



PERSPECTIVAS

DA CRISE HÍDRICA EM 2022:

Risco além dos Modelos

AUTORES

Amanda Azevedo, Ana Machado, Felipe Gonçalves, João Teles e Paulo Cunha

O déficit de precipitação observado nos últimos 10 anos, na maior parte das bacias hidrográficas do Sistema Interligado Nacional (SIN), é o principal elemento da crise energética que ora se avizinha. As vazões naturais afluentes abaixo da média histórica têm ocasionado o esvaziamento progressivo dos reservatórios, sobretudo na bacia do rio Paraná¹ onde foram registradas as piores sequências hidrológicas do histórico de 91 anos de medição. Assim, os níveis de armazenamento das hidrelétricas da região Sudeste continuaram reduzindo ao longo de 2021, colocando em xeque a segurança do abastecimento no médio prazo.

A fim de adotar medidas emergenciais na atual situação de escassez hídrica e assegurar o fornecimento de energia, criou-se, por meio da Medida Provisória 1055/21, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG). Suas medidas, que a princípio buscariam preservar a segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica, especialmente durante o segundo semestre de 2021, passam a vislumbrar a extensão das consequências dessa crise para o próximo ano.

Diante desse cenário, a FGV Energia apresenta neste estudo sua contribuição para análise de uma possível extensão da crise ao final do próximo período úmido (abril de 2022), e contribuir para o debate de soluções estruturais para o setor que possam antecipar impactos econômicos de mais longo prazo.

Os desafios para o atendimento ao mercado de energia até o final deste ano são relevantes, mas são as incertezas relacionadas às chuvas esperadas para o período úmido (de novembro a abril), bem como ao comportamento da carga é que fazem os riscos da extensão da crise no ano de 2022 que merecem atenção. Ainda que sejamos agraciados com um período úmido chuvoso, os déficits de precipitação, observados nos últimos 10 anos têm levado o solo a ficar cada vez mais seco, dada a menor taxa de recarga

nos períodos chuvosos. Esta condição física do solo, portanto, traz a necessidade de grandes volumes de chuvas para que seja possível reabastecimento dos reservatórios aos níveis de segurança energética recomendados para o SIN.

Para aumentar o desafio, apenas com volumes substanciais de chuva (acima da média histórica) na primavera ou no verão seriam possíveis de reverter parte da baixa umidade do solo, o que nos faria chegar ao final do período úmido com níveis confortáveis de armazenamento nos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)².

Diante dos riscos operacionais que o subsistema SE/CO deverá enfrentar nos próximos meses, o Operador Nacional do Sistema (ONS) tem constantemente reavaliado as condições de atendimento eletroenergético do SIN até o final do período seco, novembro/2021. Na última Nota Técnica publicada (NT-ONS DGL 0093/2021), foram apresentados dois cenários, Caso A – considerando um cenário conservador de disponibilidade térmica, flexibilização de condições definidas nas Resoluções ANA nº 80/2021 e nº 81/2021, e adoção do critério N-1 para definição dos limites de transmissão de setembro a novembro; e Caso B – considerando um cenário superior de disponibilidade térmica, sendo tal condição suficiente para o atendimento às Resoluções ANA nº 80/2021 e nº 81/2021, sem necessidade de flexibilização dos limites de transmissão.

Os resultados das simulações apresentados pelo ONS para o Caso A apontaram que os recursos são insuficientes para atendimento a mercado de energia, resultando em déficits de 3.824 MWmês no mês de outubro e de 3.746 MWmês no mês de novembro. Já para o Caso B, onde é considerado um acréscimo de disponibilidade de recursos de cerca de 5,5 GWmed no período setembro a novembro, o resultado é de ganhos de armazenamento e eliminação dos déficits de energia. Ou seja, para

¹ Bacia que engloba as sub-bacias dos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema e corresponde a 53% capacidade de armazenamento de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN).

² Professor Márcio Cataldi – Universidade Federal Fluminense (<http://marciocataldi.blogspot.com/>)

assegurar o atendimento energético é imprescindível o aumento da oferta nesse montante entre setembro e novembro/2021, cuja efetivação é discutível.

Segundo a nota do ONS, os reservatórios devem chegar no final do período seco com os seguintes níveis de armazenamento em cada submercado:

NÍVEIS DE ARMAZENAMENTO EM 2021

	Caso A	Caso B (+5,5 GW)
SE/CO	8,0%	11,3%
S	6,7%	10,1%
NE	20,9%	24,1%
N	26,0%	26,5%
SIN	11,1%	14,3%

NT-ONS DGL 0093/2021 - Estudo Prospectivo agosto-novembro/21

EXTENSÃO DA CRISE EM 2022

Com base nos resultados do ONS, a FGV Energia buscou elementos para responder o que pode ocorrer no caso de, a partir desses níveis de armazenamento, vivenciarmos um período úmido semelhante ao que temos percebido nos últimos anos.

Para responder a essa questão, foram feitas análises utilizando o modelo de planejamento energético da operação - NEWAVE. Foram realizadas simulações a partir dos níveis de reservatório do SIN para novembro de 2021, dos Casos A e B apresentados na última Nota Técnica publicada em agosto pelo ONS (NT-ONS DGL 0093/2021).

Os cenários simulados no estudo para analisar o ano de 2022 foram baseados nos dados considerados no programa mensal da operação energética para agosto/21 e na Nota Técnica mencionada anteriormente.

ANÁLISE DO RISCO DE DÉFICIT

De fato, o impacto de maior relevância para o sistema com consequências econômicas de grande relevância é o de déficit de abastecimento, ou o não atendimento à demanda total ou parcial por energia.

Os riscos de déficit apresentados na tabela abaixo foram calculados com base em 2.000 séries sintéticas de Energia Naturais Afluentes (ENAs), partindo dos níveis de armazenamento previstos para novembro, para os Casos A e B.

Análise do Déficit Anual	Sudeste/Centro-Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Risco (%)	EENS (MWmês)	Risco (%)	EENS (MWmês)	Risco (%)	EENS (MWmês)	Risco (%)	EENS (MWmês)
Caso A	0,30	2,7	0,40	1,2	-	-	0,15	0,2
Caso B	0,25	2,3	0,20	0,8	-	-	0,10	0,1

Obs.: EENS (Energia Não Suprida) • Fonte: FGV Energia

Considerando as limitações do modelo, foram observados resultados contraintuitivos³ para risco de déficit diante da atual situação de crise hídrica. Fez-se necessária, portanto, a análise de outras variáveis representativas dos problemas operacionais decorrentes dos baixos níveis dos reservatórios. Deste modo, foram analisadas as condições de armazenamento ao final dos períodos úmido e seco de 2022, permitindo a antecipação de ações que venham mitigar possíveis impactos para a operação do SIN.

ANÁLISE DO RISCO ENERGÉTICO

Para analisar o risco energético para o ano de 2022 optou-se por utilizar como referência a Curva Referencial de Armazenamento (CREF) para o biênio 2021/2022, publicada em fevereiro deste ano pelo ONS na NT-ONS DPL 0021/2021. Estas curvas representam um alerta para os níveis de armazenamento limites ao atendimento dos requisitos do SIN, ou seja, as trajetórias de armazenamento abaixo dessa curva são desfavoráveis ao sistema e levará à adoção de medidas extraordinárias, como por exemplo, o acionamento de geração térmica fora da ordem de mérito dentre outras possíveis. Os níveis limites apresentados para a CREF de 2022 são apresentados abaixo:

NÍVEIS DE REFERÊNCIA PARA 2022

EAR (%)	ABR	NOV
SE/CO	40,2%	20,0%
S	30,0%	30,0%
NE	29,8%	23,5%
N	88,1%	20,8%
SIN	40,2%	21,3%

NT-ONS DPL 0021/2021 - Construção da Curva Referência - CREF

A referida NT do ONS destaca o despacho de geração térmica fora da ordem de mérito como complemento para as políticas definidas pelos modelos de otimização. A NT também aponta como necessário a definição de métricas de monitoramento das condições de atendimento (como uma ou mais CREF), e a adoção de critérios para a determinação do acionamento da geração termoeletrica complementar, a fim de recuperar os níveis dos reservatórios de regularização em relação à essas curvas.

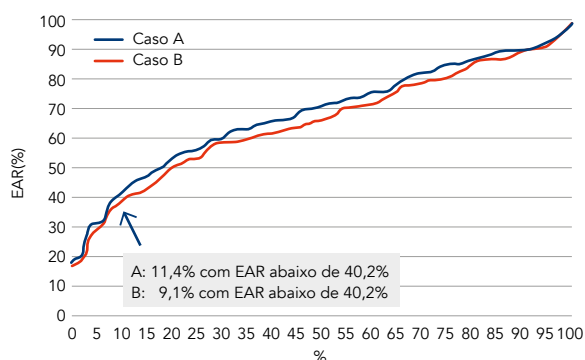
Portanto, para analisar o atendimento das CREF descritas foram simulados riscos energéticos para o ano de 2022 utilizando as séries históricas de ENA. A utilização dessas séries tem o objetivo de observar o comportamento SIN de maneira similar ao verificado na última década.

Os resultados das simulações para os Casos A e B apresentam a distribuição dos níveis de armazenamento no submercado SE/CO e no SIN. Para o final do período úmido (abril)⁴ e seco (novembro), destacam-se as probabilidades de violação dos valores da CREF publicados pelo ONS. Para o Caso A, a probabilidade de se atingir nível inferior ao da CREF no mês de abril para o SE/CO chega a 11%, enquanto que para o SIN chega a 7%. Já para novembro a probabilidade foi de 8% no SE/CO, e de 7% para o SIN. Para o Caso B, com acréscimo de 5,5GWmed em outubro e novembro de 2021, as probabilidades são 2% abaixo das apresentadas para o Caso A.

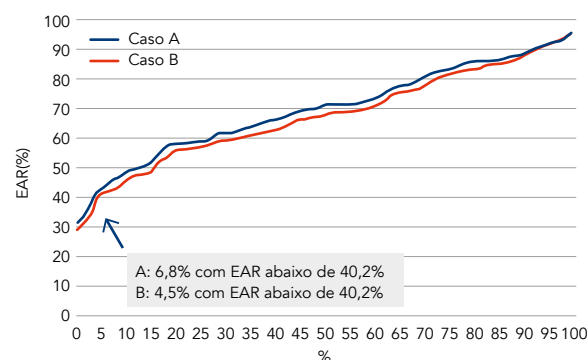
³ Critérios de planejamento do SIN consideram risco de déficit igual ou inferior a 5%, no atendimento à demanda por energia.

⁴ Salienta-se que o final do período úmido é relevante, visto que a partir desse mês até novembro não há previsão de recuperação dos reservatórios. As incertezas relacionadas aos regimes de chuva impactam diretamente nesta época.

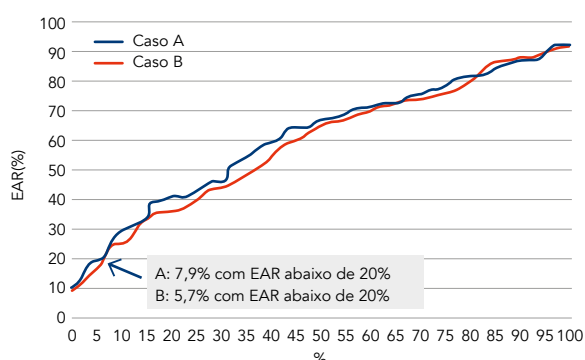
PERCENTIS DA EAR% DO MÊS DE ABRIL NO SE/CO



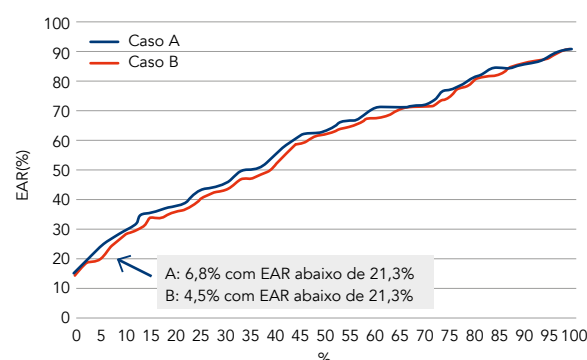
PERCENTIS DA EAR% DO MÊS DE ABRIL NO SIN



PERCENTIS DA EAR% DO MÊS DE NOVEMBRO NO SE/CO



PERCENTIS DA EAR% DO MÊS DE NOVEMBRO NO SIN

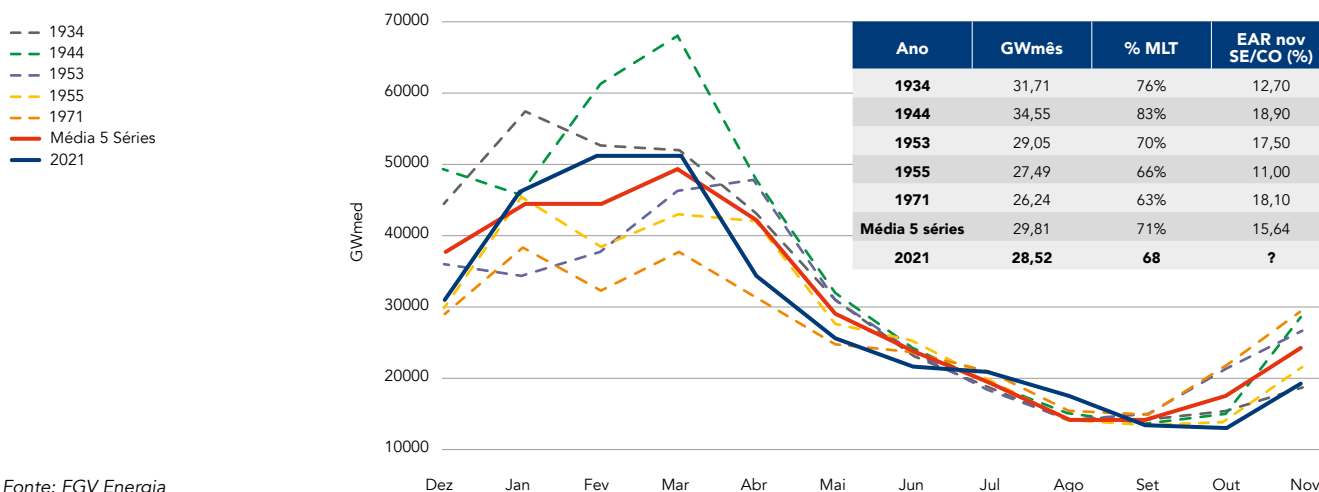


Fonte: FGV Energia

Adicionalmente, foram construídos cenários determinísticos a partir das 5 piores séries históricas obtidas em novembro/2022 (armazenamento abaixo de 20%, nível de referência mínimo recomendado na NT-ONS

no Sudeste/Centro-Oeste), encontradas no final de 12 meses simulados. Além disso, a média das ENAs dos anos selecionados apresentou comportamento hidrológico semelhante ao observado em 2020/2021.

ENERGIA NATURAL AFLUENTE - SE/CO

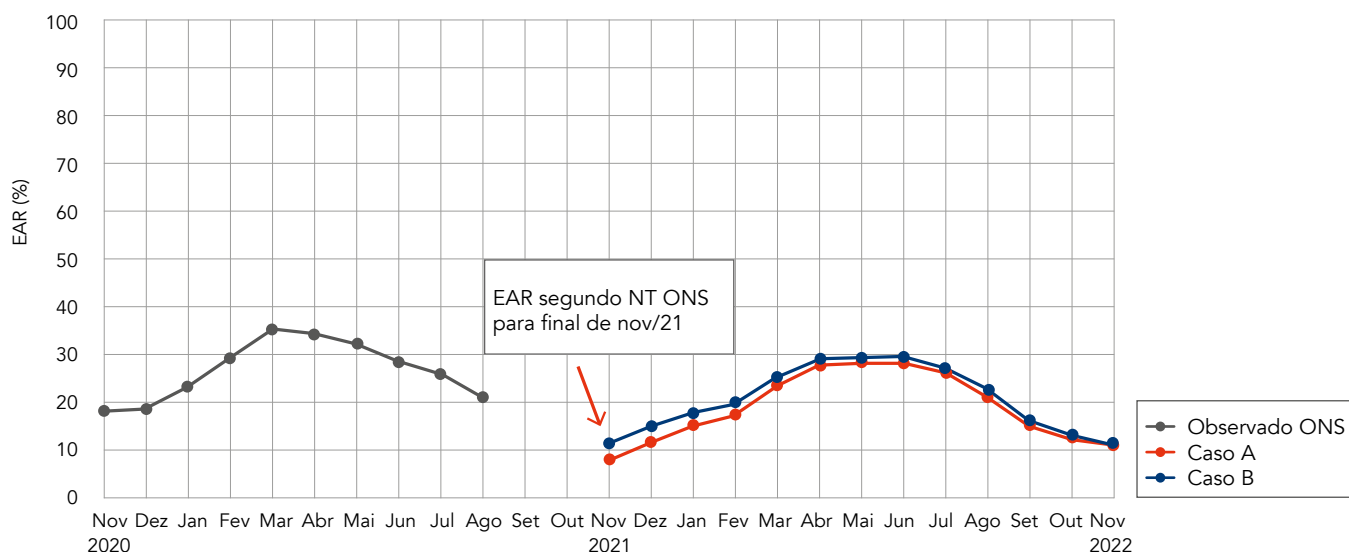


Fonte: FGV Energia

Selecione as séries históricas, foram feitas simulações do armazenamento ao longo do ano de 2022. Os resultados decorrentes das simulações com as séries

históricas selecionadas para os Casos A e B, indicam que podemos alcançar níveis de armazenamento para o ano de 2022 ainda piores aos observados em 2020/2021.

ENERGIA ARMAZENADA - SE/CO (Observado ONS 2020/2021 x Resultados Simulações 2021/2022)

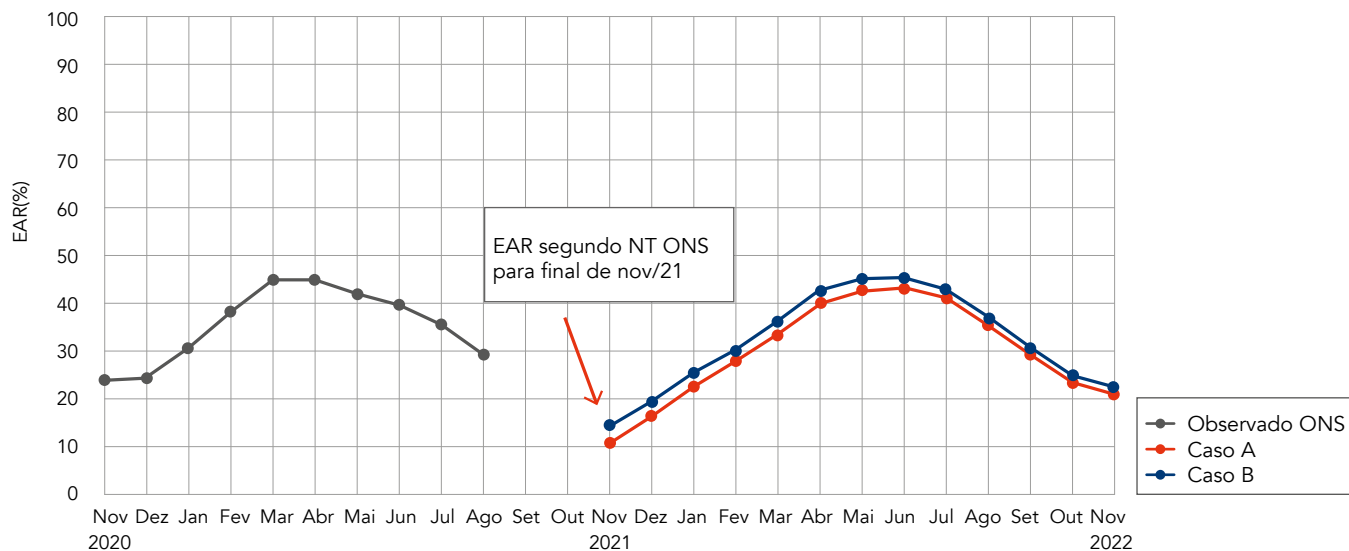


Fonte: FGV Energia

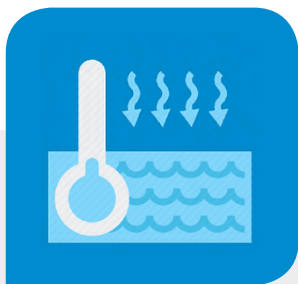
Ressalta-se que nos meses de abril e novembro/2022 os armazenamentos no SE/CO não atingiram os níveis mínimos recomendados pelo ONS, respectivamente 40% e 20%.

Por outro lado, o armazenamento total do SIN para os meses de abril e novembro/2022 atingiram os níveis mínimos recomendados pelo ONS, respectivamente 40% e 21%.

ENERGIA ARMAZENADA - SIN (Observado ONS 2020/2021 x Resultados Simulações 2021/2022)



Fonte: FGV Energia



PROBABILIDADE DE LA NIÑA E AS VAZÕES PARA O ANO DE 2022

O fenômeno climático conhecido por La Niña implica em anomalias das temperaturas da superfície do oceano e da circulação atmosférica, mais especificamente, no resfriamento do Pacífico Equatorial.

Muito se especula sobre as alterações meteorológicas em decorrência desse fenômeno que no Brasil podem reduzir o preenchimento dos reservatórios ao longo do período úmido. No entanto, há muitas ressalvas sobre o impacto do fenômeno no regime pluvial tropical, visto que nenhum evento de La Niña é igual ao outro.

Os meteorologistas indicam que não se pode fazer uma associação linear entre este fenômeno e as probabilidades de chuva ou estiagem no Brasil. A intensidade do fenômeno também não é um parâmetro fácil de ser considerado, visto que os dados históricos apresentam casos de estiagens mais graves em eventos de La Niña fraca e menos graves em eventos de La Niña intensa.

De todo modo, a alta probabilidade de ocorrência de uma La Niña serve de alerta para a possibilidade de estiagens nas regiões Sul e Sudeste do país, semelhante ao que ocorreu em 2020/2021. Segundo as previsões atuais apresentadas pelo *International Research for Climate and Society* - IRE (*Columbia University*), há probabilidade acima de 60% de ocorrer uma La Niña na próxima primavera até o início de 2022.

As análises realizadas apresentaram riscos energéticos para a operação normal do sistema. Como observado, os gráficos de análise probabilística indicam que as chances de os reservatórios não alcançarem os níveis de armazenamento recomendados pelo ONS são de 11% para o SE/CO e 7% para o SIN, ao final do mês de abril (analisando o Caso A). À princípio os riscos não apresentam valores significativos, no entanto deve-se considerar o atual cenário hidrológico desfavorável que poderá alcançar o próximo ano.

Já as curvas resultantes das simulações determinísticas indicam que apesar do submercado SE/CO estar em condição desfavorável, o SIN apresentou um armazenamento muito próximo da curva de referência indicada pelo Operador, sugerindo que não há margem para absorver as possíveis oscilações inerentes do sistema.

Tendo em vista os resultados apresentados, é indispensável a atenção diante das incertezas das variáveis consideradas no planejamento do sistema, como o volume de chuvas para o próximo período úmido pode não ser suficiente para o reestabelecimento dos níveis de armazenamento dos reservatórios; a disponibilidade das termelétricas em 2022 deverá ser reduzida devido à necessidade de paralisações para manutenção em decorrência do seu uso contínuo; o cronograma das obras fiscalizadas pela ANEEL indica atrasos na entrada em operação de novas plantas de geração em 2022; e por fim, a carga de energia verificada em 2021, que vem apresentando desvios elevados em relação à última revisão do planejamento anual.

Para superar a atual crise hídrica, a CREG tem tomado medidas em caráter emergencial, com destaque para

a redefinição de condições de operação das usinas hidrelétricas das bacias dos rios Paraná (SE) São Francisco (NE); e a flexibilização dos critérios de limites de transmissão entre submercados, permitindo a elevação das transferências energéticas das regiões Norte e Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste.

No entanto, como apresentado nesse relatório, a possibilidade de outro ciclo hidrológico desfavorável no ano de 2022 requer atenção. É importante que sejam consideradas e antecipadas medidas estruturais a fim de tornar a operação do sistema ao longo do próximo ano menos vulnerável, reduzindo os impactos para os consumidores e garantindo o suporte do setor elétrico para a retomada do crescimento econômico.

Algumas medidas que poderiam ser tomadas para auxiliar o atendimento energético do SIN já vêm sendo cogitadas ou mesmo implementadas. Entretanto, é necessário que estas passem por um aprimoramento e tenham um caráter estrutural:

- Manutenção do estímulo à geração distribuída (GD) por meio de incentivos estaduais e de financiamento facilitado. A GD instalada junto à carga (*behind-the-meter*) desonera o sistema interligado, podendo auxiliar na recomposição dos níveis de armazenamento, destaca-se também pela sua velocidade de implantação em relação às usinas de grande porte.
- Simplificação dos processos de licenciamento ambiental de projetos de geração – principalmente de fontes renováveis previstas no planejamento que têm prazos mais curtos de construção

– de forma a reduzir atrasos nos cronogramas de implantação e prover a celeridade aos mesmos.

- Implementação de regras estruturais para a aplicação do programa de resposta da demanda, com base nas sugestões apresentadas pelos consumidores no âmbito dos projetos piloto e do processo de redução voluntária emergencial de 2021. É importante ter em vista e se antecipar à sazonalidade do ciclo produtivo das indústrias eletrointensivas de forma a considerar remanejamento de lotes por parte desses consumidores.
- Retomada do horário de verão para obtenção da modulação da carga durante este período. Embora a economia de energia tenha sido pequena nos anos em que foi aplicado, há benefícios no horário de ponta de carga em determinadas regiões do país.
- Aprimoramento do programa de eficiência de consumo da energia elétrica, importante na educação dos consumidores, com finalidade de economia nos gastos de energia e estímulo da indústria no provimento de equipamentos mais eficientes.
- Aperfeiçoamento das regras das bandeiras tarifárias, de modo a sinalizar gradativamente ao consumidor a gravidade da situação energética, bem como definir antecipadamente os seus valores, para minimizar as variações bruscas nos reajustes de valores e criação de novos patamares.
- Antecipação das obras de transmissão, cujo atraso muitas vezes ainda é um gargalo para os geradores de fontes renováveis, visto que o processo de expansão dessas fontes é acelerado e há represamento da instalação das mesmas.

Mantenedores



Prata



www.fgv.br/energia