

A photograph showing a person's hands in a blue shirt balancing a glowing lightbulb on top of a stack of silver coins on a wooden table. The background is blurred, showing other people in a professional setting.

OPINIÃO

## **COBRANÇA DA BANDEIRA TARIFÁRIA**

AUTORES

Adriana Gouvêa  
Gláucia Fernandes  
João Teles

Este artigo expressa as opiniões dos autores, não representando necessariamente a opinião institucional da FGV.

## O que sinaliza a bandeira tarifária?

Após vivenciado um dos piores regimes hídricos da série dos últimos 91 anos, com os reservatórios das hidrelétricas do SE/CO operando com 20% da capacidade, os consumidores estão ansiosos por um alívio no bolso com a possibilidade de baratear sua conta de energia elétrica, por meio da troca da bandeira escassez hídrica pela verde - que elimina o custo adicional da conta de luz.

Essa expectativa está atrelada ao cenário energético positivo de 2022 devido a recuperação dos armazenamentos de energia decorrente das afluências naturais nas principais bacias hidrográficas do Sistema Interligado Nacional (SIN), observadas desde o início do período úmido.

Este artigo discorre sobre os objetivos da bandeira tarifária como solução para minimizar os efeitos negativos da variação dos níveis dos reservatórios, e apresenta as perspectivas para cobrança desse custo adicional no ano de 2022.

## Entendendo as bandeiras tarifárias

As bandeiras tarifárias começaram a ser aplicadas em 2015, com a publicação do decreto nº8.401, com o objetivo de gerar caixa para permitir às distribuidoras enfrentarem aumentos de custos não cobertos pelas tarifas autorizadas. Esse sistema auxilia as distribuidoras de energia elétrica a arcar com os custos adicionais, de forma a amenizar o descasamento entre o faturamento e o pagamento das distribuidoras, uma vez que atuam diretamente com obrigações financeiras para assegurar o fornecimento de energia elétrica que recaem no seu fluxo de caixa. Isso se deve aos custos de geração térmica e a exposição aos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD) no mercado de curto prazo, que variam em função das condições de operação do SIN, ocasionando efeitos danosos principalmente quando o cenário hidrológico é desfavorável.

Os patamares de cobrança que são aplicados correspondem a: verde, amarela e vermelha (nos patamares 1 e 2) que indicam se haverá ou não cobrança extra nas contas de luz em função do cenário hidrológico. A modalidade da bandeira tarifária no mês é definida considerando o gatilho da faixa de acionamento (Quadro 1) de acordo com o Custo Variável Unitário (CVU) da termelétrica mais cara despachada por ordem de mérito ou segurança

energética. Essa metodologia também incorpora o perfil do risco hidrológico (GSF<sup>1</sup>) atualizado, de forma a considerar a garantia física flat que baliza a determinação do GSFband<sup>2</sup>. Dessa forma, a definição da cor da bandeira é dada pela combinação entre risco hidrológico e PLD para retratar com maior precisão a produção da energia hidrelétrica e a conjuntura energética do sistema.

O PLD gatilho<sup>3</sup> é calculado com a ponderação da Carga x PLD de cada submercado previsto no PMO, utilizando a previsão do mês de aplicação da bandeira. Entre as variáveis utilizadas na definição da bandeira tarifária estão: i) Previsão de Geração Hidráulica Total do MRE - **GHband**; ii) Garantia Física Concebida para as Bandeiras Tarifárias - **GFband**; iii) Preço de Liquidação das Diferenças Gatilho - **PLDgatilho**.

**Quadro 1:** Definição da bandeira tarifária.

Bandeira Tarifária	Faixa de Acionamento
Verde	$PLD_{min} \leq PLD_{gatilho} \leq PLD_{lim.rup.verde}$
Amarela	$PLD_{min.amarela} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{lim.rup.amarela}$
Vermelha 1	$PLD_{min.vermelha1} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{lim.rup.vermelha1}$
Vermelha 2	$PLD_{min.vermelha2} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{max}$
$PLD_{liminf.pat} = \min \left[ PLD_{max}, \max \left[ PLD_{min}, \frac{LimInfPat}{1 - \frac{GH_{band}}{GF_{band}}} \right] \right]$	
$PLD_{limsup.pat} = \min \left[ PLD_{max}, \max \left[ PLD_{max}, \frac{LimSupPat}{\left(1 - \frac{GH_{band}}{GF_{band}}\right)} \right] \right]$	

Fonte: CCEE (2020)

Em meados de 2021 - por meio da Resolução nº77, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) declarou situação crítica de escassez quantitativa de recursos hídricos na principal bacia hidrográfica do país, localizada no rio Paraná. Essa conjuntura de excepcional seriedade hidrológica foi confirmada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a partir dos resultados de simulações realizadas com dados históricos do ONS.

Nesse contexto, medidas excepcionais foram articuladas entre os órgãos e as entidades responsáveis pelas atividades dependentes dos recursos hídricos para garantir a efetividade

<sup>1</sup> O GSF é o resultado da divisão entre a geração total das usinas integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) sobre a garantia física total das usinas. Quando a geração total das usinas do MRE é inferior ao somatório de suas garantias físicas, o GSF é menor que 1, e aponta que as condições de geração hidrelétrica não estão boas.

<sup>2</sup> O efeito do GSF passa a ser percebido pelos consumidores retratando com maior precisão a produção da energia hidrelétrica e a conjuntura energética do sistema. Valor de garantia física concebido para as Bandeiras Tarifárias, segundo as especificidades apresentadas na NT nº 025/2019-SGTSRG-SRM/ANEEL

<sup>3</sup> Para a proposta original, o gatilho é a soma dos valores do custo marginal de operação – CMO e do Encargo de Segurança Energética – ESS\_SE.

do aumento da garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no país. Para tanto, foi intensificado o despacho das termelétricas fora da ordem de mérito nos subsistemas Sul (S) e Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), e foi autorizado a importação de energia da Argentina ou do Uruguai, nos moldes da Portaria MME nº 339/2018, até o CVU máximo de R\$ 375,66/MWh. Essa ação teve como objetivo preservar os reservatórios da região S e maximizar o intercâmbio de energia elétrica para esse subsistema, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas. O operador do sistema (ONS) foi ainda autorizado a despachar recursos de CVU mais elevados para compensar alguma indisponibilidade de geração S ou SE/CO.

Esse cenário severo resultou na necessidade de incentivar a população a evitar o desperdício de água e energia elétrica e isso culminou na criação da Bandeira Escassez Hídrica, que representa uma cobrança adicional de R\$ 14,20 a cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos<sup>4</sup>, para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia. Foi estabelecido o período de duração de setembro de 2021 a abril de 2022, visto que se estimava a piora desse cenário devido aos efeitos do La Niña. Ressalta-se que para os beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) não houve acréscimo na conta de luz, prevalecendo a bandeira tarifária verde. O mesmo para Roraima (sistema isolado).

Desde o início da vigência dessa bandeira já foram arrecadados mais de R\$ 5,3 bilhões, os quais serão depositados na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - Escassez Hídrica. Segundo a Aneel (2022b), esse recurso será repassado às concessionárias e permissionárias, conforme os quantitativos solicitados pelos agentes, para cobrir, total ou parcialmente, os custos adicionais temporariamente assumidos por essas empresas. Os critérios e os procedimentos para gestão dessa conta foram aprovados recentemente pela Aneel. Ressalta-se que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) será a responsável por mediar as transações do pagamento dos empréstimos aos bancos. Essas transações serão realizadas por meio de encargo mensal, que será embutido na tarifa de energia elétrica no período de 54 meses, a partir de processos tarifários de 2023.

## **Fim da cobrança extra da bandeira escassez hídrica**

De fato, o acionamento das usinas térmicas fez com que as famílias brasileiras tivessem que pagar mais caro para utilizar eletricidade em suas residências, situação agravada pela disparada mundial dos preços dos combustíveis fósseis, e, por consequência, passaram a lidar

---

<sup>4</sup> Esse patamar foi criado por determinação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), por meio da Resolução nº 3, de 31 de agosto de 2021.

com uma alta de preços em outros setores da economia, como no gás de cozinha e nos itens da cesta básica, por causa dos efeitos da inflação.

Esses efeitos refletiram diretamente nos custos de toda cadeia produtiva, desde a indústria até o comércio. Nos últimos 12 meses, quase 42% da inflação acumulada pelo Índice de preços no consumidor (IPCA/IBGE), que até fevereiro subiu 10,54%, partiram dos reajustes da energia elétrica e dos combustíveis que contribuíram com parcelas importantes para essa elevação.

A Figura 1 mostra o histórico das bandeiras tarifárias desde 2019 - período anterior à crise covid<sup>5</sup>.

**Figura 1:** Bandeiras Tarifárias (valores em R\$/MWh).

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2019	0	0	0	0	10,00	0	15,00	40,00	40,00	15,00	41,69	13,43
2020	13,43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62,43
2021	13,43	13,43	13,43	13,43	41,69	62,43	62,43	62,43	142,00	142,00	142,00	142,00
2022	142,00	142,00	142,00	142,00	0							

Fonte: Elaboração própria com dados da Aneel (2022).

Nos últimos meses, com a volta das chuvas e o aumento dos níveis dos reservatórios, o governo anunciou – no início de abril - o fim da bandeira escassez hídrica e a adoção da bandeira verde com vigência a partir do dia 16 deste mês e duração até o final do ano. Após computados os reajustes tarifários pelas distribuidoras, a PSR consultoria estimou que, em média, a redução na conta de luz do consumidor residencial seja de 6,5%.

Aliado ao cenário energético otimista, estima-se ainda que o recurso capturado durante a vigência da bandeira escassez hídrica possa atenuar os reajustes nos processos tarifários ordinários subsequentes das distribuidoras. Ainda assim, apenas a contínua recomposição do nível dos reservatórios das hidrelétricas vai garantir a segurança no fornecimento de energia elétrica não somente neste ano, mas também nos próximos.

<sup>5</sup> No período de junho a novembro de 2020, a bandeira verde ficou acionada devido a uma decisão da Aneel como medida emergencial por conta da pandemia da Covid-19 – nesse período, os custos da Conta Bandeira foram supridos pela Conta Covid, referentes a empréstimo ao setor elétrico feito junto a bancos públicos e privados, com o objetivo de aliviar os impactos dessa crise.

## Panorama para 2022: aspectos do atendimento energético do SIN

Contrariando as expectativas de estiagens prolongadas, o ano de 2022 começou com predominância de condições favoráveis de atendimento eletroenergético.

Até o início desse ano, havia uma expectativa de agravamento do nível dos reservatórios ao longo do período úmido (dezembro a abril). Isso porque, segundo o *International Research for Climate and Society – IRE*, da *Columbia University*, a probabilidade de ocorrer alterações meteorológicas em decorrência do fenômeno *La Niña* era superior a 60%. Cenário tendencioso para o prolongamento da estiagem nas regiões Sul e Sudeste do país, semelhante ao que ocorreu em 2021. Todavia, as precipitações foram favoráveis nas principais bacias hidrográficas do SIN.

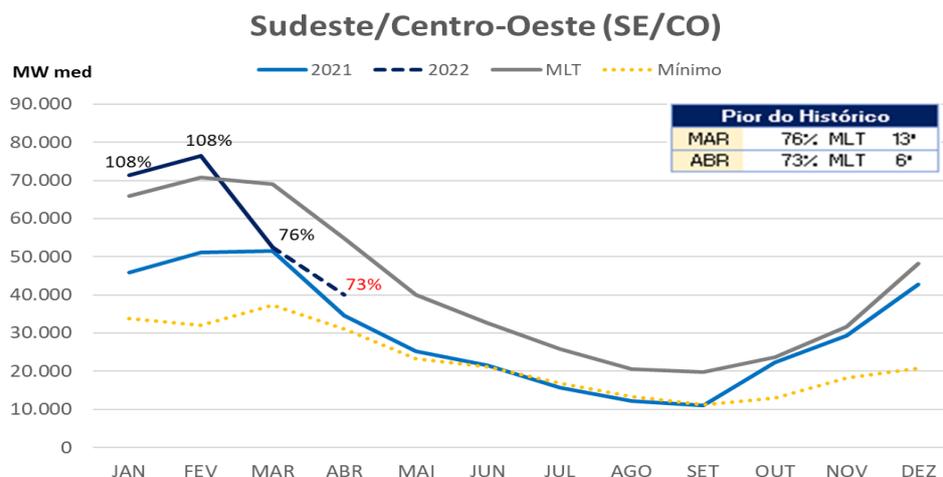
A previsão do ONS para o ano de 2022 aponta para um maior volume de água nos reservatórios.

Em janeiro, as afluições nos submercados Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N) ficaram acima da Média de Longo Termo (MLT), enquanto no Sul (S) permaneceu inferior a 40% da média histórica. Destaca-se o SE/CO que atingiu 108% da MLT. Considerando a Energia Natural Afluente (ENA) agregada do SIN, foi verificado próximo de 125% da MLT.

Em fevereiro, as afluições nos submercados também ficaram acima da média histórica, com exceção do S. Isso refletiu um cenário desfavorável de afluência para o submercado S, que resultou no 4º pior na série histórica, com 33% MLT. Em março, as afluições do S, N e NE ficaram próximas ou acima da MLT, com destaque para o submercado SE/CO que apresentou o 13º pior na série histórica, com 76% MLT. A previsão de abril mostra a ocorrência de afluições abaixo da MLT para o SE/CO e NE; e acima da MLT para os submercados S e N. Destaca-se o resultado de afluições para os submercados SE/CO, que indica o 6º pior do histórico para o mês, e o NE no 17º.

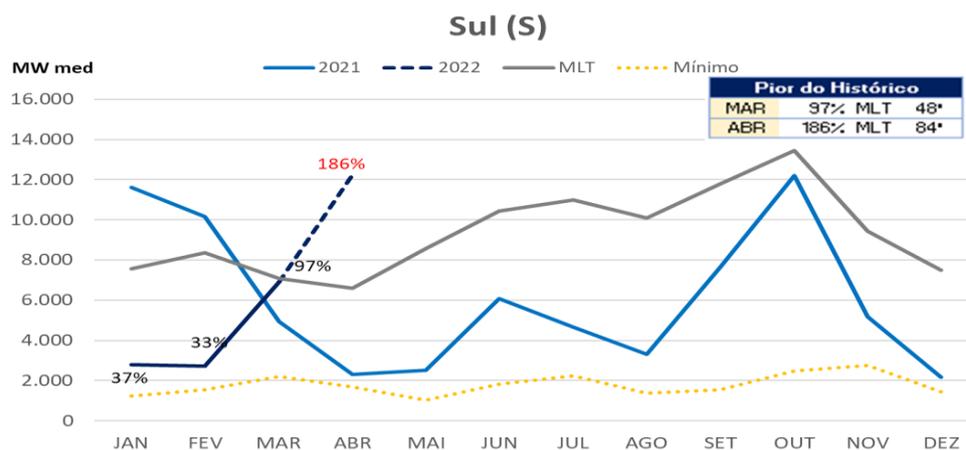
Os Gráficos 1, 2 3 e 4 apresentam o comportamento de ENA nos submercados do SIN (MWmed), em diferentes períodos de análise.

**Gráfico 1: Energia Natural Afluente do SE/CO**



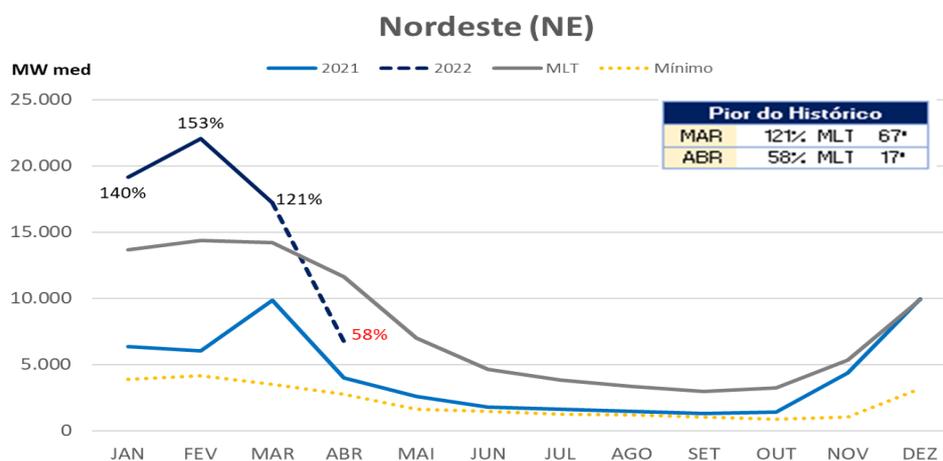
Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2022a).

**Gráfico 2: Energia Natural Afluente do S**



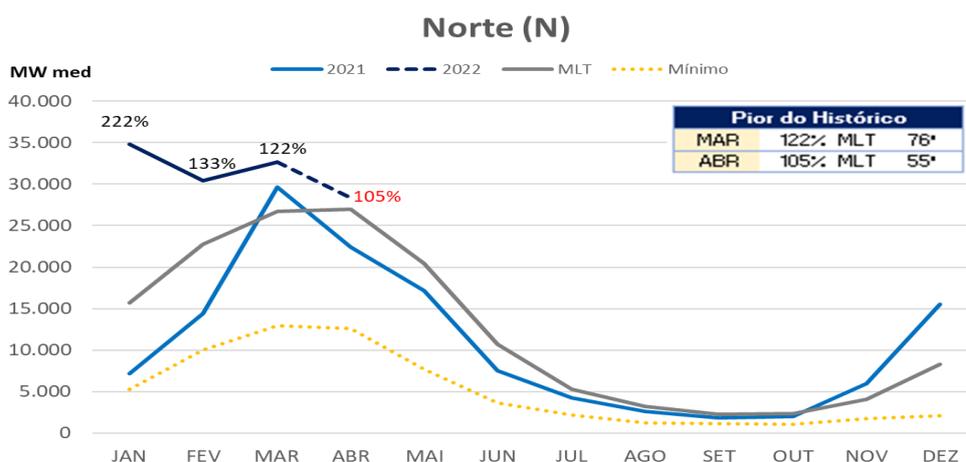
Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2022a).

**Gráfico 3: Energia Natural Afluente do NE**



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2022a).

**Gráfico 4:** Energia Natural Afluente do N

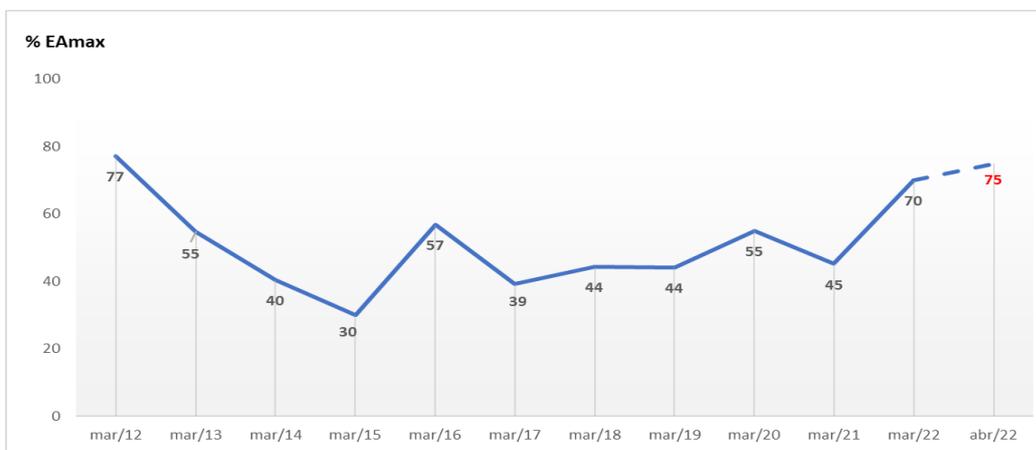


Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2022a).

Em relação a Energia Armazenada (EAR), em janeiro, o SIN atingiu 48% da energia armazenada máxima. Já em fevereiro, observou-se o aumento desse percentual, em que o SIN atingiu 62% da EAR máxima. Esse fato se deve a melhora das aflúências verificadas na maioria das bacias hidrográficas. Os submercados chegaram ao final do mês com armazenamento de 58% (SE/CO), 28% (S), 82% (NE) e 98% (N).

Em março, o SIN atingiu 70% da EAR máxima. Segundo maior percentual observado nos últimos 10 anos para o mesmo período, como mostra o Gráfico 5. Em abril, a projeção do ONS mostra a contínua recomposição da maioria dos reservatórios, atingindo 75% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios indica previsão de 68% (SE/CO), 70% (S), 97% (NE) e de 95% (N). Destacam-se os reservatórios do N e NE, onde o volume de água deve ficar próximo da capacidade máxima ao final do mês.

**Gráfico 5:** Energia Armazenada Máxima do SIN.



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2022a).

A melhora das condições energéticas atuais mostra uma possível tendência na contração dos custos para a operação do sistema. Com mais água no sistema de armazenamento de energia do SIN, previstos de mais de 70% para abril, espera-se que o acionamento das termelétricas mais caras seja facultativo no período seco de 2022 (maio a novembro). Segundo ONS (2022b), os reservatórios do SE/CO devem continuar acima dos 50% de armazenamento em agosto, dessa forma existe uma boa perspectiva para 2022.

No passado, vislumbrando-se o armazenamento do SIN no mês de março dos últimos dois anos, quando foram atingidos apenas 55% e 45% nesse período, houve a necessidade de contratar geração térmica por garantia energética. Com certeza, os níveis-meta de cada submercado em novembro, que é avaliado periodicamente pelo ONS, será superado e então não haverá necessidade de acionamento de termelétricas com CVU acima do custo marginal de operação para atendimento energético durante o corrente ano.

## Brasil de olho no futuro

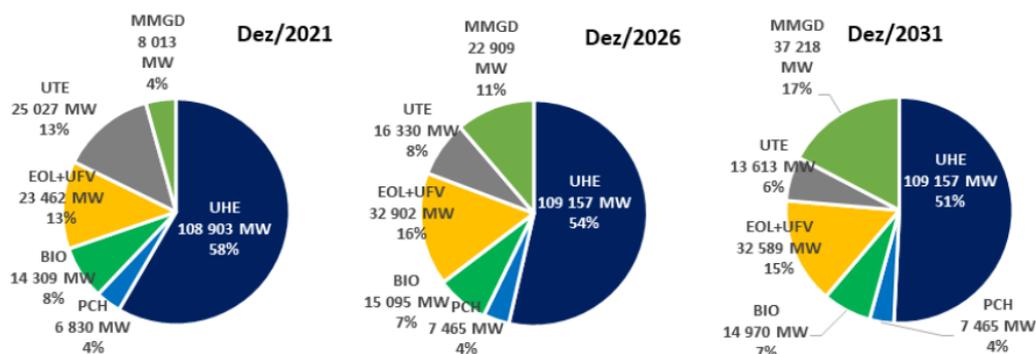
Atualmente, é visível o desequilíbrio dos regimes de chuva como reflexo da degradação das áreas naturais - decorrente da poluição, das queimadas e do desmatamento - que intensifica o aquecimento global. Nota-se que, para um mesmo período do ano, no passado era esperado maior volume de chuva, agora registra-se pouca incidência, o que não garante o abastecimento dos reservatórios do SIN. Essa situação, em alguns períodos, pode ser agravada pelo fenômeno climático La Niña.

Além dos usos múltiplos da água, essa incerteza climática pode comprometer o planejamento energético de forma a potencializa riscos ao sistema, visto que a fonte hidráulica ainda corresponde em torno de 60% da capacidade instalada, e trazer insegurança para os investidores, consumidores e, até mesmo, para o planejamento do crescimento econômico do país.

De fato, é fundamental ampliar a formulação de estratégias diferenciadas, principalmente com políticas públicas com incentivos para expansão da transmissão, conservação e eficiência energética. A diversificação da matriz elétrica brasileira tem contado nos últimos anos com um incremento expressivo das fontes solar e eólica, de maneira que esse diferencial já contribui com maior previsibilidade ao sistema e para minimizar problemas similares aos que ocorreram no ano passado. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2031) indica a evolução da capacidade instalada existente e contratada no horizonte de 10 anos. Apesar da participação das hidrelétricas no SIN se manter praticamente no mesmo patamar, nota-se o crescimento relevante das fontes centralizadas eólica e solar fotovoltaica que, juntas,

acrescentam em torno de 9 GW na composição da oferta do SIN, já em implantação, ao longo do período de 2021 a 2031, como mostra a Figura 2.

**Figura 2:** Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN.



Fonte: MME/EPE (2022).

Hoje, em muitos países, o avanço da transição energética decorre de estímulos para que a população tenha um sistema de geração solar fotovoltaica nas residências. Isso se deve ao contexto atual de revolução tecnológica e a possibilidade de reformulação do modelo de negócios, desafios criados pela maior inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), tecnologias digitais de automação e medição (*Smart grid*).

Nesse viés, no Brasil, o avanço dos RED se revela majoritariamente na tecnologia de geração distribuída (GD), que se tornou efetivo a partir da Resolução Normativa nº 482 (REN 482/2012) da Aneel, posteriormente modificada pelas REN nº 687/2015 e 786/2017. Esse instrumento regulatório criou a possibilidade e estabeleceu os conceitos de pequeno e médio porte: micro e mini GD (MMGD), bem como definiu as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), conhecido como *Net metering*. Conforme a Figura 2, observa-se projeção do avanço da capacidade instalada da MMGD no horizonte de 10 anos.

No entanto, somente a partir de 2018 observa-se a aceleração da potência instalada de unidades consumidoras de MMGD, conforme mostra o Gráfico 6. A maioria dessas unidades se concentram na região Sudeste e cerca de 99% delas produzem eletricidade a partir da fonte solar. A difusão da MMGD solar fotovoltaica se destaca pelo nível de maturidade da tecnologia e, por consequência, pelas contínuas reduções nos custos de capital dos equipamentos associados, que são favorecidos por meio de incentivos e créditos fiscais.

**Gráfico 6:** Potência instalada acumulada (kW) de geração distribuída.

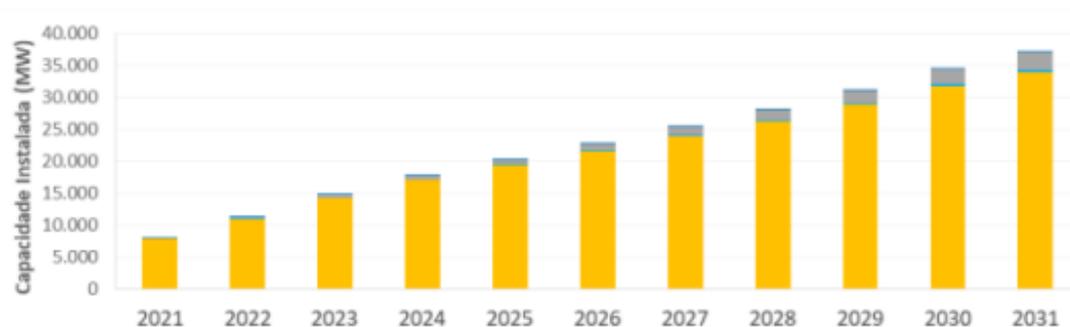


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2022c).

Em 2021, a potência instalada acumulada de GD atingiu 8,9 GW. Percebe-se que nos últimos três anos, a potência instalada vem praticamente dobrando de valor, de maneira que a expectativa é de que o cenário não seja diferente em 2022, principalmente pela corrida das empresas de instalação e pelo interesse de clientes em legalizar seus sistemas de MMGD nas regras atuais do sistema de compensação. Em março de 2022, segundo a Aneel (2022b), o Brasil ultrapassou 10 GW de potência instalada em MMGD. Trata-se de um quantitativo suficiente para abastecer aproximadamente 5 milhões de unidades residenciais brasileiras.

Com a aprovação da Lei nº 14.300/2022, um novo marco regulatório foi estabelecido para MMGD, prolongando a concessão de subsídios a essa tecnologia até o horizonte de 2045 e restringe a contratação de energia por meio do acesso ao SCEE. Essa situação pode ensejar a manutenção um expressivo percentual da carga no ambiente regulado. Para os outros casos, ou seja, sistemas de MMGD instalados de 2023 em diante, esse marco estipula um período de transição em que esses usuários terão descontos na compensação da energia injetada à rede referentes: (1) à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, (2) à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e (3) ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição – que podem ser sintetizados no componente tarifário TUSD Fio-B.

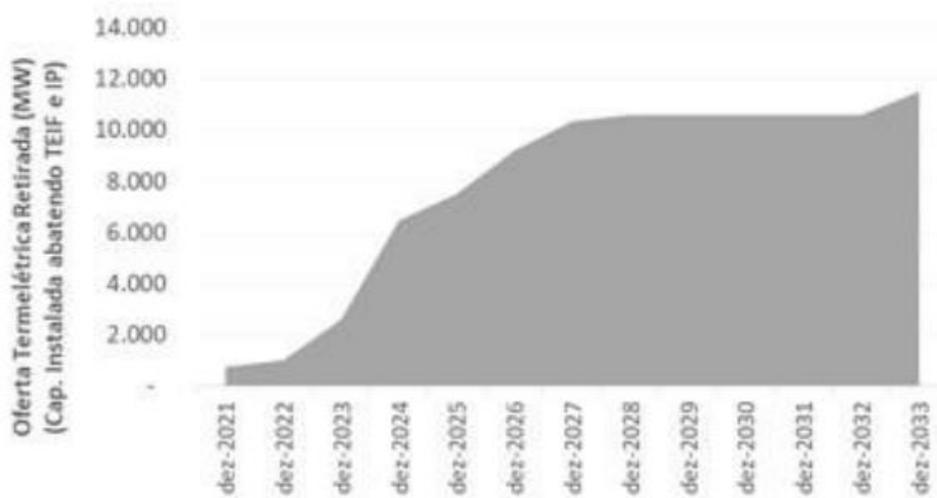
Destaca-se que essa regra valerá para sistemas instalados a partir de 2023. Para sistemas instalados até 2023, se mantém a compensação total até 2046. Novas regras serão definidas pela Aneel em até 18 meses da publicação dessa lei e valerão a partir de 2029. Segundo projeções do PDE 2031 (MME/EPE, 2022), é possível se vislumbrar que a MMGD atinja patamares superiores a 35 GW em 2031, como mostra o Gráfico 7. Ademais, o PDE 2031 também considerou diferentes cenários na metodologia de remuneração que seria aplicada a partir de 2029. Em síntese, é esperado que em dez anos aumente a potência instalada de MMGD entre 3 e 5,5 vezes (27 GW a 47 GW), verificada em 2021, a depender do cenário simulado.

**Gráfico 7:** Expansão da capacidade instalada de MMGD.

Fonte: MME/EPE (2022).

Em vista disso, a MMGD instalada junto à carga (*behind-the-meter*) poderá ser um diferencial de forma a contribuir com a desoneração do SIN, auxiliando na recomposição dos níveis de armazenamento e reduzindo a dependência das térmicas. Essa tecnologia ainda se destaca pela sua velocidade de implantação em relação às usinas de grande porte. Por fim, é importante que o governo mantenha o estímulo à adoção da tecnologia GD por meio de incentivos estaduais e de financiamento facilitado, se ajustando ao bolso do cliente, de forma a alcançar todas as classes de consumidores.

Em adição, destaca-se que usinas termelétricas foram contratadas para aumentar a segurança do suprimento ao longo dos próximos anos, conforme indicado no Gráfico 8.

**Gráfico 8:** Oferta termelétrica.

Fonte: MME/EPE (2022).

## Conclusão

A solução para minimizar crises energéticas deve ser considerada a longo prazo, através da diversificação da matriz elétrica, com priorização de fontes renováveis, levando em conta a transição energética que vem se estabelecendo nos últimos anos. É preciso continuar a investir em condições favoráveis de acesso a fontes de energias distribuídas nas diferentes classes consumidoras.

Uma atenção especial também deve ser direcionada para incentivos de transmissão, conservação e eficiência energética, de forma a minimizar os efeitos das mudanças climáticas, que podem interferir nos níveis dos reservatórios nos próximos anos. Na transmissão, em 2021 foram acrescentados mais de 7.800 km de linhas de transmissão, bem como mais de 18.000 MVA de capacidade de transformação, sendo 19% e 27% acima da média dos últimos cinco anos, respectivamente. O ano 2021 se encerrou com uma expansão de 7.562 MW na capacidade de geração de energia centralizada – o maior valor observado nos últimos cinco anos.

Ressalta-se que o mecanismo das bandeiras tarifárias tem a finalidade de reduzir o consumo de água e energia elétrica, em períodos críticos de geração, e prover um aporte financeiro não previsto no orçamento das distribuidoras de energia elétrica. Assim, é um ajuste de curto prazo, que em casos excepcionais pode ser considerado como uma medida emergencial. A garantia do suprimento energético é perseguida por meio de medidas estruturantes no planejamento energético de médio e longo prazos.

Por fim, destaca-se que, em razão das complicações crise hídrica de 2021, recentemente, a Aneel aprovou a abertura de consulta pública para discussão da revisão dos adicionais e faixas de acionamento das bandeiras tarifárias para o período de 2022/2023. Essa revisão tornou-se necessária devido ao impacto nas modalidades amarela e vermelha patamar 1 pelo IPCA, bem como o custo expressivo da geração pelo acionamento das termelétricas, quase duplicou de 2021 para 2022. Entretanto, o estudo realizado pelo ONS indica, com base nas boas condições do período úmido atual, uma probabilidade de 97% da bandeira tarifária ser verde até dezembro.

## Referências

ABRACEEL, <https://abraceel.com.br/>.

ANEEL, 2022a. Bandeiras Tarifárias. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>

ANEEL, 2022b. Últimas notícias. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022>

ANEEL, 2022c. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset\\_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808](https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808). Acesso em: 13 de janeiro de 2022.

CCEE, 2020. Info Bandeiras Tarifárias. Nº 32–Dezembro/2020. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica Disponível em: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).  
 IPCA/IBGE, <https://www.ibge.gov.br/>.

MME/EPE, 2022. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 - PDE 2031. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília.

ONS, 2022a. Dados Gerais: Histórico da operação. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>



**Adriana Gouvêa** é Graduada em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e mestra em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Sua linha de pesquisa envolveu uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no Brasil. Possui pós-graduação em Engenharia de Processo pela PUC-RJ e Engenharia de Processamento de Gás Natural na UFRJ. Experiência como Engenheira de Processo em projeto de engenharia básica da Petrobras nas áreas de abastecimento e E&P.

Como Pesquisadora na FGV Energia, atuou nas áreas do setor elétrico brasileiro e de energias renováveis.



**Glaucia Fernandes** é Economista pela Universidade Federal de Viçosa (UFV). Obteve o título de Mestre em Economia pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e os títulos de Doutor em Finanças e Pós-doutor em Engenharia Industrial pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisadora visitante na *University of Texas at Austin - McCombs School of Business*. Foi Pesquisadora do Núcleo de Energia e Infraestrutura - NUPEI, no Departamento de Administração da PUC-Rio. Foi Assessora do Mestrado de Matemática Profmat, com núcleo no IMPA. Dentre seus interesses destacam-se: análise de risco, análise de projetos & investimento, estrutura de capital, modelos de opções com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.



**João Teles** é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). É especializado em Operações de Sistemas Hidrotérmicos pela COPPE/UFRJ e pela Universidade de Waterloo, Canadá. Estagiou por três meses na *British Columbia Hydro Co.* Vancouver/Canadá – 1978/1979.

Na Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) atuou como Gerente de Divisão de Planejamento Energético da CHESF, Assessor de Dep. Planejamento Energético e Comercialização da CHESF e Representante da CHESF na criação do MAE/CCEE. Teve passagem pela NC Energia/Neoenergia (2001 a 2017) como Gerente de Planejamento Energético e Mercado da NC Energia. Atualmente é Consultor em Planejamento Energético da Operação, Regulação do Setor Elétrico e Comercialização de Energia Elétrica na JT3energia, e Consultor Sênior/Pesquisador na Fundação Getulio Vargas (FGV Energia).