

Direito de Energia: A crise hídrica e as ações dos órgãos em 2021

Março de 2020: o mundo descobre o que significa a palavra pandemia. Com os *lockdowns*, vemos uma mudança repentina na demanda por energia: indústrias e grandes consumidores fechados, consumidores residenciais utilizando ar condicionado durante o dia. Uma queda fortíssima na demanda por energia como um todo, que deixou as distribuidoras sobrecontratadas e levou algumas comercializadoras a enfrentarem dificuldades financeiras.

RETROSPECTIVA



Para completar o cenário, quando da retomada das atividades

presenciais e da economia, o país enfrenta a maior crise hídrica da história, com os reservatórios das principais bacias do sudeste deplecionados como não estiveram nos últimos 91 anos.

O governo respondeu com a edição de diversos atos normativo-regulatórios, até que as chuvas vieram. Assim, as agências reguladoras reagiram com *rollback* de atos regulatórios.

Já se sabia desde o fim de 2020 que, com a retomada econômica e a situação crítica das chuvas, o ano de 2021 poderia ser complicado do ponto de vista da gestão de recursos hidroenergéticos. No entanto, foi em fevereiro que a primeira medida jurídico-regulatória reconhecendo a crise foi tomada.

Em 3 de fevereiro o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), diante da permanência dos cenários de baixos índices de chuva, armazenamento hídrico e a continuação de adoção de medidas restritivas sobre o uso de água, aprovou a atualização da metodologia para avaliação da necessidade de despacho térmico fora da ordem de mérito e curva para 2021. Essa medida foi reavaliada periodicamente ao longo do ano, avaliando a necessidade das termelétricas e de sua contribuição para o sistema.

Através da Medida Provisória nº 1.055/2021 (já caducada, conforme será discutido abaixo), de 28 de junho de 2021, o governo brasileiro criou a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg), *"de forma a fortalecer a governança para o enfrentamento da crise hídrica vivenciada no país em 2021, estabelecendo, assim, a articulação necessária entre os órgãos e entidades responsáveis pelas atividades dependentes dos recursos hídricos"*.

Em 22 de julho, o Ministério de Minas e Energia (MME) editou a Portaria Normativa nº 17/GM/MME, que dispunha sobre diretrizes para a Oferta Adicional de Geração de Energia Elétrica proveniente de usina termelétrica (UTE), para atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Na prática, essa

portaria permitiu o recebimento de oferta de geração por termelétricas mais caras ou *merchant* [1], que seriam despachadas fora da ordem de mérito.

Regulamentada pela Aneel [2] e coordenada pelo BNDES, a Conta-Covid foi estruturada sob forma de financiamento emergencial destinado ao setor elétrico, com a principal finalidade de diluir o aumento nas tarifas ao longo de cinco anos, tendo em vista os efeitos negativos da pandemia. Concluída em janeiro, a Conta-Covid repassou um total de R\$ 14,8 bilhões para concessionárias e permissionárias de distribuição participantes.

A Creg, no exercício de suas atribuições, editou alguns atos tentando endereçar a crise que enfrentávamos à época (seja através da diminuição do consumo, na ponta, seja através do acionamento de mais geração).

A Resolução Creg nº 2, de 31 de agosto, instituiu o chamado Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras dos grupos A e B, no mercado regulado do SIN.

O programa foi implementado através da concessão de bônus em fatura, no valor de R\$ 50 para cada 100 kWh, em contrapartida da redução média verificada do consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% por unidade consumidora, limitado a 20%, apurado de forma cumulativa nas faturas referentes às competências de setembro a dezembro e em comparação ao consumo médio apurado nas competências de setembro a dezembro de 2020 [3].

Na mesma data, a Creg editou a Resolução Creg nº 3, de 31 de agosto, que determinava à Aneel a implantação da chamada bandeira escassez hídrica, no valor de R\$ 142 MWh, para fazer frente aos custos de atendimento à carga, quais sejam, aqueles relativos ao acionamento das térmicas mais caras ao sistema e da importação, aqueles resultantes das condições operativas extraordinárias e os não cobertos pelas bandeiras vigentes.

Já a resolução nº 4 da Creg, de 9 de setembro, determinou, conforme diretrizes estabelecidas pelo MME, a realização de procedimento competitivo simplificado de reserva de capacidade, com prazos e requisitos simplificados, delimitação de localização nos subsistemas afetados pela crise (Sudeste/Centro-Oeste e Sul) e período de suprimento a partir de 2022 e até 2025.

O leilão teve como resultado 775,8 MWh contratados, com o preço médio de R\$ 1.563,61/MWh — destacando-se as fontes de gás natural como as mais vendidas e o estado do Rio de Janeiro com o maior valor de investimento a ser recebido.

Mais para frente, foi publicado o decreto nº 10.779, de 25 de agosto, que estabelecia medidas para a redução do consumo de energia no âmbito da administração pública federal direta, autárquica e fundacional. A norma determinou que os órgãos e entidades a quais se aplicam a decisão deverão constituir comissões internas de conservação de energia (Cices), com o objetivo de assessorar os dirigentes na adoção de medidas para a redução do consumo de energia elétrica.

Outra medida tomada pelo CMSE foi a flexibilização de temporárias da regra de operação do Rio São Francisco, que possibilitou que se disponibilizasse o uso de parte dos reservatórios, como forma de garantir o atendimento eletroenergético diante da relevante piora do cenário hídrico.

O Ministério de Minas e Energia também lançou, por meio da Portaria Normativa nº 22/GM/MME, um programa, de caráter excepcional e temporário, para a redução voluntária de demanda de energia elétrica (RVD), voltado para grandes consumidores, em especial o setor industrial [4], com o objetivo de reduzir o consumo de energia para auxiliar no enfrentamento da crise hídrica e para dar continuidade no suprimento de energia elétrica no país. Nesse programa, a adesão era voluntária e os grandes consumidores poderiam ofertar seu preço para a redução de consumo, com lotes mínimos de 5 MW e períodos de quatro a sete horas de duração.

A verdade é que o governo (ou a população) "deu sorte", conforme mencionado pela economista Clarice Ferraz ao *Nexo Jornal*: os meses de outubro e novembro tiveram temperaturas amenas, o que diminuiu a utilização de ar condicionado e reduziu a demanda de energia. Além disso, nos mesmos meses, choveu mais do que o esperado nas bacias dos Rios Paranaíba, São Francisco, Tocantins e Xingu. Assim, o risco de apagão foi afastado, mas não como resultado de ações do governo, que "nos deixou expostos o tempo inteiro ao risco de um colapso físico do sistema" [5].

Felizmente, eis que a situação dos reservatórios da bacia do Paraná melhorou, tendo o seu volume do reservatório aumentado em quase 19%, contudo, o mesmo não se pode dizer do Sistema Cantareira, que teve o volume dos seus reservatórios reduzido em 15,6% [6]. Segundo o CMSE, "considerando a ENA agregada do SIN, em novembro, foram verificados valores próximos de 90% da Média de Longo Termo (MLT), o que corresponde ao trigésimo quarto pior novembro do histórico de 91 anos" [7].

Em 7 de novembro, a Medida Provisória nº 1.055/2021 caducou, de modo que a Creg foi extinta.

Assim, no dia 1º de dezembro, o CMSE decidiu por limitar a geração de usinas termelétricas e a importação de energia a 15 mil megawatts médios em dezembro e limitar as ofertas das UTEs no âmbito da Portaria MME nº 17, de 22 de julho, a valores de até R\$ 1 mil/MWh, para os subsistemas Sudeste/Centro Oeste e Sul, não sendo aceitas ofertas acima desse valor ou em outros subsistemas (sendo que à época do acionamento das térmicas fora da ordem de mérito, térmicas com valores de R\$ 2.553,20/MWh chegaram a ser despachadas [8]).

Por último, e considerando o caráter emergencial do programa, o RVD foi suspenso pelo ONS em novembro devido a: 1) melhora das condições hidroenergéticas; 2) a efetividade de ações emergenciais; e 3) a garantia de suprimento em 2021.

Segundo o ONS "a chegada do período úmido dentro do prazo esperado, além da participação dos diversos agentes e da sociedade na adoção das medidas propostas foram fatores fundamentais para garantir que, em 2021, a ponta (...) seja atendida sem a necessidade de utilização da reserva operativa" [9].

No entanto, mesmo o ONS informando que não excluiu a possibilidade de retomar com o programa em 2022, caso seja identificada a necessidade de recursos adicionais para atendimento à demanda por

energia elétrica, tal decisão foi criticada por alguns agentes do setor industrial, os quais alegam que *"causa frustração e pode ser considerada um retrocesso na modernização do mercado"* [10]. Do ponto de vista da segurança jurídica e do planejamento por parte do empreendedor e grandes consumidores, concordamos com essa avaliação.

Com o objetivo de evitar um aumento ainda maior nas contas de luz no próximo ano (o qual poderia chegar a um reajuste de 21%), o governo publicou a Medida Provisória nº 1.078/2021, autorizando mais um empréstimo às distribuidoras de energia elétrica.

Muito embora o texto da MP seja omissivo em relação a detalhes sobre a operação, o mercado estima que o empréstimo seja da ordem de até R\$ 15 bilhões, e que siga o perfil do último financiamento concedido a distribuidoras (o empréstimo que ficou conhecido à época como Conta-Covid).

Já se sabia que as bandeiras tarifárias, mesmo com a implementação da bandeira escassez hídrica, não seriam suficientes para custear todas as medidas emergenciais para assegurar o suprimento de energia, em especial as mais custosas, como a importação de energia da Argentina e do Uruguai, de maneira que se estima que o déficit acumulado na conta bandeiras é de R\$ 12,01 bilhões até outubro [11].

Não obstante a Medida Provisória nº 1.078/2021 visasse primariamente a permitir o empréstimo às distribuidoras, o governo inseriu no seu texto dispositivo que autoriza o CMSE a estabelecer (nova) bandeira tarifária excepcional e temporária, que não se aplicará aos consumidores beneficiários da tarifa social de energia. Resta saber se, com isso, veremos a implantação de uma "bandeira escassez hídrica patamar 2" ou algo parecido em 2022.

Segundo dados de publicação conjunta do ONS, CCEE e EPE, a carga tem previsão de aumento de 2,7% no SIN, considerando um incremento do PIB de 1,3%, chegando a 71.373 MWm médios [12]. Com o crescimento do PIB projetado em 1,3% para 2022, um racionamento de energia seria capaz de zerar esse crescimento, colocando o país em recessão técnica [13].

A conta do empréstimo às distribuidoras, aumento nas contas de energia, piora do PIB e aumento da inflação só devem começar a refletir em aumento real nos preços a partir do segundo ou terceiro trimestre de 2022, em função do carregamento inflacionário.

Ademais, nem os institutos meteorológicos conseguem prever chuvas com alguma certeza em um país tropical. O CMSE projeta *"que o armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em maio de 2022 estará em cerca de 55,9% — ou 12,9 pontos percentuais acima do nível verificado em 31 de maio de 2021, considerando a repetição do cenário crítico de chuvas verificado no período chuvoso de 2020/2021"* [14].

Com incertezas a respeito das chuvas no período úmido que se encerra em abril do mesmo ano, é difícil prever o tamanho do déficit que será postergado para 2023 e os anos seguintes, montante esse que deverá ser arcado pelo consumidor (a conta no setor elétrico é sempre de soma zero).

Do ponto de vista do empreendedor atento, todavia, sempre surgem oportunidades. Aos geradores, surgem oportunidades para o desenvolvimento de projetos termelétricos a óleo e a gás, sendo esses últimos aproveitando a recém abertura do mercado. Para as transmissoras, os gargalos existentes no

sistema podem (ou deveriam) significar mais leilões de transmissão, principalmente para expandir a interconexão entre os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Do ponto de vista das distribuidoras, é hora de gerir os produtos ofertados ao consumidor, considerando a rede do futuro e a tomada de consciência do consumidor sobre o seu papel na gestão de energia do país.

Para as comercializadoras o momento é de cautela. Importante observar as dificuldades que enfrentaram em 2021 e seus níveis de alavancagem, principalmente levando em conta o aumento da exposição que o recém-criado mercado de derivativos traz. Do ponto de vista do consumidor industrial, fica o alerta para a necessidade de fazer uma boa gestão de energia e que atualmente o setor está se modernizando para se tornar cada vez mais aberto e flexível. Se os conceitos como "resposta de demanda", "eficiência energética", "mercado livre", "autoprodução", entre outros, ainda são desconhecidos na sua empresa, esse é o momento de entendê-los, pois o investimento com certeza resultará em economia de custos e maior retorno aos seus investidores.

[1] http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=831eead7-25dc-166e-910d-7ff2d46262a7&groupId=36122. Acesso em 14/12/21.

[2] REN Aneel nº 885/20.

[3] Resolução Creg nº 2/21: Artigo 1º; Artigo 1º, § 1º e §4º; Artigo 2º; e Artigo 5º. Acesso em 12/12/21.

[4] No entanto, desde sua criação, o programa sofreu críticas. Segundo a diretora de Economia e Estatística da Abiquim, Fátima Giovanna Coviello Ferreira, *"é muito complicado reduzir demanda em um momento que a produção vai estar a plena carga"*.

[5] <https://www.nexojornal.com.br/expresso/2021/11/28/Como-est%C3%A1-a-cri-se-energ%C3%A9tica-na-reta-final-de-2021>. Acesso em 12/12/21.

[6] <https://www.gazetadopovo.com.br/parana/breves/reservatorios-do-parana-tem-menor-nivel-de-agua-desde-fevereiro/>. Acesso em 12/12/21.

[7] <https://tribunapr.uol.com.br/noticias/curitiba-regiao/chuva-em-curitiba-e-regiao-atinge-apenas-27-da-media-para-o-mes-em-novembro/>. Acesso em 11/12/21.

[8] A UTE Araucária teve seu CVU revisado para R\$ 2.553,20/MWh: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/despacho-n-3.218-de-8-de-outubro-de-2021-352686257>; <https://www.in.gov.br/web/dou/-/despacho-n-3.077-de-1-de-outubro-de-2021-349999320>; e <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20213038.pdf>. Acesso em 15/12/21.

[9] <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20211105-ons-informa-suspensao-recebimento-de-ofertas-geracao-adicional-e-rvd.aspx>. Acesso em 14/12/21.

[10] Carta endereçada ao Diretor Geral da ONS pela associação União Pela Energia: <https://canalenergia.com.br/noticias/53193723/ons-diz-nao-esta-preferindo-as-termicas-em-detrimento-ao-rvd>. Acesso em 14/12/21.

[11] ANEEL Nota Explicativa: <https://www.aneel.gov.br/documents/654800/23204841/Nota+Explicativa+Conta+Bandeiras+2021+-+10.pdf/5fb7ca69-6b7c-16cd-9acc-3d63b9942680>. Acesso em 10/12/21.

[12] <http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>. Acesso em 12/12/21.

[13] <https://www.nexojornal.com.br/extra/2021/09/14/Racionamento-de-energia-pode-zerar-crescimento-em-2022>. Acesso em 12/12/21.

[14] <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cmse-avalia-o-atendimento-eletoenergetico-ao-sin-e-reafirma-compromisso-com-o-pleno-suprimento-de-energia-eletrica-no-pais>. Acesso em 12/12/21.

Date Created

11/01/2022