobre a caracterização dos mencionados eventos históricos como episódios de crise, apontados como anormais e, portanto, não esperados, em detrimento da tipificação destes como acontecimentos reflexos ao planejamento energético adotado pelo Poder Executivo.

METODOLOGIA

Para a elaboração deste artigo, a metodologia escolhida foi realização de revisão bibliográfica utilizando também o método dedutivo analítico. Nesse sentido, foi realizado um levantamento dos dados disponíveis em documentos como o Balanço Energético Nacional e o Plano Decenal de Expansão de Energia referentes ao suprimento energético do Brasil, de 2001 até os dias atuais, com ênfase nos episódios de crise energética relacionados com a energia elétrica oriunda de fonte hidráulica.

A partir disso, utilizou-se o método dedutivo analítico para avaliar a conduta seguida pelo Poder Executivo no enfrentamento das crises no setor de energia em relação ao planejamento energético. Como resultado, foi construída uma tabela síntese, baseada na análise do Parecer do Tribunal de Contas da União (TCU) sobre as medidas do governo federal para conduzir as crises hidroenergéticas.

REVISÃO DA LITERATURA

Crise, segundo o dicionário brasileiro de língua portuguesa Michaelis (2022), é o “momento em que se deve decidir se um assunto ou o seguimento de uma ação deve ser levado adiante, alterado ou interrompido; momento crítico ou decisivo”. Especificamente no âmbito sociológico, o vocábulo também é conceituado como “conjuntura desfavorável; situação anormal e grave; conflito, tensão, transtorno” (MICHAELIS, 2022,).

Tendo por cenário conceitual uma situação anormal, especificamente quando se analisa o setor de energia elétrica, no início dos anos 2000, o Brasil foi acometido por intensa condição de restrição hídrica que, como aponta Bardelin (2004), somada à falta de investimentos necessários ao suprimento de energia elétrica nas diversas fases que compõe a cadeia de valor deste bem, especialmente em sua geração e transporte, em decorrência da dificuldade de captação de recursos externos para o financiamento dos projetos, culminaram no maior racionamento da história do país, com impactos importantes no desenvolvimento de sua economia e política naquele período.

Cabe destacar que, conforme informações do MME (2021), no ano de 2001 a capacidade instalada de geração de energia elétrica somava 74,9 GW, entre os quais, a geração por hidrelétricas, termoeletricas e nucleares correspondiam a, respectivamente,

83%, 14%, 3% do montante total. Na mesma data, as linhas de transmissão somavam 70 mil Km de extensão.

De tal forma, em 2001, meio à crise hídrica houve a promulgação da Medida Provisória nº 2.147, por meio da qual foi instalada a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), órgão específico para a administração do racionamento, cuja medida de maior destaque, visando a diminuição da demanda de energia elétrica. Também, foram fixados regimes especiais de tarifação aos consumidores segundo os seus níveis e os limites de consumo, considerando a possibilidade de corte no fornecimento e a aplicação de tarifas aumentadas em caso de descumprimento, bem como a concessão de bônus por consumo reduzido de energia elétrica (LOSEKANN, 2003).

As medidas ocasionaram uma corrida, pelos consumidores, na substituição de equipamentos pouco eficientes e fomentaram uma mudança de hábito na população em geral. Neste sentido, entre março e julho de 2001, como resultado, houve redução do consumo nacional de energia elétrica em 25% em relação à demanda inicial verificada o início do racionamento, apresentando valores semelhantes ao consumo observado no ano de 1996 (LOSEKANN, 2003).

Além disso, também em 2001, nos termos da Medida Provisória 2.209, foi autorizada a criação da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) com o escopo de viabilizar o aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica, a partir de qualquer fonte, em curto prazo e, diante disso, superar da crise de energia elétrica, a partir do reequilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica. Entretanto, a referida contratação, realizada em regime próprio e transitório, acabou não se mostrando relevante ao SIN (CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. de A., 2016).

Em linhas gerais, como resultado da crise energética de 2001 e das medidas emergenciais adotadas, destaca-se a forte redução no consumo de energia elétrica e um excesso de capacidade instalada, especialmente em decorrência do desenvolvimento do Programa Prioritário de Termoelétrica (PPT). No entanto, com a retomada das chuvas, as térmicas voltaram a apresentar funções de backup, cristalizando o monopólio da Petrobrás tanto na indústria de gás natural brasileira, de forma a tonar cada vez mais truncada a integração das termelétricas a gás natural, utilizadas pelo setor elétrico tão somente como fontes complementares à energia hidráulica (SANTOS, 2016).

No ano de 2013, o país foi acometido por novo período de escassez hídrica, o que elevou o Custo Marginal de Operação (CMO), em decorrência do aumento do despacho

térmico e, conseqüentemente, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Tal condição imputou às distribuidoras problemas relacionados à organização dos respectivos fluxos de caixa, visto que a prestação dos serviços públicos que executam é remunerada mediante o pagamento de tarifas e corrigido apenas em periodicidade anual. Naquele ano, considerando o cenário caótico aventado, o governo adotou algumas medidas mitigatórias para a superação da crise, como a realização de Leilões de Energia Existente e a realização de novos aportes na CDE, que somaram 9,8 bilhões de reais (REFERENCIA). Além disso, foram alterados parâmetros de cálculo dos Encargos de Serviços do Sistema.

Já em 2014, as condições climatológicas não apresentaram melhorias e as chuvas permaneceram escassas. Em decorrência disso, o PLD atingiu o valor máximo de R\$ 822/MWh e as distribuidoras, ainda sobre contratadas, permaneceram involuntariamente expostas. Por isso, foram realizados novos aportes pela União e, ainda, foi viabilizada a realização de empréstimo às distribuidoras, viabilizado pela CCEE e custeado pelos consumidores finais, por meio das tarifas (COSTELLINI; HOLLANDA, 2014)

Já em maio de 2021, o Operador Nacional do Sistema (ONS) disponibilizou ao CMSE, por meio da NT-ONS DGL 0059/2021, a avaliação prospectiva das condições de atendimento eletroenergético do SIN, entre junho e novembro de 2021, sobre a evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas do sistema, com a finalidade de subsidiar as deliberações do Comitê sobre a necessidade da adoção de medidas complementares ao despacho por ordem de mérito.

Naquela oportunidade, o ONS apontou que as vazões afluentes às usinas hidrelétricas se mostravam abaixo da média histórica, inclusive, em algumas bacias, os níveis haviam atingido as piores seqüências hidrológicas de todo o histórico de vazões entre 1931 e 2021. Cabe destaque à interpretação do ONS sobre a possível perda do controle hidráulico, no segundo semestre de 2021, dos reservatórios da bacia do rio Paraná e, conseqüentemente, a escassez de oferta de energia para o atendimento dos subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e a recomendação para a flexibilização das vazões de algumas usinas, assim como a utilização do despacho térmico para a garantia do suprimento de energia elétrica.

Diante disso, na 247ª Reunião Ordinária do CMSE, realizada em 05 de maio de 2021, o Comitê ressaltou a necessidade da adoção de medidas que garantissem a governabilidade do SIN, considerando a adequada operação do parque hidrotérmico e acionamento de recursos adicionais. Por isso, entre as medidas para o aumento da oferta

e a diminuição da demanda, naquela data, o CMSE autorizou o ONS a despachar recursos de geração termelétrica, fora da ordem de mérito, a importar energia da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018.

Por outro lado, em junho de 2021, houve a promulgação da Medida Provisória nº 1.055, que instituiu a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), com duração até 30 de dezembro de 2021, composta por ministros de Estado, de Minas e Energia, da Economia, da Infraestrutura, da Agricultura, da Pecuária e Abastecimento, do Meio Ambiente e do Desenvolvimento Regional, tendo como principais competências, a definição das diretrizes sobre os limites de uso, de armazenamento e de vazão das usinas hidrelétrica, a adoção de eventuais medidas mitigadoras e a decisão sobre a homologação das deliberações do CMSE, com a finalidade de tornar obrigatório o cumprimento das decisões do Comitê, nos termos da Resolução nº 1 da CREG, de 08 de julho de 2021, que aprovou as regras de funcionamento da mencionada câmara.

Neste contexto, o CMSE adotou medidas para o aumento da oferta de energia elétrica, a partir de fontes termelétricas, por meio (i) da realização de procedimento competitivo simplificado, nos termos da Portaria Normativa nº 24/GM/MME, para a contratação de reserva de capacidade (na forma de potência ou de energia elétrica); e (ii) da promulgação da Portaria MME nº 17/2021, para a oferta adicional de geração de energia elétrica proveniente de usinas termelétricas.

Além disso, foram adotadas medidas para a redução da demanda para o consumo de energia elétrica, por meio (i) do programa de “Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica” (RVD), por todos os consumidores livres e especiais, pelos consumidores modelados sob agentes varejistas e pelos agregadores, conforme inciso II do art. 2º da Portaria Normativa nº 22/GM/MME; (ii) do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para as Unidade Consumidoras dos grupos A e B, nos termos da Resolução nº 2/2021 da CREG e (iii) da Bandeira Escassez Hídrica, em que foi estabelecido valor do adicional da Bandeira Tarifária Vermelha Patamar 2,

Especificamente no caso disposto no item “ii”, foram concedidos bônus em fatura, no valor de R\$ 50,00 (cinquenta reais) para cada 100 (cem) kWh, em equivalência da diminuição média do consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% (dez por cento), limitado a 20% (vinte por cento), conforme apuração acumulada em

relação às faturas referentes às competências de setembro a dezembro de 2021, sendo que os custos decorrentes da concessão de tais bônus aos consumidores, informados aos consumidores finais em suas respectivas faturas, de maneira clara e objetiva, deverão ser arcados por meio ESS, nos termos do § 10 do art. 1º da Lei nº10.848/2004.

Posteriormente, houve a promulgação da Medida Provisória nº 1.078/2021 que estabeleceu providências a serem adotadas pela União para o enfrentamento dos diversos efeitos econômicos decorrentes da escassez hídrica ocorrida no ano de 2021, permitindo a transferência para o futuro o pagamento dos custos que seriam repassados para as tarifas de energia elétrica em 2022. Além disso, houve a promulgação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.008/2022, que delimitou as condições para a gestão da “Conta Escassez Hídrica”, destinada a receber recursos para cobrir, total ou parcialmente, os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em vista de todos esses acontecimentos, o TCU (2022) elaborou e divulgou um Parecer TC 016.319/2021-4 sobre as ações do governo federal para lidar com a crise hidroenergética no ano de 2021, fazendo também um panorama geral sobre o histórico das crises do setor elétrico.

RESULTADO E DISCUSSÃO

Através da análise de documentos e eventos realizada neste artigo, foi constatado que as medidas tomadas pelo Poder Executivo brasileiro para conter as crises hidroenergéticas ocorridas ao longo dos últimos 20 anos mostraram-se insuficientes, o que pode ser comprovado com o comprometimento do abastecimento energético do país, gerando incertezas no setor elétrico e afetando os consumidores tanto em relação ao racionamento de energia quanto ao aumento dos custos deste insumo.

Somado a isso, observou-se que o planejamento energético para conter tais crises não tem sido eficaz para equilibrar a oferta e a demanda no setor elétrico, gerando insegurança energética no país. Portanto, é necessário que o governo federal elabore um plano estratégico de contingência em períodos de pouca precipitação, incluindo diversos cenários referentes a alterações na geração de energia através de hidrelétricas e as soluções para cada um destes cenários.

Assim, dado todo o contexto histórico analisado ao longo deste artigo, foi criada a tabela 1 que contém uma sinopse analítica da conduta do Poder Executivo nos três eventos de crise do setor elétrico.

Tabela 1: Análise da conduta do Poder Executiva no cenário de crise do setor elétrico

Situação	<ul style="list-style-type: none"> • Matriz elétrica renovável e intermitente, sendo predominantemente hidráulica; • Falta de chuvas e baixos níveis de armazenamento; • Poucos investimentos
Forma de Gestão	<ul style="list-style-type: none"> • Emergencial, a partir da instalação de Câmaras de Gestão de Crises
Medidas para a Diminuição da Demanda	<ul style="list-style-type: none"> • Regimes especiais/aumento de tarifas relacionadas ao consumo • Concessão de bônus para redução de consumo
Medidas para o Aumento da Oferta	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de despacho térmico, a partir da contratação em regime emergencial • Térmicas como <i>backup</i>, como fontes complementares à energia hidráulica
Resultados	<ul style="list-style-type: none"> • Distribuidoras com problemas em seus fluxos de caixa; • Empréstimos às distribuidoras, cujos custos passam a ser assumidos pelos consumidores, a partir do aumento de tarifas.

Fonte: Elaboração própria

Observa-se, portanto, que a sinopse apresentada na tabela 1 constata a adoção de mesmo *modus operandi* em todas as situações de crise hidroenergética dos últimos 20 anos, visando de superar eventual falta de suprimento de energia elétrica ao país, o que ratifica a necessidade de praticar o aprendizado institucional e com isso elaborar novas estratégias para as próximas crises, caso estas venham a acontecer.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A realização do planejamento estratégico pelas autoridades competentes para a solucionar mitigação do risco hidrológico tem se tornado cada vez mais relevante, com a finalidade de evitar a falta de suprimento energético ao país, garantir a redução de

impactos ambientais, aumentar da confiabilidade do SIN, com a manutenção do mínimo custo global de investimentos, a partir das premissas econômicas, estratégicas e sociais do país, tendo em vista todos os elos da cadeia de valor, quais sejam, a geração, a transmissão, a distribuição e, também a comercialização de energia elétrica, nos ambientes livre e regulado.

Necessário considerar que algumas condições apontam para a ocorrência de crise elétrica no SIN, especialmente em decorrência do déficit de precipitações acumulado e da diminuição das vazões afluentes às usinas hidrelétricas localizadas em importantes bacias no país. Essas situações demandam uma atuação efetiva do Poder Executivo, por meio de atos regulamentares, assim como da Agência reguladora, através de resoluções.

Averigua-se que, em um contexto hidrológico desfavorável, com as menores vazões desde 1930, quando foram iniciados os registros dos dados, diversas medidas de segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no país têm sido tomadas, considerando as conclusões obtidas em debates técnicos realizados no âmbito de reuniões mensais realizadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) (ONS, 2021).

Assim, através da metodologia de revisão bibliográfica, verificando a legislação do setor, observa-se o modus operandi similar em todas as situações de crise para fins de lidar com a falta de suprimento de energia elétrica ao país. Por causa disso, enxerga-se uma necessidade do desenvolvimento de aprendizado institucional prévio para se evitar as consequências desses eventos críticos que levam ao aumento do preço da eletricidade no Brasil.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19). Agradecemos o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP).

Agradecemos o apoio do RCGI – Research Centre for Greenhouse Gas Innovation, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2014/50279-4 e 2020/15230-5) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório de P&D.

REFERÊNCIAS

CASTRO, N.J; BRANDÃO, R.; DANTAS, G de A. Histórico do arcabouço regulatório de contratação de usinas termoeletricas e análise dos problemas regulatórios atuais para as usinas termelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN). 2016. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2016.

COSTELLINI, Clara; HOLLANDA, Lavinia. Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. Informativo de Energia. FGV Energia. 2014. Disponível em https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/20140331_informativo_1_s_tor_eletrico_0.pdf. Acesso em 29 mai. 2022.

CRISE. In: MICHAELIS, Dicionário online de Língua Portuguesa. Disponível em: <https://michaelis.uol.com.br/> Acesso em 29 mai. 2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético Nacional (BEN) 2021. 2021a. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf> Acesso em 29 mai. 2022.

_____. Nota Técnica N° EPE-DEE-NT-078/2020. 2020a. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao592/Subs%C3%ADdios%20Limita%C3%A7%C3%A3o%20da%20Inflexibilidade%20-%20EPE-DEE-NT-078-2020-r0.pdf>. Acesso em 29 mai. 2022.

_____. Nota Técnica nº. EPE-DEE-NT-083/2020. 2020b. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao592/Aprimoramentos%20Lei%20C3%B5es%202021%20-%20EPE-DEE-NT-083-2020-r0.pdf> Acesso em 29 mai. 2022.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029). 2021b. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf> Acesso em 29 mai. 2022.

LOSEKANN, Luciano Dias. Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência. 2003. Dissertação (Doutorado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003. Acesso em 29 mai. 2022.

ONS [Operador Nacional do Sistema Elétrico]. NT-ONS DGL 0059/2021. Avaliação das condições de atendimento eletroenergético do sistema interligado nacional - Estudo prospectivo junho a novembro de 2021. Disponível em http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/oficio_13_2021_cmse_mme1.pdf. Acesso em 29 mai. 2022.

SANTOS, Amanda Tavares dos. A Competitividade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil: Uma Avaliação Econômico-Regulatória. Rio de Janeiro, 2016.

Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. Parecer TC 016.319/2021-4. GRUPO II – CLASSE V – Plenário TC 016.319/2021-4. Relatório de acompanhamento. Brasília. 2022. Disponível em: < <https://portal.tcu.gov.br/data/files/C6/54/23/6D/1A5D1810B4FE0FF7E18818A8/016.319.pdf> >. Acesso em 23 jul. 2022.

Recebido em: 05/09/2022

Aprovado em: 08/10/2022

Publicado em: 14/10/2022