

RELATÓRIO DE LIÇÕES APRENDIDAS NO ENFRENTAMENTO DA SITUAÇÃO DE ESCASSEZ HÍDRICA EXCEPCIONAL VIVENCIADA NO PERÍODO 2020/2021

Janeiro de 2025



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Presidente: Luiz Inácio Lula da Silva

Vice-Presidente: Geraldo José Rodrigues Alckmin Filho

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministro: Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo: Arthur Cerqueira Valerio

SECRETARIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Secretário: Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretário-substituto: Igor Souza Ribeiro

DEPARTAMENTO DE DESEMPENHO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Diretor: Guilherme Silva de Godoi

Coordenador-Geral: Rogério Guedes da Silva

GRUPO DE TRABALHO LIÇÕES APRENDIDAS

Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico - ANA

Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho

Alan Vaz Lopes

Antonio Augusto Borges de Lima

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Alessandro D'Afonseca Cantarino

Giácomo Francisco Bassi Almeida

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Marcelo Kim Imai

Juliano Bernacchi

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Cassio Roberto Vieira Tahan Junior

Luiz Henrique Alves Pazzini

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

Caio Monteiro Leocadio

Thais Pacheco Teixeira

Demais Participantes do Ministério de Minas e Energia - MME

Alexandra Lucio Sales de Carvalho

André Groberio Lopes Perim

André Luís Gonçalves de Oliveira

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Christiany Salgado Faria

Claudia Elisabeth Bezerra Marques

Edson Thiago Nascimento de Jesus

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Fabiana Cepeda Gazzoni

Fabricio Dairiel de Campos Lacerda

Felipe Moraes de Souza Cortes Lopes

Fernando Massaharu Matsumoto

Frederico de Araújo Teles

Juliana Oliveira do Nascimento

Larissa Damasceno da Silva
Marcello Gomes Weydt
Maurício de Oliveira Abi-Chahin
Nelson Simão de Carvalho Junior
Raquel Nascimento Marques (estagiária)
Victor Protázio da Silva
Wilson Rodrigues de Melo Junior

**Operador Nacional do Sistema
Elétrico - ONS**

Arthur da Silva Santa Rosa
Maria Aparecida Martinez
Maria Candida Abib Lima
Pedro de Souza Garrido Neto
Simone Borim da Silva
Sumara Duarte Ticom
Vitor Silva Duarte

Sumário

Apresentação	7
CONTEXTUALIZAÇÃO E PRINCIPAIS MEDIDAS	11
1. O Sistema Elétrico - aspectos gerais	12
2. Período de escassez hídrica 2020/2021	13
2.1. Caracterização do parque gerador	13
2.2. Caracterização do consumo de energia elétrica	15
2.3. A escassez hídrica	16
3. Principais medidas adotadas para o enfrentamento da escassez hídrica 2020/2021 ..	18
SETOR ELÉTRICO NO PERÍODO 2020-2022	23
4. Atuação do setor elétrico no período de 2020 a 2022	24
4.1. Período anterior à escassez hídrica 2020/2021 (jan a set/2020)	24
4.2. Período da escassez hídrica 2020/2021 (out/20 a out/21)	32
4.3. Período posterior à escassez hídrica 2020/2021 (nov/21 a abr/22)	71
LIÇÕES APRENDIDAS	84
5. Lições aprendidas no enfrentamento da escassez hídrica	85
5.1. Estratégia de governança	85
5.2. Estratégia de gestão do sistema	89
5.3. Análises e lições complementares	110
Considerações finais	113
ANEXO	114
ANEXO - Fichas com detalhamento das medidas	115

Índice de Figuras

Figura 1 - Quantidade de meses de estoque de energia..	13
Figura 2 - Capacidade Instalada no SEB no final dos anos de 2020 e 2021.	14
Figura 3 - Geração Verificada no SIN ao final de 2020 e 2021.	15
Figura 4 - Evolução da carga do SIN durante o isolamento social de 2020.	16
Figura 5 - Anomalia de precipitação nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos (setembro/2011 - setembro/2021).	17
Figura 6 - Prospectivo para mês de fevereiro de 2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO.	25
Figura 7 - Prospectivo para mês de março de 2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO.	26
Figura 8 - Prospectivo para mês de abril de 2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO..	27
Figura 9 - Prospectivo para mês de maio de 2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO..	29
Figura 10 - Prospectivo de agosto a novembro/2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO.	31
Figura 11 - Prospectivo de setembro a novembro/2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO.	32
Figura 12 - Prospectivo de outubro/2020 a abril/2021 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO.	33
Figura 13 - Prospectivo de out/20 a abr/21 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	37
Figura 14 - Prospectivo de janeiro a abril/2021 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO.	43
Figura 15 - Comparativo do prospectivo de fevereiro a abril/2021 da Energia Armazenada (%EARmax) com a CRef para o subsistema SE/CO.	46

Figura 16 - Comparativo do prospectivo de fevereiro a novembro/2021 da Energia Armazenada (%EARmax) com a CRef para o subsistema SE/CO.....	47
Figura 17 - Comparativo do prospectivo de mar/21 a nov/21 da Energia Armazenada (%EARmax) com a CRef para o subsistema SE/CO.	49
Figura 18 - Armazenamento verificado nos subsistemas SE/CO, Sul, NE e N.	62
Figura 19 - Armazenamento verificado nos subsistemas SE/CO, Sul, NE e N.	68
Figura 20 - Armazenamento verificado no SIN (2020 e 2021).	69
Figura 21 - Resultados estudos prospectivos para o SE/CO de dezembro/2021 a maio/2022.....	72
Figura 22 - Resultados estudos prospectivos para o SIN de dezembro/2021 a maio/2022.....	73
Figura 23 - Armazenamento verificado no SIN (2020, 2021 E 2022).....	79
Figura 24 - Linha do tempo - aplicação das medidas do CMSE na escassez hídrica 2020/2021.....	83

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Afluências nos subsistemas e no SIN de set/2020 a mai/2021.....	49
Tabela 2 - Avaliação das medidas.....	112

Apresentação

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é composto por um sistema de grande porte denominado Sistema Interligado Nacional (SIN), que contém instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do País eletricamente interligadas, e por diversos pequenos sistemas de serviço público de distribuição de energia elétrica, denominados Sistemas Isolados que, em sua configuração normal, não estão eletricamente conectados ao SIN, em função de razões técnicas ou econômicas¹.

Segundo informações da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no ciclo de planejamento 2024, existem 175 Sistemas Isolados, que representam somente 0,58% da carga do SIN para o ano 2025². Desse modo, observa-se que os dados técnicos do SIN são praticamente iguais aos do SEB.

A maior parte da geração verificada de energia elétrica no SIN é proveniente da fonte hidráulica, como será visto adiante, proporcionando segurança, continuidade do fornecimento de energia elétrica e modicidade tarifária.

Em 2020 e 2021, o País passou por uma severa situação hidroenergética nas principais bacias hidrográficas do SIN, tendo sido registradas, em alguns casos, as piores sequências hidrológicas de todo o histórico de vazões de 91 anos (1931/2021), com risco de comprometer a geração de energia elétrica para o atendimento às cargas. Para o enfrentamento dessa situação foram adotadas diversas medidas que, de um modo geral, lograram êxito, uma vez que impediram o desabastecimento de energia elétrica à sociedade e às atividades econômicas.

Diante desse cenário hidrológico desfavorável, o Tribunal de Contas da União (TCU) realizou o trabalho de Auditoria TC 016.319/2021-4, tendo por objeto as medidas adotadas pelo Governo Federal e demais instituições do setor elétrico para lidar com a crise hidroenergética de 2020/2021 no SIN. Esse trabalho resultou no Acórdão nº 1567/2022-TCU-Plenário, que recomendou ao Ministério de Minas e Energia (MME), com o devido apoio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o seguinte:

¹ <https://www.epe.gov.br/pt/glossario>

² Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - Ciclo 2024 - Horizonte 2025 a 2029, disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-863/Caderno_Planejamento%20SISOL_Ciclo%202024.pdf

9. Acórdão: VISTOS, relatados e discutidos estes autos de acompanhamento, cujo objeto são as ações relativas ao atendimento energético do Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN, diante do cenário hidrológico desfavorável, ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, ante as razões expostas pelo relator, em:

9.1. recomendar ao Ministério de Minas e Energia (MME), com o devido apoio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) [...]:

9.1.1. elabore um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor elétrico [...], elencando as diretrizes gerais e metodologias para o estabelecimento, de forma preventiva e não exaustiva, de um conjunto de ferramentas e medidas, sequenciais e gradativas, que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, bem como os parâmetros ou critérios técnicos pré-determinados para acionamento das medidas para a otimização dos recursos hidroenergéticos e o enfrentamento de eventual situação de escassez hídrica, com a estipulação de prazos e metodologia para estimativa prévia dos custos das referidas medidas, assim como os impactos econômico-financeiros, sociais e tarifários decorrentes, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país, sem prejuízo dos usos múltiplos da água e da modicidade tarifária [...];

9.1.2. prepare e apresente ao CNPE o relatório de lições aprendidas no enfrentamento da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada no período 2020/2021, contemplando análise retrospectiva e individualizada de cada uma das medidas adotadas - bem como suas justificativas e evidências para tomada de decisão - para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e as recomendações de aprimoramentos com vistas a propiciar a identificação do conjunto de ferramentas que possa ser utilizado pelos gestores em situações análogas no futuro, associando-as ao levantamento das causas conjunturais e estruturais da crise hidroenergética [...];

(grifo nosso)

Portanto, o presente trabalho visa atender ao subitem 9.1.2. desse Acórdão, cabendo observar que, para o seu desenvolvimento, foi criado um grupo de trabalho (GT) sob a coordenação do Departamento de Desempenho da Operação do Sistema Elétrico (DDOS), da Secretaria Nacional de Energia Elétrica (SNEE/MME), contando também com a participação efetiva de diversas instituições do setor elétrico, dentre as quais; o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a EPE, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Agência Nacional de Energia

Elétrica (ANEEL).

Esse GT analisou 28 medidas tomadas à época da escassez hídrica de 2020/2021, caracterizadas em forma de fichas, preenchidas pelas instituições envolvidas, cuja consolidação e aprovação ocorreram em reuniões do referido grupo. Cabe observar que esse conjunto de ações não representa a totalidade das medidas tomadas à época, visto que as instituições buscaram, individualmente, aprimorar os seus processos e ferramentas, visando melhor enfrentamento daquele cenário.

A partir dos dados consolidados dessas fichas foi possível identificar os motivos e evidências existentes à época para a tomada da decisão, bem como os pontos positivos e negativos de cada decisão, gerando assim oportunidades de aprimoramentos diversos.

Destaca-se que os resultados das análises constantes deste relatório servirão de pilar para a construção de novas ações, projetos e desenvolvimento de estudos, que visam o aprimoramento das ferramentas, do arcabouço normativo e das respectivas soluções, a serem utilizadas em futuras situações adversas de atendimento ao SIN. Tais aprimoramentos proporcionarão maior previsibilidade, segurança e transparência aos processos realizados e, principalmente, maior garantia à continuidade e à segurança do suprimento eletroenergético no País.

Ademais, cabe destacar a importância deste trabalho elaborado por especialistas das instituições diretamente envolvidas no enfrentamento da escassez hídrica 2020/2021, que contempla, além das lições aprendidas, um registro histórico detalhado das condições sistêmicas observadas à época, possibilitando avaliar as decisões tomadas pelo CMSE e pela Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), bem como servindo como instrumento de consulta e referência para estudos futuros. Tal prática está em consonância com entendimentos do acadêmico Ferenhof (2013)³, ao mencionar que do ponto de vista da gestão do conhecimento, toda experiência representa um saber e deve ser expressa, compartilhada e difundida para agregar valor às pessoas e às organizações.

Este relatório está estruturado em três capítulos: (i) Contextualização e Principais Medidas; (ii) Setor Elétrico no Período 2020-2022; e (iii) Lições Aprendidas.

No primeiro capítulo é feita a contextualização dos aspectos gerais do sistema elétrico, do período da escassez hídrica e a apresentação das principais medidas

³ FERENHOF, Helio Aisenberg; FORCELLINI, Fernando Antonio; VARVAKIS, Gregório. Lições aprendidas: agregando valor ao gerenciamento de projetos. *Revista de Gestão e Projetos*, v. 4, n. 3, p. 201, 2013. Acesso em: https://periodicos.uninove.br/gep/article/view/10528/pdf_1

adotadas para o enfrentamento dos desafios impostos ao setor nesse período. Já no segundo capítulo, é detalhada a atuação do setor elétrico no referido período, dividido temporalmente em antes, durante e depois da escassez hídrica, cabendo observar que tal separação temporal não existe formalmente, sendo utilizado neste trabalho a título apenas de organização. O terceiro capítulo detalha os aprendizados identificados pelo GT Lições Aprendidas no enfrentamento dessa escassez, considerando os recentes avanços e providências, a partir do que consta nas fichas das medidas dispostas no Anexo deste relatório, especialmente no campo “Recomendações de Aprimoramentos”. Observa-se que, apesar do objeto deste relatório ser um evento passado (período de 2020 e 2021), as informações apresentadas mencionam as providências em busca de melhorias realizadas até 2024, para cada uma das medidas abordadas neste trabalho.

Por fim, cabe registrar o reconhecimento ao empenho de todas as instituições que compõem o GT para a realização deste relatório, sendo essencial para o resultado alcançado.

CONTEXTUALIZAÇÃO E PRINCIPAIS MEDIDAS



1. O Sistema Elétrico – aspectos gerais

O Brasil, historicamente, adotou a estratégia de construção de grandes reservatórios de regularização, devido ao seu relevante potencial hidrelétrico, que lhe conferiram capacidade de regularização plurianual, sendo de suma importância para a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético do País. Tais reservatórios constituíram a base do SIN, sendo ainda mais importantes em períodos de baixas afluências.

Além do benefício de maior segurança eletroenergética para o sistema, a implantação de usinas hidrelétricas com reservatórios proporcionou economia de relevantes volumes de combustíveis fósseis que seriam utilizados nas termelétricas, evitando, assim, a elevação dos custos de produção e maiores impactos negativos ao meio ambiente.

No SIN, os principais reservatórios de regularização, ou seja, aqueles mais propícios a armazenar água ao final da estação chuvosa para utilização no período seco, estão localizados no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), que é responsável por cerca de 70% da capacidade de armazenamento do País. Nesse subsistema, destacam-se os reservatórios da bacia hidrográfica do Rio Paraná, e seus afluentes Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema.

O esgotamento do potencial hidrelétrico a ser explorado em regiões de grandes quedas de água, associado ao aumento das exigências ambientais ocorridas nos últimos anos, fizeram com que a implantação de usinas a fio d'água passasse a ser mais usual, pois possuem uma área alagada bem menor que a de um reservatório de regularização. Como tais usinas são mais dependentes das vazões naturais, o sistema elétrico vem se tornando menos resiliente a suportar estiagens prolongadas ou com anos sucessivos, se considerarmos apenas a fonte hídrica, como pode ser observado na Figura 1⁴:

⁴ PEN 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20PEN%202024.pdf>

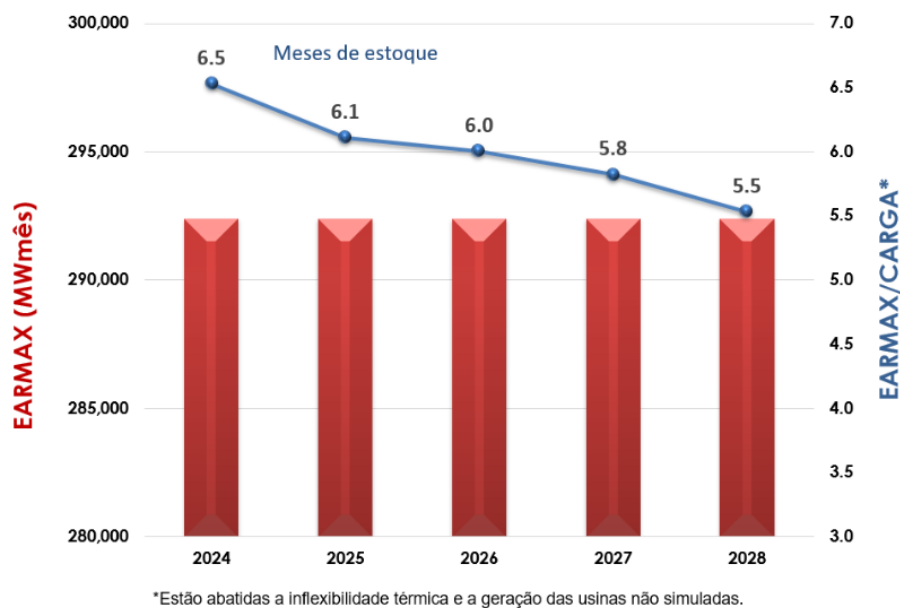


Figura 1 - Quantidade de meses de estoque de energia. Fonte: PEN 2024 (ONS).

Esse cenário evidencia a importância da diversificação da matriz elétrica (para obter a maior contribuição possível de cada fonte de geração de energia elétrica), do emprego adequado dos sistemas de transmissão, dentre outras medidas, de modo a suportar com segurança a referida redução da participação hídrica na matriz. Adicionalmente, é importante a busca por viabilizar novos reservatórios de regularização no País, em razão de seus benefícios aos usos múltiplos da água, além de contribuir para atenuar os impactos negativos causados por eventos climáticos extremos (seca e cheia).

Nessa diversificação da matriz elétrica, as características como flexibilidade e capacidade de armazenamento de energia passam a ter papel ainda mais importante na operação do sistema. Tais aspectos ganham relevância com as mudanças oriundas da transição energética, que inclui a maior participação de fontes renováveis não controláveis e intermitentes, como eólica e solar.

2. Período de escassez hídrica 2020/2021

2.1. Caracterização do parque gerador

A capacidade instalada de geração de energia elétrica no SEB ao final de 2020 era de 179.314 MW, enquanto que ao final de 2021 era de 190.160 MW, incluindo Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Assim, verifica-se que o parque gerador

total expandiu cerca de 6% entre 2020 e 2021, principalmente em função do crescimento das fontes eólica e solar, tendo a fonte hidráulica se mantido constante.

Cabe observar que nesse biênio a participação de renováveis na matriz de capacidade instalada era cerca de 83% (hidráulica, eólica, solar, MMGD e biomassa).

Na Figura 2 é possível observar a importância da fonte hidráulica na matriz elétrica, representando cerca de 61% e 57% da capacidade instalada, ao final dos anos de 2020 e 2021, respectivamente:

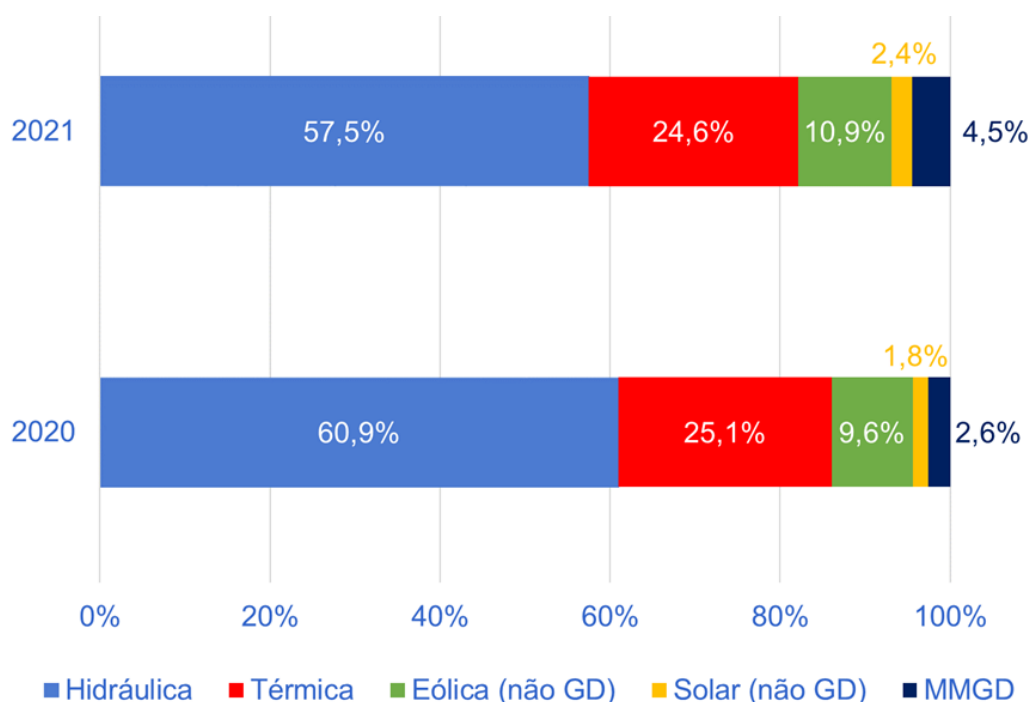


Figura 2 - Capacidade Instalada no SEB no final dos anos de 2020 e 2021. Fonte: ANEEL (dados do siga e MMGD)

Em relação à geração de energia elétrica no SIN, foram verificados os montantes de 524.612 GWh e 587.065 GWh, em 2020 e 2021, respectivamente. A fonte hidráulica representou, aproximadamente, 70% e 62% da geração total nesses anos, o que ressalta sua relevância para o setor elétrico.

Cabe observar que os dados referentes ao ano de 2021 passaram a incluir estimativas de MMGD. Dessa forma, retirando os montantes referentes à MMGD, o crescimento total de geração verificada foi em torno de 10% entre 2021 e 2020.

Quando se trata especificamente da fonte térmica, verificou-se um aumento expressivo da geração nesse biênio, em razão da necessidade de substituir a geração hidráulica durante o período de escassez hídrica, afetada pelas baixas

vazões verificadas. Ademais, houve um aumento de 29% da geração termelétrica verificada em 2021 quando comparada a 2019.

A seguir, são apresentadas as participações das fontes na geração verificada total no SIN, nos anos de 2020 e 2021:

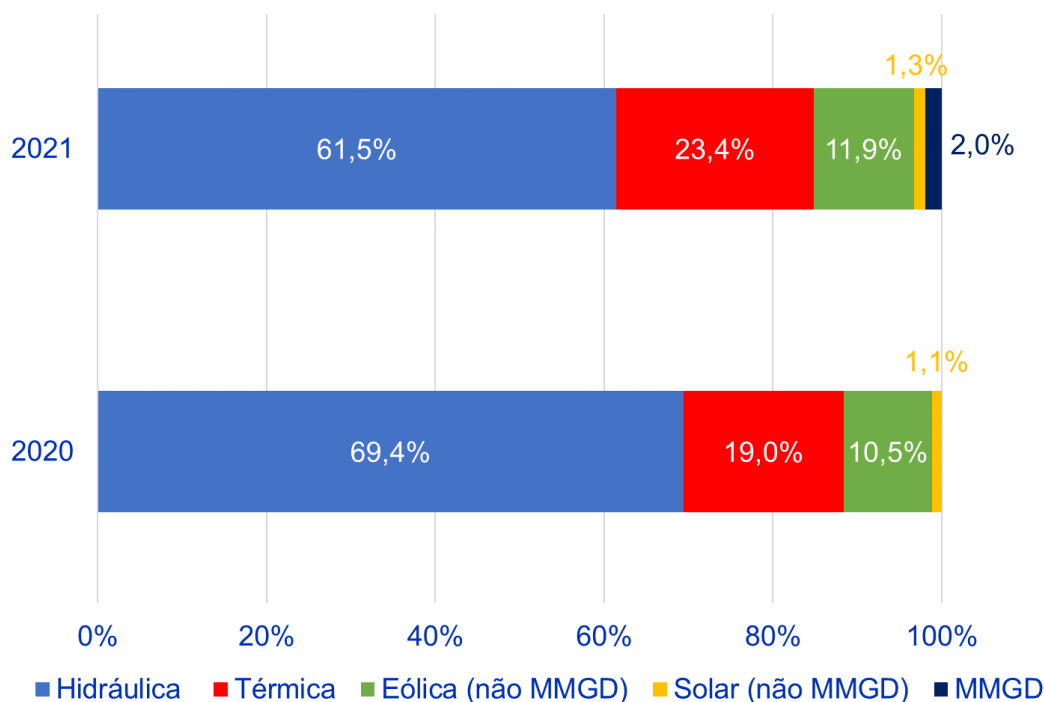


Figura 3 - Geração Verificada no SIN ao final de 2020 e 2021. Fonte: CCEE e ONS

2.2. Caracterização do consumo de energia elétrica

Em 2020, destacam-se os impactos decorrentes da pandemia de Covid-19 no consumo de energia elétrica, quando houve uma redução de 1,7%⁵ no valor de consumo anual comparado ao ano de 2019, devido principalmente à retração no consumo das classes industrial e comercial. A classe residencial apresentou maior consumo em 2020 do que no ano anterior, comportamento também verificado na classe rural, o que confirma o impacto do isolamento social, com maior tempo de permanência das famílias em suas residências.

Ainda em 2020, verificou-se o processo de recuperação gradativa da carga, conforme observado na Figura 4.

⁵ Anuário Estatístico de Energia Elétrica - EPE (Link: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>)

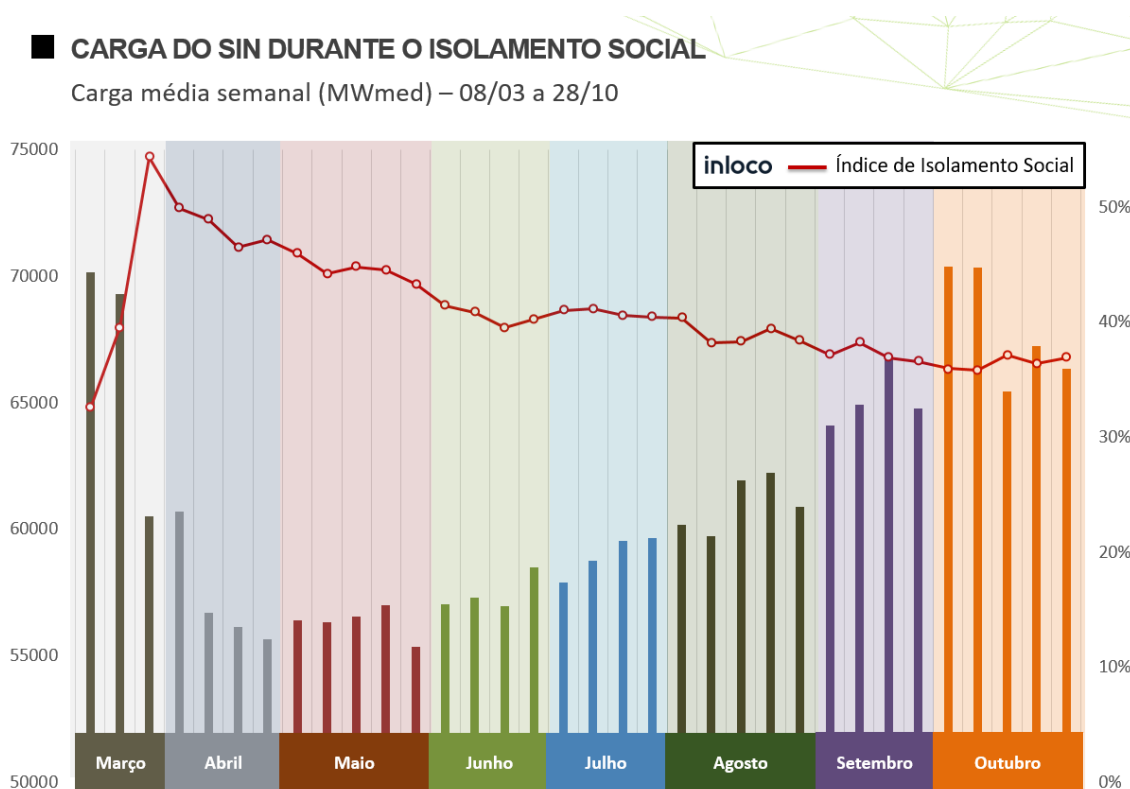


Figura 4 - Evolução da carga do SIN durante o isolamento social de 2020. Fonte: ONS

Com o retorno intensivo das atividades econômicas em 2021, observou-se um crescimento expressivo do consumo de energia elétrica pelas classes industrial e comercial, tendo apresentado nesse ano uma variação do consumo anual de 5,4% em relação a 2020.

2.3. A escassez hídrica

Inicialmente é importante destacar que no período de 2011 a 2021 foram observados significativos déficits de precipitação em algumas das principais bacias hidrográficas que compõem o SIN. Houve casos que esse déficit de precipitação acumulado alcançou valores maiores do que os totais de chuvas que ocorrem em média em um ano. Como resultado, as vazões de água que chegavam às usinas resultaram em valores inferiores à média histórica.

Sobre essas condições hidrológicas desfavoráveis, cabe reproduzir trechos do “Relatório Final - Grupo de Trabalho: Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País”⁶, de julho de 2022, elaborado sob a

⁶ https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/publicada-resolucao-do-cnpe-que-aprova-plano-de-recuperacao-de-reservatorios/Relatorio_Final_Grupo_de_Trabalho_PRR_Final_11_07_2022.pdf.

coordenação do MME.

[...]

Ao longo dos últimos anos, a precipitação observada em algumas das principais bacias hidrográficas com usinas hidrelétricas integrantes do SIN ficou significativamente abaixo da média histórica. O déficit de precipitação acumulado na última década (2011-2021) nas bacias dos rios Paranaíba e Grande, bem como no trecho da calha principal do rio Paraná, chegou a alcançar valores maiores do que os totais de chuvas que ocorrem em média em um ano.

Na bacia do rio Grande, por exemplo, uma das principais formadoras da bacia do rio Paraná, o déficit no período de setembro de 2011 até dezembro de 2021 foi maior do que duas vezes o total da chuva média anual, como indicado na Figura 11, na qual consta a evolução do déficit de chuva acumulado desde setembro de 2011 até dezembro de 2021 nas bacias dos rios Paranaíba e Grande, bem como no trecho da bacia incremental à calha principal do rio Paraná, até a UHE Itaipu.

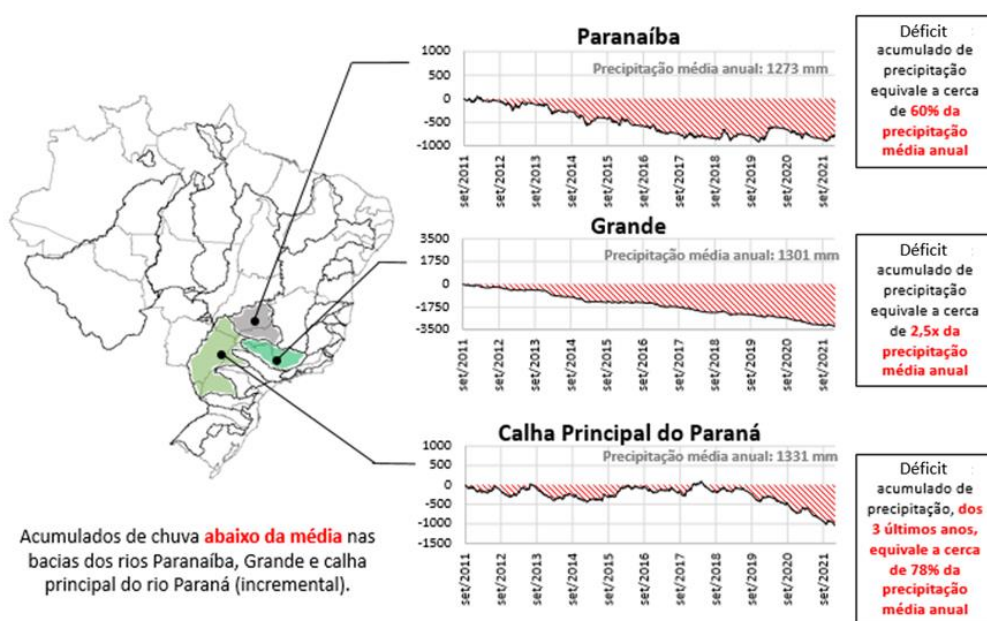


Figura 5 - Anomalia de precipitação nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos (setembro/2011 - setembro/2021) (Fonte: ONS).

Em consequência, as vazões afluentes às usinas localizadas em algumas bacias que compõem o SIN, nestes últimos anos, também se situaram abaixo da média histórica, com a observação, em alguns casos, das piores sequências hidrológicas de todo o histórico de vazões de 91 anos (1931/2021).

Considerando de forma agregada, as vazões para todo o SIN, no intervalo entre dezembro de 2020 a novembro de 2021, configuraram a pior condição hidroenergética já observada para esse período no histórico.

Nesse contexto, mereceu atenção a situação hidrológica desfavorável da bacia do rio Paraná, que engloba as bacias dos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema, considerando a UHE Itaipu como ponto de interesse, e na qual se encontra os principais reservatórios de regularização do SIN. Essas usinas e respectivos reservatórios são de extrema importância para a operação do SIN, pois os recursos neles estocados são capazes de garantir energia nos períodos secos, quando não há contribuições significativas das usinas instaladas na região Norte do País, que em muito ajudam no atendimento da carga do SIN nos períodos chuvosos.

O conjunto de reservatórios das usinas localizadas na bacia do rio Paraná corresponde a 76% da capacidade máxima de armazenamento do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e um pouco mais da metade (53%) da capacidade de armazenamento de todo o SIN.

[...]

Em razão dessa situação de condições hidrológicas desfavoráveis e das mudanças intrínsecas do SIN, o CMSE permanecia acompanhando e avaliando atentamente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, bem como deliberando pela adoção de medidas para o devido atendimento à carga, a menor degradação dos armazenamentos dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas e a manutenção da governabilidade das cascatas hidráulicas, visando garantir a segurança e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Cabe salientar que a escassez hídrica extremamente excepcional vivenciada em 2021 no SIN indicou a necessidade de coordenação em nível que transcendeu o setor elétrico, motivando a instituição da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), por meio da Medida Provisória (MP) nº 1.055, de 28 de junho de 2021. Dessa forma, foi possível atender à necessidade de grande articulação entre órgãos e entidades responsáveis pelas atividades dependentes dos recursos hídricos, para tratar com urgência de temas importantes, tais como a gestão dos usos múltiplos da água, a geração de energia, a preservação do meio ambiente, a agricultura e os transportes aquaviários.

Assim, as deliberações do CMSE, posteriormente homologadas pela CREG, foram dotadas excepcionalmente e temporariamente de caráter obrigatório, com

vistas a garantir a efetividade das deliberações do Comitê, com a tempestividade necessária.

3. Principais medidas adotadas para o enfrentamento da escassez hídrica 2020/2021

O Brasil, devido à sua vasta extensão territorial, possui grandes variações nas características geoclimáticas de cada uma de suas regiões e uma distribuição populacional não homogênea, tornando desafiadora a implementação e o gerenciamento de um sistema elétrico que comporte essas diferenças.

Como já exposto no início deste relatório, o País utiliza os recursos hídricos como sua principal fonte de geração de energia elétrica. Portanto, a escassez prolongada desse recurso tem potencial de impactar o setor elétrico, podendo gerar insegurança no abastecimento hidroenergético à sociedade.

No entanto, cabe observar que o crescimento na matriz elétrica das fontes solar, eólica e térmica contribui para reduzir a dependência da fonte hídrica em termos energéticos. Porém, verifica-se um desafio cada vez maior o atendimento da ponta de carga noturna do sistema elétrico, situação em que as hidrelétricas exercem papel fundamental, tema não abordado no presente relatório. Dando prosseguimento ao objeto deste relatório, salienta-se que na escassez hídrica vivenciada em 2020/2021 foi necessária a atuação em diversas vertentes dos setores elétrico e hídrico, por meio da implementação de medidas, com vistas ao atendimento eletroenergético e aos usos múltiplos das águas.

Dessas medidas, foram identificadas 28 principais, distribuídas em duas vertentes: Estratégia de Governança e Estratégia de Gestão do Sistema.

Estratégia de Governança

A governança pública, segundo Streit⁷, consiste da coordenação e articulação do conjunto de instituições, processos e mecanismos, mediante várias formas de parcerias e interações, sociais e políticas, com a participação ativa do governo, para o alcance de objetivos coletivos e promover o desenvolvimento da sociedade.

⁷ Streit, R. E. Um modelo Baseado em Agentes para a Análise da Governança Regulamentar do Sistema Financeiro. Orientador: Prof. Dr. Denis Borenstein. 2006. 26 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Administração, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/7485>.

Tendo em vista a importância dos recursos hídricos para seus diversos usuários e em razão do impacto da escassez hídrica 2020/2021, houve a necessidade de fortalecimento da governança institucional.

Visando o fortalecimento dessa governança, foram adotadas medidas que intensificaram o monitoramento do cenário hidroenergético, bem como a capacidade de proposição e implementação das ações, e da gestão dos recursos hidroenergéticos.

- Medida 1 - Criação da CREG;
- Medida 2 - Reuniões técnicas semanais do CMSE e criação de GT do CMSE;
- Medida 3 - Criação e implementação do Plano de Ação;
- Medida 4 - Declaração de situação de escassez hídrica na região hidrográfica do rio Paraná; e
- Medida 5 - Estruturação da Conta Escassez Hídrica (Medida Provisória nº 1.078/2021 e Decreto nº 10.939/2022).

Estratégia de Gestão do Sistema

Segundo Santos⁸ a gestão pode ser entendida como o processo de coordenação e integração de recursos, tendente à consecução dos objetivos estabelecidos, por meio do desempenho das atividades de planejamento, organização, direção e controle.

As medidas de gestão do sistema elétrico para enfrentamento da escassez hídrica 2020/2021 foram focadas em três principais pilares: gestão da geração de energia elétrica; gestão da transmissão de energia elétrica e gestão da demanda de energia elétrica, conforme a seguir:

Gestão da geração de energia elétrica

- Medida 6 - Despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem substituição a partir da Argentina e do Uruguai;
- Medida 7 - Antecipação de obras de geração, incluindo a UTE GNA 1 em ciclo aberto;

⁸ Santos, António J. (2008), *Gestão Estratégica: Conceitos, Modelos e Instrumentos*, Lisboa: Escolar Editora

- Medida 8 - Adoção de percentual de redução na TUST e TUSD dos aproveitamentos de potência maior do que 30.000 kW;
- Medida 9 - Aprimoramento da Portaria das UTEs *Merchant*;
- Medida 10 - Oferta adicional de geração de energia elétrica proveniente de usina termelétrica, a ser utilizada no curto prazo para atendimento ao SIN (Portaria nº 17/2021/GM/MME);
- Medida 11 - Apoio aos agentes de geração de energia elétrica cujos recursos não são despachados centralizadamente, compreendendo destacadamente as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs);
- Medida 12 - Realização do Procedimento Competitivo Simplificado;
- Medida 13 - Negociação acerca da manutenção de unidades geradoras de usinas para períodos mais favoráveis;
- Medida 14 - Flexibilização da geração mínima de UGs de usinas hidrelétricas;
- Medida 15 - Reconhecimento da necessidade de a Petrobras providenciar, até 30 de setembro de 2021, a efetiva operação de seus três terminais de regaseificação;
- Ficha 16 - Minimizar o impacto para o SIN decorrente de manutenções de infraestruturas de oferta de gás natural da Petrobras;
- Medida 17 - Flexibilização das restrições hidráulicas das usinas do São Francisco;
- Medida 18 - Flexibilização na operação das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes;
- Medida 19 - Flexibilização do nível mínimo da UHE Ilha Solteira com consequente impacto na operação da Hidrovia Tietê-Paraná;
- Medida 20 - Flexibilização das vazões defluentes mínimas de Jupia e Porto Primavera; e
- Medida 21 - Flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento.

Gestão da transmissão de energia elétrica

- Medida 25 - Adoção de critérios menos restritivos de operação do SIN; e
- Medida 26 - Acelerar a ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica, em implantação, no SIN, para 2021 e 2022, associada ao

intercâmbio entre subsistemas.

Gestão da demanda de energia elétrica

- Medida 22 - Implementação da Bandeira Tarifária denominada Escassez Hídrica;
- Medida 23 - Resposta da Demanda do ACR (Bônus do Consumidor);
- Medida 24 - Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD), voltada para consumidores do Mercado Livre, para atendimento ao SIN (Portaria nº 22/2021/GM/MME);
- Medida 27 - Campanha SECOM/PR - Uso racional de energia elétrica e água pela população a partir das campanhas de conscientização; e
- Medida 28 - Campanha Distribuidoras - Uso racional de energia elétrica pela população a partir das campanhas de conscientização e dos incentivos viabilizados.

Buscando melhor retratar as referidas medidas neste relatório, o MME estabeleceu diretrizes gerais para a elaboração de ficha padronizada, em benefício da simplicidade e clareza da informação.

Devido à necessidade de reflexão sobre cada uma das medidas e a indicação das respectivas lições aprendidas, foi endereçado tal modelo de ficha às instituições designadas participantes do GT Lições Aprendidas, para análise e preenchimento. Essa ficha tinha por objetivo relatar as motivações e evidências para a aplicação de cada medida, bem como seus resultados e recomendações de aprimoramentos, contemplando, inclusive, a citação de documentos correlatos, que poderão ser fornecidos mediante solicitação ao MME. Essa etapa também oportunizou a ampliação das discussões sobre as lições aprendidas com as demais instituições que estavam relacionadas com as medidas identificadas.

Alinhados aos princípios da previsibilidade e transparência, são apresentadas neste trabalho as fichas consolidadas no âmbito do GT (Anexo).

SETOR ELÉTRICO NO PERÍODO 2020-2022



4. Atuação do setor elétrico no período de 2020 a 2022

O objetivo desta seção é apresentar um relato das condições do sistema e do passo-a-passo da atuação do setor elétrico no período de 2020 a 2022, retratando antes, durante e pós escassez hídrica de 2020/2021, com destaque para a implementação das principais medidas de enfrentamento desse cenário. Tais informações foram obtidas a partir dos registros das reuniões do CMSE e da CREG.

Inicialmente, cabe observar que o CMSE foi criado pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, sendo composto por representantes do MME, ANEEL, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ONS, CCEE e EPE. Tem como principal função acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

Já a CREG foi instituída por meio da Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021, com a função de estabelecer medidas excepcionais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica da época, a fim de garantir a continuidade e segurança do suprimento eletroenergético no País. Essa Câmara foi composta pelos Ministros de Estado: de Minas e Energia; da Economia; da Infraestrutura; da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; do Meio Ambiente e do Desenvolvimento Regional.

4.1. Período anterior à escassez hídrica 2020/2021 (jan a set/2020)

A expectativa, para o mês de janeiro de 2020, apresentada pelo ONS na 226ª Reunião (Ordinária) do CMSE, de 8 de janeiro de 2020, era de aumento das chuvas, característica esperada para o período tipicamente úmido (novembro a abril).

Na reunião seguinte do Comitê, realizada em 5 de fevereiro de 2020, a avaliação das condições de atendimento eletroenergético do SIN trouxe como resultados, para o mês de janeiro, índices de precipitações próximas ou abaixo da média histórica nas principais bacias de interesse e Energias Naturais Afluentes (ENAs) Brutas abaixo da média histórica em todos os subsistemas. Embora observadas condições hidrometeorológicas pouco favoráveis neste mês, havia expectativa de melhora deste cenário com o aumento das chuvas previstas para fevereiro, que deveriam ser superiores à média em boa parte das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

Para a região Sul, a previsão era de permanência do cenário de poucas chuvas e baixos armazenamentos, sendo motivo de preocupação para o CMSE.

Conforme Figura 6, apresentada pelo ONS nessa reunião do Comitê, havia expectativa de acréscimo de cerca de 9 p.p. de EAR para o subsistema SE/CO ao final de fevereiro de 2020.

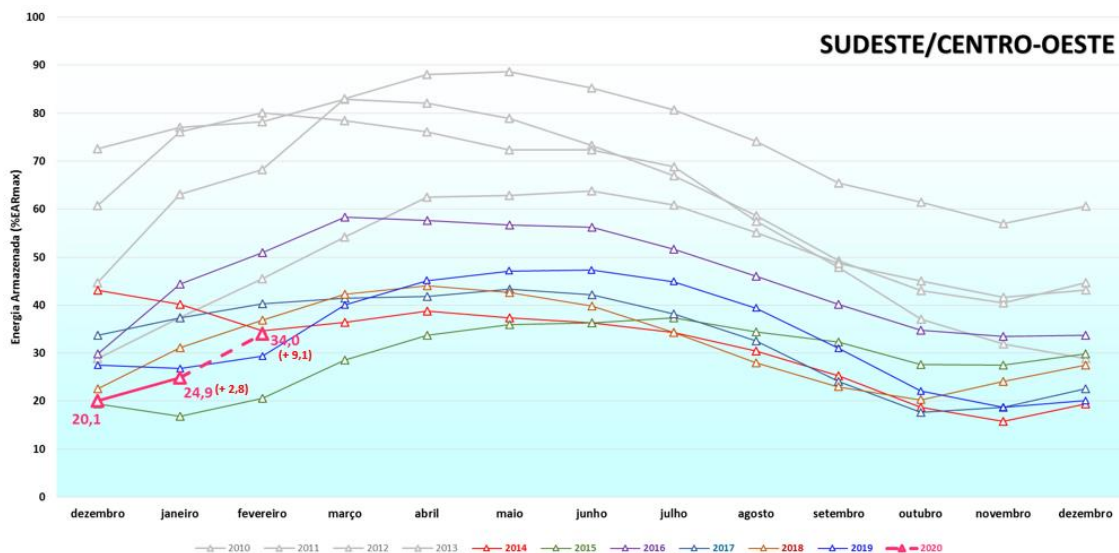


Figura 6 - Prospectivo para mês de fevereiro de 2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

Com base nos estudos apresentados, considerando diferentes cenários hidrometeorológicos e Curva Referencial de armazenamento (CRef) do subsistema SE/CO, o CMSE recomendou a manutenção da estratégia operativa de não despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito por garantia de suprimento energético no SIN⁹.

As expectativas de boa recuperação dos armazenamentos no subsistema SE/CO se mantiveram para final do mês de março/2020, conforme Figura 7 apresentada na 228ª Reunião do CMSE, de 4 de março de 2020.

⁹ Este tipo de despacho é classificado como “Garantia de suprimento energético (GE): despacho adicional ao indicado pelos programas computacionais por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, extraordinariamente e com o objetivo de garantir o suprimento energético”. Resolução CNPE nº 3 de 6 de março de 2013.

Tal não deve ser confundido com “Geração Fora da Ordem de Mérito de Custo por Substituição (GSUB): geração de uma usina térmica para gerar em substituição total ou parcial a outra usina térmica indicada por Ordem de Mérito de Custo que apresente restrição de combustível para atendimento de geração plena (...)”. Resolução Normativa ANEEL nº 614, de 3 de junho de 2014.

Para informações adicionais ver os Procedimentos de Rede do ONS - Módulo 4 – Submódulo 4.5 - Programação Diária da Operação (link: https://ecmservice.ons.org.br/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%204.5-PR_2023.12.pdf)

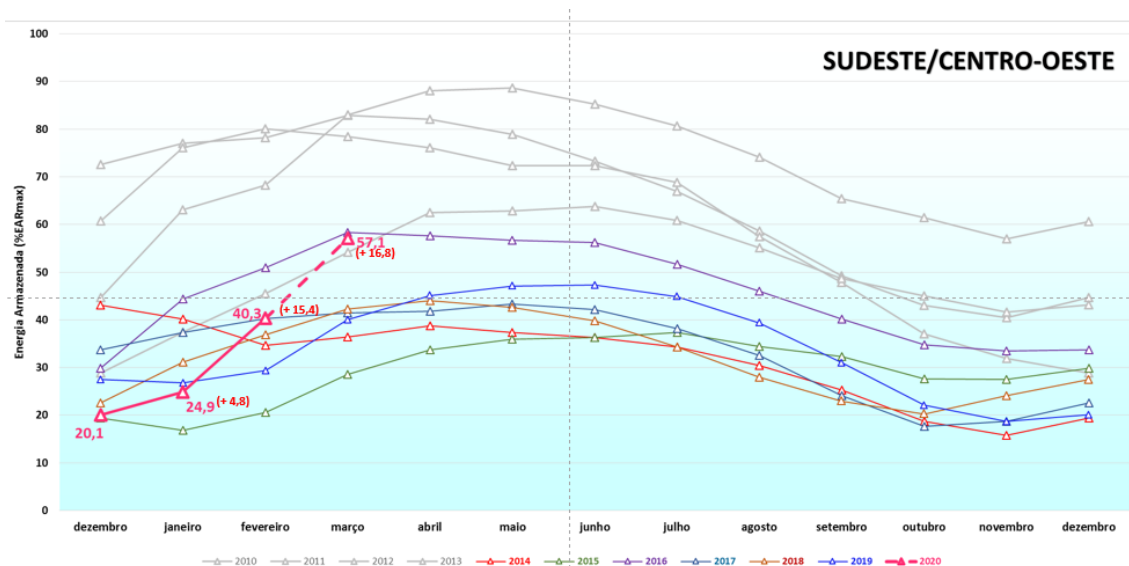


Figura 7 - Prospectivo para mês de março de 2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

Esses resultados prospectados indicavam um cenário de normalidade para recuperação dos reservatórios do subsistema SE/CO no período úmido. Apesar disso, havia preocupação com relação ao atendimento eletroenergético à região Sul, passando a ser monitorado em particular pelo CMSE.

Tendo em vista a preocupação com a região Sul, o ONS propôs encaminhamento que visava minimizar a geração hidráulica nessa região a valores menores que os praticados naquele momento, de forma a garantir a governabilidade das cascatas e recuperar seu armazenamento equivalente, tendo a CCEE apresentado avaliação dos custos e respectivas alocações associadas às medidas propostas. Dessa forma, o CMSE deliberou que o ONS:

- i. deveria maximizar o intercâmbio energia para o subsistema Sul, respeitando os limites elétricos vigentes, ficando autorizado a realizar despacho para Garantia de Suprimento Energético (GE) no subsistema SE/CO, caso necessário, com essa finalidade; e
- ii. ficava autorizado a despachar oferta de geração de energia elétrica complementar no subsistema Sul, priorizando o recurso de menor custo entre a geração termelétrica não despachada e a importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai¹⁰, desde que alocável nesse subsistema considerando a Programação Diária da Operação, de

¹⁰ Nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria nº 339/2018/GM/MME.

forma a minimizar a geração hidrelétrica no subsistema Sul e visando recuperar seu armazenamento equivalente.

Além disso, foi decidido que o monitoramento da situação hidrometeorológica da região Sul também seria realizado por meio de Sala de Crise, instaurada e coordenada pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), com participação ampla de órgãos governamentais e da sociedade em geral.

Ademais, o CMSE deliberou por recomendar à Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) que fosse avaliada a incorporação, ao modelo de curto prazo DECOMP, de mecanismo que permitisse considerar restrições de armazenamento mínimo penalizável aos reservatórios equivalentes de energia.

Na 229ª Reunião (Ordinária) do CMSE, ocorrida em 1º de abril de 2020, o ONS informou que foram verificados valores de ENA acima da média histórica em todos os subsistemas, com exceção do Sul, que registrou o pior valor do histórico para o mês. Para os dias seguintes, havia expectativa de escassez de chuvas na maior parte do Brasil, indicando, em parte da região Sudeste, o início do processo de gradativa transição para a estação seca. Apesar disso, o subsistema SE/CO apresentava previsão de recuperação dos seus reservatórios, conforme Figura 8 apresentada na referida reunião do CMSE.

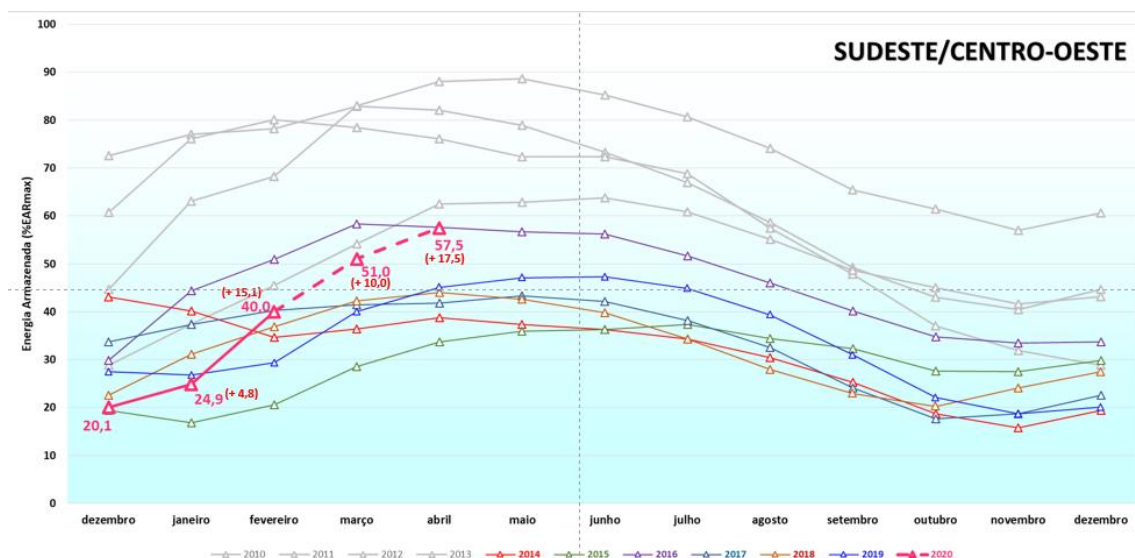


Figura 8 - Prospectivo para mês de abril de 2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

Cabe mencionar que em 18 de março de 2020 iniciaram-se as medidas de isolamento social para contenção da pandemia do COVID-19, reduzindo a carga do SIN, o que contribuiu para o aumento dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Em relação ao subsistema Sul, o CMSE deliberou pela continuidade da adoção das medidas excepcionais, em novo formato e conforme necessidade:

- i. O ONS deveria maximizar o intercâmbio de energia para o subsistema Sul, respeitando os limites elétricos vigentes, ficando autorizado a realizar despacho GE no subsistema SE/CO, caso necessário, com essa finalidade; e
- ii. O ONS ficou autorizado a despachar GE e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai¹¹, desde que alocável no subsistema Sul considerando a Programação Diária da Operação, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e respeitando as restrições operativas, de forma a minimizar a geração hidrelétrica no subsistema Sul e visando recuperar seu armazenamento equivalente.

Conforme Ata da 230ª Reunião (Ordinária) do CMSE, de 6 de maio de 2020, com a intensificação de medidas de isolamento social, a carga observada manteve queda expressiva em abril, em relação aos valores anteriormente verificados.

Os armazenamentos dos reservatórios das usinas hidrelétricas de cabeceira do subsistema SE/CO permaneciam em maiores patamares do que os verificados em 2019, condição que vinha sendo observada nos meses anteriores. Em relação à UHE Furnas, por exemplo, seu armazenamento era de aproximadamente 66% do seu volume útil, sendo este o maior valor verificado para o final do mês de abril desde 2016.

A avaliação prospectiva de armazenamento do reservatório equivalente desse subsistema indicava pequeno crescimento para o mês de maio, conforme Figura 9 apresentada nessa reunião.

¹¹ Nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria nº 339/2018/GM/MME.

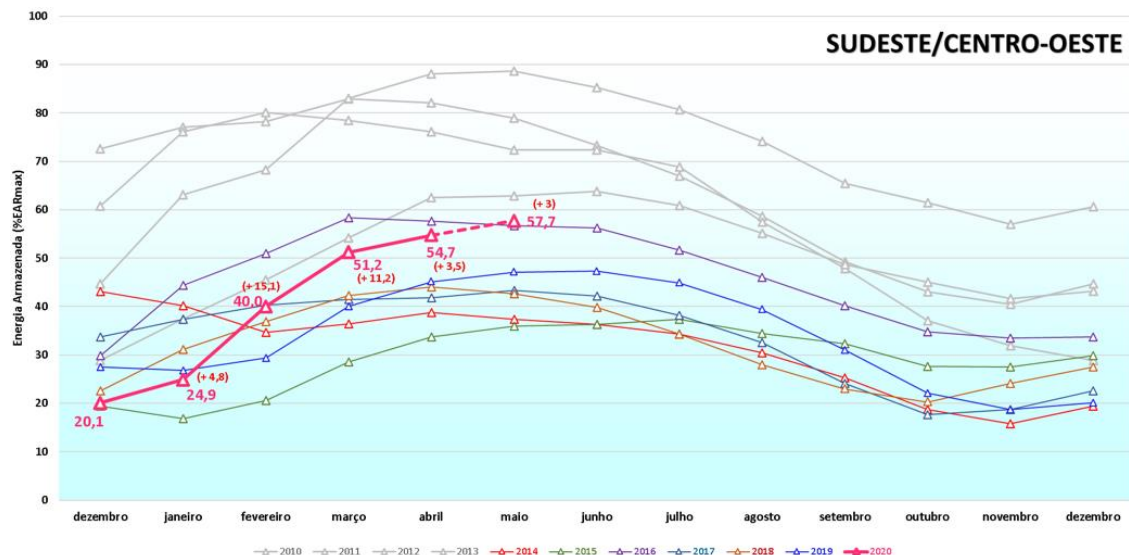


Figura 9 - Prospectivo para mês de maio de 2020 da Energia Armazenada (%EARmax) para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

O Comitê também avaliou as condições de atendimento à região Sul, cujos reservatórios permaneciam com baixos valores de armazenamento em função dos baixos volumes de precipitação, sem a perspectiva de reversão. Assim, o CMSE decidiu por manter vigentes as deliberações da 229ª Reunião (Ordinária), que determinaram a continuidade da adoção, se necessário, de medidas excepcionais para garantia do suprimento e manutenção da governabilidade das usinas hidráulicas dessa região. As condições de atendimento ao local continuariam a ser reavaliadas periodicamente em reuniões técnicas, de forma a identificar a permanência da vigência das deliberações relativas às medidas excepcionais.

No dia 3 de junho de 2020, ocorreu a 231ª Reunião (Ordinária) do CMSE, onde foi informado pelo ONS que, no mês de maio, os totais de precipitação verificados no País foram compatíveis com a esperada em períodos tipicamente secos. Com os armazenamentos dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas atingindo, ao final do mês, valores superiores aos verificados nos últimos anos, com exceção do Sul.

Para o subsistema SE/CO, os estudos prospectivos mostravam que ao final de novembro/2020, o armazenamento poderia variar entre 39,1% (melhor cenário) e 28,9% (pior cenário) da EARMáx, ou seja, não havia expectativa de atingimento da CRef do SE/CO, do ano de 2020.

Especificamente com relação ao subsistema Sul, diante do cenário de permanência de baixos volumes de precipitação e armazenamentos nos

reservatórios, o CMSE decidiu por manter vigentes as deliberações da 229ª reunião (abril/2020).

Na 232ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 1º de julho de 2020, foi destacado que os armazenamentos dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas permaneciam, em sua maioria, em patamares superiores aos verificados nos últimos anos.

Os estudos prospectivos mostravam para o subsistema SE/CO, que ao final de novembro/2020, as previsões poderiam variar entre 39,3% e 29,5% da EARMáx. Assim, observou-se aumento nos valores previstos, quando comparado com os estudos de junho.

Em relação ao subsistema Sul, houve reversão do cenário de baixos volumes de precipitação, anteriormente observados, com aumento em junho de cerca de 20 p.p. no armazenamento equivalente e expectativa de manutenção das precipitações em volumes superiores à média histórica nos dias seguintes.

Diante desse cenário, o Comitê decidiu pela revogação das deliberações da 229ª Reunião (Ordinária). Apesar disso, o ONS manteria a política de operação das usinas hidrelétricas da região Sul em suas vazões mínimas, conforme possibilidade, visando replecionar os reservatórios.

Segundo a Ata da reunião 233ª do CMSE, realizada em 5 de agosto de 2020, os armazenamentos dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas permaneciam, em sua maioria, em patamares superiores aos verificados nos últimos anos, tendo havido melhora expressiva nas condições verificadas na região Sul em comparação com as condições observadas no primeiro semestre de 2020.

Em relação ao comportamento da carga, o Operador destacou que, em julho, houve aumento de aproximadamente 2,7% na carga do SIN em comparação a junho e de 0,8% em relação à julho de 2019, tendência observada anteriormente e que deveria permanecer em função do retorno gradual das atividades econômicas no País.

Os estudos prospectivos para o subistema SE/CO, considerando diferentes cenários hidrometeorológicos e de carga verificados em anos anteriores, mostravam que o armazenamento equivalente ao final de novembro/2020 poderia variar entre 32,7% e 22,5% da EARMáx.

■ ENERGIA ARMAZENADA FINAL SE/CO - [%EARMÁX]

Comparação até novembro entre os cenários

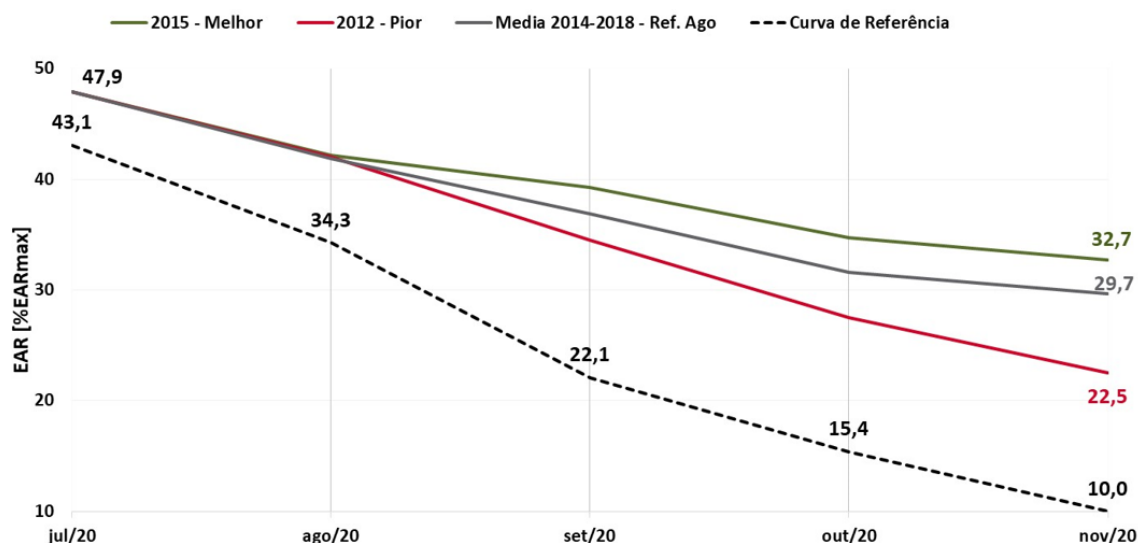


Figura 10 - Prospectivo de agosto a novembro/2020 da Energia Armazenada (%EARMáx) para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

Na 234ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 2 de setembro de 2020, o ONS informou que, no mês de agosto, os maiores volumes de chuvas se concentraram na região Sul do País. Nas demais bacias de interesse do SIN, não foram observados montantes significativos de precipitações, condição verificada em meses tipicamente secos. Para os dias seguintes à reunião era esperada concentração de chuvas na região Sul do País, não havendo expectativa de precipitação nas demais bacias hidrográficas de interesse do SIN.

Conforme ressaltado, os armazenamentos dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas permaneciam em patamares superiores aos verificados nos últimos anos, inclusive no subsistema Sul, que vinha registrando relevante recuperação no segundo semestre de 2020.

O comportamento da carga manteve a tendência de crescimento mensal, em função da continuidade do retorno gradual das atividades econômicas e flexibilização das restrições de isolamento social no País.

Os estudos prospectivos para o subistema SE/CO, considerando diferentes cenários hidrometeorológicos e de carga verificados em anos anteriores, mostravam que o armazenamento equivalente ao final de novembro/2020 poderia variar entre 27,8% e 26,7% da EARMáx, ou seja, não havia expectativa de atingimento da CRef do SE/CO do ano de 2020.

Energia Armazenada Final SE/CO - [%EAR_{máx}]

Comparação até novembro entre os cenários

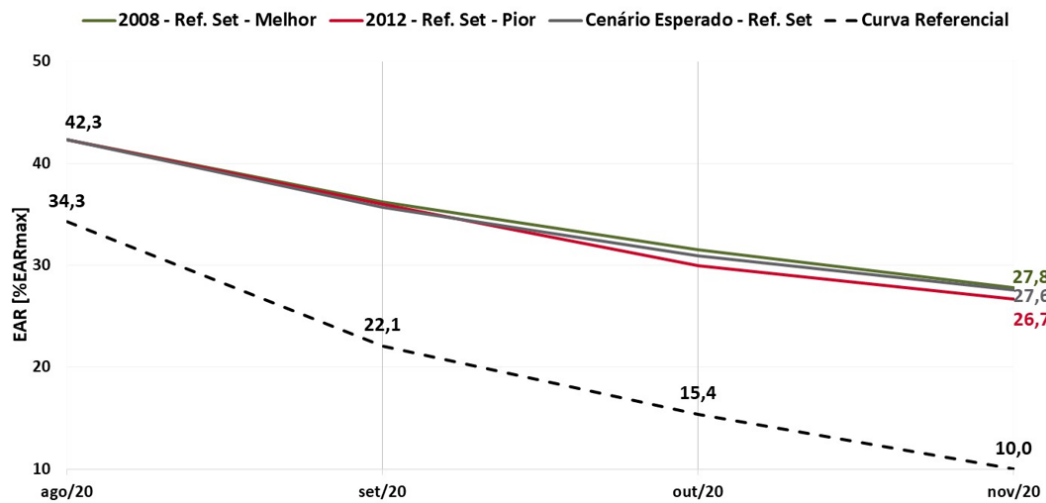


Figura 11 - Prospectivo de setembro a novembro/2020 da Energia Armazenada (%EAR_{máx}) para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

4.2. Período da escassez hídrica 2020/2021 (out/2020 a out/2021)

Em 7 de outubro de 2020, na 235ª Reunião (Ordinária) do CMSE, o ONS destacou que, no mês de setembro, houve uma elevação da carga, em razão do fim do isolamento social, da retomada da economia e das elevadas temperaturas em todo território nacional, com expectativa de aumento para o mês seguinte.

Associado a essas altas temperaturas, o volume de chuvas também ficou aquém dos valores médios históricos em praticamente todo o País, demandando incremento de despacho térmico.

Em termos de EAR, em setembro, foram verificados armazenamentos equivalentes próximos aos observados no ano anterior, com exceção do NE, cujos volumes armazenados foram destacadamente os melhores dos últimos anos.

Especificamente em relação ao SE/CO, foram destacadas as restrições hidráulicas vigentes à época, dentre as quais aquelas que envolviam a operação especial das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes, o que seria representada nos modelos de planejamento e programação da operação a partir do Programa Mensal da Operação (PMO) de novembro de 2020.

Além disso, foram mencionados os requisitos necessários à manutenção da

operação da hidrovia Tietê-Paraná, bem como à cota mínima autorizada para operação da UHE Itaipu, dentre outros fatores que impactariam negativamente a disponibilidade de recursos para geração hidrelétrica no SIN e resultariam no maior deplecionamento dos reservatórios das demais usinas hidrelétricas.

Essas restrições e condições de operação, especialmente no cenário de recessão de chuvas e carga elevada apresentados, poderiam impactar a governabilidade das cascatas hidráulicas do SIN.

Em relação ao subsistema Sul, foi informada a expectativa de que seu armazenamento equivalente atingiria, ao final de outubro, 22,9%, valor inferior ao considerado como mínimo operativo para o subsistema no modelo Newave, ferramenta utilizada no planejamento da operação de médio e longo prazo de sistemas hidrotérmicos.

Os estudos prospectivos para o SE/CO mostravam que o armazenamento equivalente ao final de abril/2021 (término do período úmido), no pior cenário, poderia ser inferior à CRef desse subsistema.

ENERGIA ARMAZENADA FINAL SE/CO - [%EARMÁX]

Comparação até abril/2021 entre os cenários

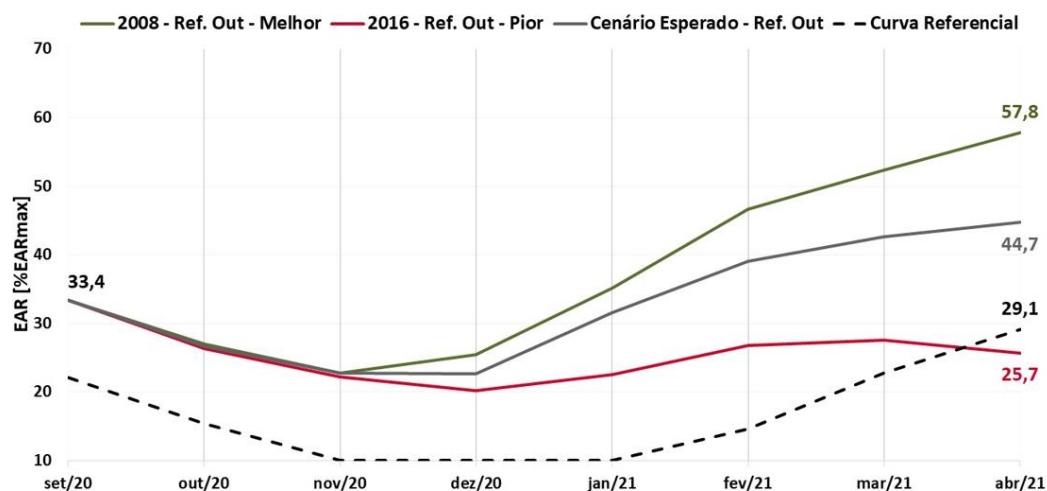


Figura 12 - Prospectivo de outubro/2020 a abril/2021 da Energia Armazenada (%EARMáx) para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

Cabe observar que nesse mês de outubro/2020, o estudo prospectivo passou a considerar o final do período úmido (abril/2021) como horizonte máximo. No mês de setembro, os estudos foram até final do período seco (novembro/2020), conforme metodologia vigente à época.

Diante do cenário preocupante apresentado e visando o acompanhamento da evolução das condições de atendimento, com atualização das premissas consideradas, as instituições que compõem o CMSE passariam a se reunir semanalmente, em debates técnicos, para avaliação do tema e, se necessário, indicação da necessidade de adoção de medidas adicionais, o que deveria ser submetido ao Comitê. Assim, em 14 de outubro de 2020, foi realizada a primeira reunião técnica semanal. Observa-se que outras instituições foram convidadas, conforme a necessidade, como a ANA e o Centro Nacional de Monitoramento e Alertas de Desastres Naturais (Cemaden) (*Medida 2 do Anexo*).

Posteriormente, essas reuniões técnicas semanais do CMSE foram substituídas por reuniões do Grupo de Trabalho - GT CMSE, que será tratado mais adiante.

Na 236ª Reunião do CMSE (primeira reunião extraordinária do período de escassez hídrica 2020/2021), realizada no dia 16 de outubro de 2020, foi informado que nas duas primeiras semanas do mês de outubro os volumes de precipitação tinham se mantido abaixo dos valores médios históricos em todos os subsistemas, resultando em poucas afluições às usinas hidrelétricas do País e com degradação dos respectivos armazenamentos equivalentes, que permaneciam em níveis, em sua maioria, próximos ou inferiores aos observados em 2019, com destaque para a região Sul.

As previsões meteorológicas indicavam chuvas irregulares em bacias da região Sudeste, sem o imediato rebatimento em aumento expressivo das vazões associadas, havendo perspectiva de permanência das condições desfavoráveis. Além disso, havia indicação de que as temperaturas permaneceriam altas, especialmente no SE/CO, o que, aliado à continuidade do retorno gradual das atividades econômicas e à flexibilização das restrições de isolamento social, contribuiria para a carga elevada no País.

Especificamente para o Sul, foi destacada a importância de se reduzir a geração hidráulica das bacias desse subsistema, considerando os recursos disponíveis, já que, no contexto da permanência do cenário de poucas chuvas, o armazenamento previsto para o final de outubro de 2020 era inferior ao Volume Mínimo Operativo (VminOP) e à premissa adotada para o Sul (EAR mínimo de 30%) quando da elaboração da metodologia, aprovada pelo CMSE, para avaliação do despacho termelétrico fora da ordem de mérito.

Além disso, foram mencionados os requisitos necessários à manutenção da

operação da hidrovía Tietê-Paraná, bem como à cota mínima autorizada para operação da UHE Itaipu, fatores que impactavam negativamente a disponibilidade de recursos para geração hidrelétrica no SIN.

Diante do cenário apresentado, o Comitê ressaltou que estava garantido o pleno atendimento à carga e deliberou pela adoção de medidas excepcionais, considerando que os custos adicionais (avaliados com base em apresentação da CCEE) eram necessários para garantir a governabilidade das cascatas hidráulicas das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

Nesse sentido, o CMSE deliberou por autorizar o ONS a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito para GE e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai¹², preferencialmente alocável no subsistema Sul, de forma a reduzir tanto a geração hidrelétrica no subsistema Sul quanto o respectivo deplecionamento abaixo dos 30% de seu armazenamento equivalente (*Medida 6 no Anexo*).

Adicionalmente à deliberação anterior, em função do descasamento entre a representação nos modelos computacionais e a efetiva adoção das regras operativas relacionadas às UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes, o que já vinha sendo operacionalizado desde setembro de 2020, o Comitê autorizou o ONS a despachar térmica por GE e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai¹², em montante equivalente à geração termelétrica não despachada pela cadeia de modelos Newave/Decomp/Dessem. Tal despacho contribuiu para a preservação dos estoques armazenados nas cabeceiras dos rios Grande e Paranaíba e também para a manutenção da navegabilidade da Hidrovía Tietê-Paraná.

Na sua 237ª Reunião (Ordinária) do CMSE, que ocorreu em 4 de novembro de 2020, a Petrobras realizou apresentação sobre a disponibilidade de gás natural para atender às usinas termelétricas do setor elétrico brasileiro, sendo seguida da manifestação dos membros do CMSE, que destacaram a importância da manutenção da permanente disponibilidade ao sistema elétrico dessas usinas térmicas, bem como foi ressaltada a necessidade do envio de informações assertivas ao ONS sobre essa disponibilidade.

Nessa reunião, o ONS informou que, no mês de outubro, foi mantida a tendência

¹² Nos moldes do §13, do art. 1º da Portaria nº 339/2018/GM/MME.

de elevação da carga.

Sobre as condições hidrometeorológicas, foi destacada a predominância de precipitações inferiores à média história nas principais bacias hidrográficas de interesse do SIN, com maiores déficits observados nas bacias da região Sul.

No subsistema Sul verificou-se a segunda pior afluência do histórico no mês de outubro, o que levou a uma queda acentuada dos armazenamentos dos reservatórios desta região. Este contexto era agravado pela condição hidrológica também crítica no subsistema SE/CO (pior afluência em outubro do histórico), o que impossibilitava a realização de intercâmbio do SE/CO necessário para atenuar o deplecionamento dos reservatórios do Sul.

Essas condições hidrológicas críticas no SE/CO conduziram alguns reservatórios de importantes usinas desta região para valores de armazenamento próximos dos limites estabelecidos para os usos múltiplos da água.

Para os dias seguintes, as previsões meteorológicas indicavam o aumento das chuvas na região SE/CO, caracterizando o início do período úmido, e permanência da situação de escassez de precipitações no Sul.

Os estudos prospectivos para o SE/CO mostravam que o armazenamento equivalente, no cenário médio, apresentava valores abaixo da CRef¹³ desse subsistema a partir de fevereiro/2021, enquanto no pior cenário isto ocorria em meados de dezembro/2020.

¹³ Cref para o Biênio 2020/2021.

ENERGIA ARMAZENADA FINAL SE/CO - [%EARMÁX]

Comparação até abril/2021 com Curva Referencial de Armazenamento

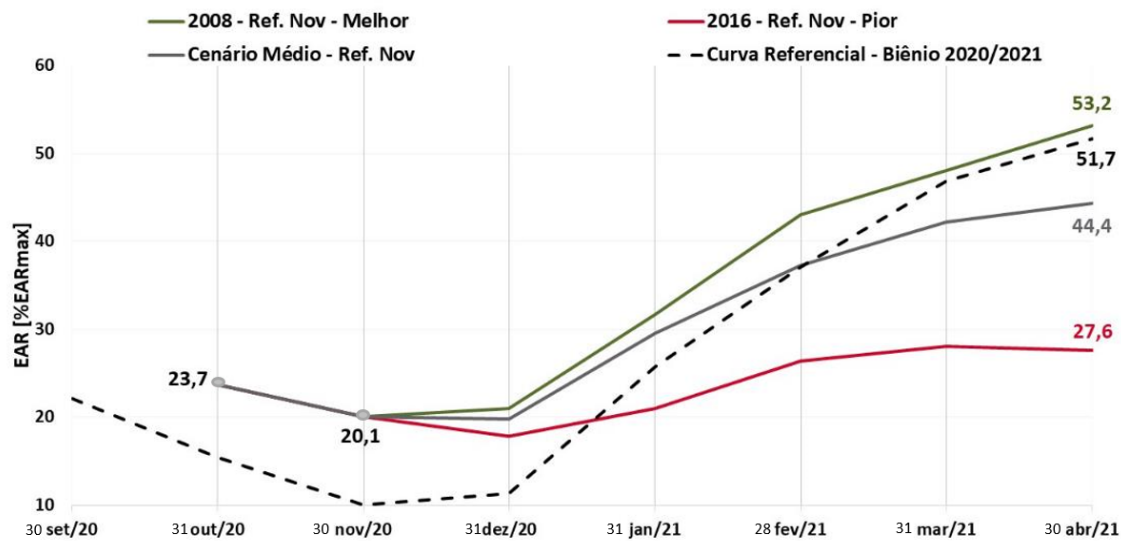


Figura 13 - Prospectivo de out/20 a abr/21 da Energia Armazenada (%EARMáx) para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Fonte: ONS.

Considerando essas condições de atendimento e as expectativas futuras, o CMSE indicou a necessidade da permanência da deliberação vigente da 236ª Reunião (Extraordinária) quanto à possibilidade de despacho de recursos adicionais pelo ONS para fazer frente à menor utilização da geração hidráulica na região Sul. A aplicação dessas medidas continuaria a ser reavaliada periodicamente, em reuniões técnicas, visando verificar a necessidade da continuidade de sua adoção.

Ainda na 237ª Reunião (Ordinária) do CMSE, foi noticiado o início da consideração, a partir de novembro/2020, nos modelos computacionais de planejamento e programação da operação das regras operativas referentes às usinas hidrelétricas Furnas e Mascarenhas de Moraes, perdendo, assim, a eficácia da deliberação do CMSE quanto à utilização de recursos adicionais para fazer frente ao descasamento entre essa representação nos modelos e sua adoção pelo ONS, efetivamente iniciada em setembro de 2020.

Também foi apresentado pelo ONS, o resultado do despacho de recursos adicionais, dentre os quais geração termelétrica e importação de energia elétrica, conforme deliberado no mês anterior. Essas medidas mostraram-se fundamentais para a menor degradação dos armazenamentos dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas do Sul e SE/CO, e manutenção da governabilidade das cascatas, especialmente diante do cenário de poucas chuvas verificado no mês de outubro.

Foi evitado, dessa forma, o deplecionamento de 5,1% dos reservatórios do Sul e 0,4% do SE/CO.

Em 16 de novembro 2020, o CMSE se reuniu extraordinariamente, em sua 240ª Reunião, considerando a vigência das medidas excepcionais, conforme reuniões 236ª e 237ª, e os resultados do PMO/ONS para a semana operativa de 14 a 20 de novembro/2020.

O ONS destacou que, apesar do aumento das chuvas na região Sudeste/Centro-Oeste nos dias anteriores à reunião, caracterizando o início do período úmido, o volume verificado nas principais bacias de interesse do SIN mantinham-se abaixo dos seus valores históricos, resultando na permanência das condições desfavoráveis para fins de geração de energia elétrica e degradação dos respectivos armazenamentos equivalentes das usinas hidrelétricas do País.

Para os dias subsequentes, as previsões meteorológicas não indicavam rápida reversão do cenário, especialmente na região Sul, onde deveria permanecer a situação de escassez de precipitações.

Foi mencionada a importância de se manter a adoção das medidas excepcionais vigentes para a menor degradação dos armazenamentos dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas e manutenção da governabilidade das cascatas.

Além disso, foram apresentadas diversas outras ações em curso ou em avaliação, que visavam ao aumento das disponibilidades energéticas no SIN, dentre as quais:

- i. Gestão da programação de manutenções de unidades geradoras e de instalações de transmissão com impacto no atendimento energético, com cancelamentos e postergações, quando possível (*Medida 13 do Anexo*);
- ii. Ações para o aumento da disponibilidade plena de combustível para a geração das usinas térmicas;
- iii. Avaliações quanto à flexibilização dos limites vigentes nas interligações do SIN, visando prover potência adicional aos subsistemas SE/CO e Sul (*Medida 25 no Anexo*);
- iv. Avaliações quanto à flexibilização de restrições hidráulicas existentes e da cota mínima do reservatório da UHE Itaipu (*Medidas 17 a 21 no Anexo*).

Nesse sentido, foram mencionadas as tratativas com a Petrobras, a exemplo do realizado na 237ª Reunião (Ordinária) do Comitê, de forma a se manter a disponibilidade de todo o parque térmico, quando necessário. Foi também relatada a expectativa de retorno à operação da UTE Uruguaiana ainda em novembro de 2020. Essa usina, que estava naquele momento indisponível e sem contrato vigente, teria disponibilidade para geração de cerca de 250 MW médios inicialmente, representando relevante acréscimo de recursos no subsistema Sul.

O ONS realizou apresentação sobre a operação das usinas hidrelétricas Furnas e Mascarenhas de Moraes, contemplando a operação verificada no mês anterior, decorrente da adoção das diretrizes que visavam preservar o armazenamento dos reservatórios dessas usinas em maiores níveis, e estudos prospectivos até o final de novembro de 2020.

Tendo em vista a evolução das condições hidroenergéticas verificadas no último mês, havia perspectiva iminente de atingimento da cota de 756 m (42% VT - Volume Total ou 23% VU - Volume Útil) do reservatório da UHE Furnas, limiar estabelecido na regra operativa vigente para o início da operação da usina a fio d'água. Conforme apresentado pelo Operador, essa condição, naquele cenário, implicaria em imputar ao SIN perdas energéticas da ordem de 3.300 MW med.

Devido a essas condições adversas de atendimento eletroenergético, o Operador apresentou ao CMSE proposta contemplando a necessidade de operação do reservatório da UHE Furnas abaixo da cota 756 m, com a manutenção da operação da UHE Mascarenhas de Moraes a fio d'água a partir da cota 656,7 m nesta usina.

O CMSE reconheceu que estavam sendo verificadas as piores afluições do histórico em relevantes bacias para geração de energia hidrelétrica, incluindo a bacia do rio Grande, que demandava o despacho de todo o parque termelétrico disponível, sendo indispensável a geração adicional nas usinas hidrelétricas Furnas e Mascarenhas de Moraes para preservar a garantia do suprimento de energia elétrica à população, apesar dos prejuízos advindos da violação de regra operativa amplamente discutida pelo setor elétrico brasileiro com os demais atores envolvidos.

Foi acordado que esse tema seria comunicado à ANA, bem como ao fórum que o acompanhava, para que fosse garantida a devida transparência quanto à motivação apresentada pelo Operador. Além disso, o ONS deveria reavaliar a estratégia operativa a ser adotada para aquele período úmido, ou seja, entre

dezembro de 2020 e abril de 2021, e apresentar aos demais atores envolvidos (*Medida 18 do Anexo*).

Na 241ª Reunião (Extraordinária) do CMSE, realizada em 27 de novembro 2020, foi destacada a verificação de aflúências críticas nas bacias integrantes do subsistema SE/CO, bem como no SIN, em função das condições hidrometeorológicas adversas, além das condições do solo, que dificultavam o rebatimento da chuva em vazões associadas.

O Operador relatou os resultados operativos obtidos com o uso dos recursos adicionais deliberados pelo CMSE, tendo destacado que estavam sendo despachados todos os recursos energéticos disponíveis, respeitadas as limitações de escoamento, incluindo as usinas termelétricas mais caras e a importação ofertada pela Argentina e pelo Uruguai.

Foi relatada a fundamental contribuição energética proveniente da flexibilização das regras operativas de Furnas e Mascarenhas de Moraes, sendo medida essencial sob a ótica do abastecimento de energia elétrica no País naquele momento de transição entre período seco e úmido.

Adicionalmente, em função da perspectiva de permanência das condições hidrológicas desfavoráveis para o mês de dezembro/2020, foram apresentadas diversas ações em curso, bem como proposições que visavam ao aumento das disponibilidades energéticas no SIN.

O ONS informou que a solicitação realizada junto à Itaipu Binacional da flexibilização da cota mínima da UHE Itaipu para 216,0 m foi autorizada.

Visando à ampliação da disponibilidade de recursos energéticos para atendimento ao SIN, e considerando a deliberação do CMSE relativa ao despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito, conforme 236ª Reunião, o Comitê solicitou que o ONS articulasse com os titulares das usinas termelétricas a Gás Natural Liquefeito - GNL, cujo despacho ordinário é antecipado, de forma a buscar a viabilização da geração dessas usinas. Ademais, o MME deveria se articular junto à Petrobras para buscar a disponibilização de gás natural para essas usinas termelétricas, em regime excepcional.

Em relação à flexibilização das restrições hidráulicas, foram apresentados os resultados dos estudos registrados na Nota Técnica ONS nº 118/2020, contemplando avaliação sobre a elevação da vazão máxima das usinas hidrelétricas de Três Marias, Sobradinho e Xingó, na bacia do rio São Francisco, para além dos

limites dispostos na Resolução ANA nº 2.081/2017.

Conforme apresentado, eram estimados ganhos de até 2.900 MWmed para as semanas operativas do mês de dezembro de 2020. Além disso, foi destacado que, nessa situação, os armazenamentos dos reservatórios das UHE Três Marias e Sobradinho atingiriam valores favoráveis, quando comparados ao desempenho dos últimos anos.

Dessa maneira, considerando as avaliações apresentadas, a perspectiva de permanência das condições desfavoráveis de atendimento do SIN e a importância de se dispor de recursos energéticos adicionais a fim de assegurar as condições de atendimento eletroenergético, o CMSE reconheceu a importância da flexibilização, em caráter excepcional, das restrições hidráulicas referentes às usinas hidrelétricas do rio São Francisco, assunto que deveria ser conduzido pelo ONS juntamente à ANA (*Medida 17 do Anexo*).

O Operador apresentou também considerações sobre a possibilidade de flexibilização do nível mínimo operativo da UHE Ilha Solteira de 325,4 m¹⁴. Conforme apresentado, a adoção de cota mínima de 324,8 m possibilitaria um ganho de 1.500 MWmed no decorrer de duas semanas operativas do mês de dezembro de 2020. O Comitê deliberou por encaminhar correspondência à ANA alertando para a atual situação hidroenergética das principais bacias hidrográficas do SIN e as perspectivas igualmente desfavoráveis para o final do ano de 2020.

Tendo em vista os estudos apresentados na Nota Técnica ONS nº 118/2020, entendeu-se ser de fundamental importância que a ANA, ciente desta situação, avaliasse a pertinência de emitir autorização para operação do reservatório da UHE Ilha Solteira até o Nível d'água (NA) mínimo operativo de 324,8 metros, com vigência até a data de 31 de janeiro de 2021, em conformidade com o disposto no artigo 3º, item II, da Outorga nº 1297 da UHE Ilha Solteira, de 1º de julho de 2019 (*Medida 19 do Anexo*).

Buscando a devida transparência ao processo, e tendo em vista seus impactos na navegabilidade da Hidrovia Tietê-Paraná, foi registrada a importância de que o pleito deveria ser também avaliado junto à Sala de Crise da Hidrovia Tietê-Paraná, Grupo coordenado pela ANA e que conta com a participação de todas as instituições e interessados no tema.

¹⁴ Estabelecido na Outorga nº 1297, de 1º de julho de 2019, emitida pela ANA.

Na 242ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 7 de dezembro de 2020, o Operador informou que, em novembro, não foram verificados volumes significativos de chuvas nas principais bacias de interesse do SIN, resultando em aflúências críticas nas bacias integrantes dos subsistemas SE/CO e Sul, bem como no SIN como um todo. Dessa maneira, em termos de ENA, novembro configurou-se como o 2º pior no SE/CO, no histórico de 90 anos, já tendo sido verificada no mês anterior a pior aflúência do histórico para o mês de outubro.

A previsão para os dias seguintes à reunião indicava melhores perspectivas de chuvas em importantes bacias, especialmente na região Sudeste, dentre as quais as bacias dos rios Grande e Paranaíba, e também significativa evolução das aflúências na região Sul. Ainda assim, em termos de ENA, era esperada a verificação do 4º pior dezembro do histórico para o SE/CO.

Em termos de EAR, em novembro, foram verificados baixos armazenamentos em todos os subsistemas, principalmente no SE/CO e Sul, evidenciando a impossibilidade do início da recuperação do armazenamento dos principais reservatórios desses subsistemas, comportamento não esperado para o início do período tipicamente úmido.

Considerando o pior cenário hidroenergético (chuvas de 2018), os estudos prospectivos referentes aos armazenamentos do subsistema SE/CO, no período de fevereiro/2021 a abril/2021, reforçavam a manutenção do estado de atenção das condições de atendimento ao SIN.

■ ENERGIA ARMAZENADA FINAL SE/CO - [%EARMÁX]

Comparação até abril/2021 entre os cenários

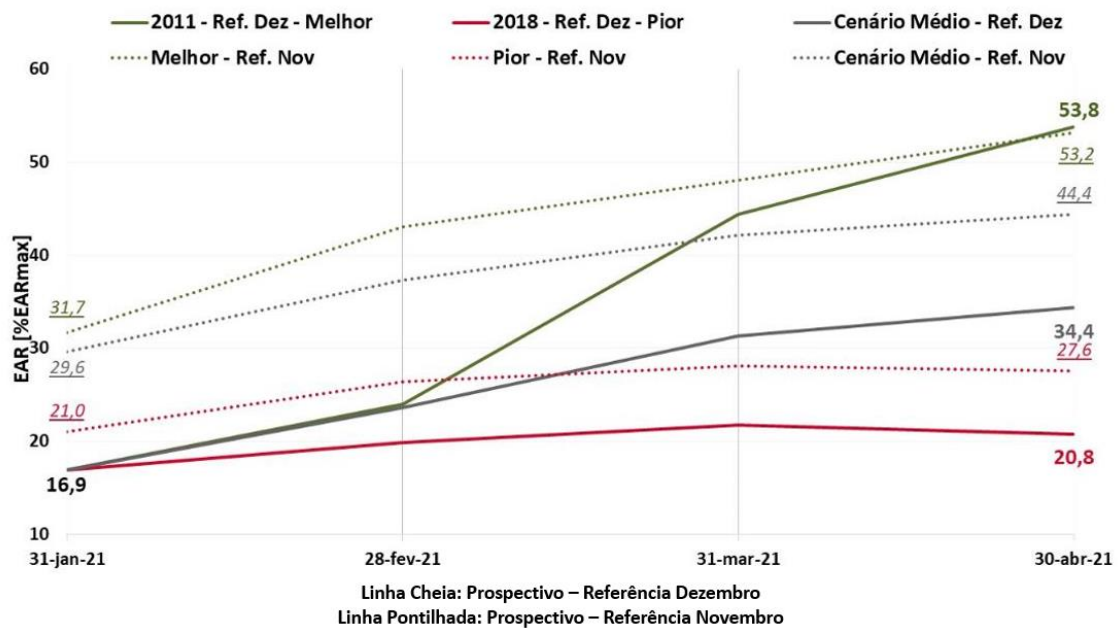


Figura 14 - Prospectivo de janeiro a abril/2021 da Energia Armazenada (%EARM_{max}) para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

Na reunião, também foram apresentadas as ações em curso que visavam ao aumento das disponibilidades energéticas no SIN, medidas essenciais, sob a ótica do abastecimento de energia elétrica no País, naquele momento de transição entre período seco e úmido, a saber:

- i. Flexibilização, em novembro de 2020, das regras operativas anteriormente estabelecidas para as UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes (*Medida 18 do Anexo*);
- ii. Flexibilização da cota mínima da UHE Itaipu para 216,0 m (*Medida 21 do Anexo*);
- iii. Flexibilização, em dezembro de 2020, das restrições hidráulicas das usinas da bacia do rio São Francisco, conforme disposto na Resolução nº 51, de 3 de dezembro de 2020, da ANA (*Medida 17 do Anexo*);
- iv. Envio à ANA de pleito para operação da UHE Ilha Solteira abaixo de seu nível mínimo operativo, o que, caso deferido, somente será utilizado como último recurso, sem haver perspectiva dessa necessidade no cenário atual (*Medida 19 do Anexo*);
- v. Tratativas para a viabilização da geração de usinas termelétricas a GNL

em rito diverso ao ordinário, o que resultou na retomada da geração da UTE Santa Cruz (350 MW) a partir de 1º de dezembro de 2020 (*Medida 6 do Anexo*).

O Comitê deliberou pela prorrogação, até abril de 2022, do reconhecimento de custos fixos de usinas termelétricas à gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, conforme disposto na Portaria nº 504/2018/GM/MME. A medida visava prover remuneração adequada a essas usinas, de forma a fornecer a atratividade necessária à sua geração, o que poderia reduzir o custo de operação do SIN (*Medida 9 do Anexo*).

Ademais, o CMSE também deliberou que, excepcionalmente, até 30 de abril de 2022, as ofertas aceitas dos consumidores de energia elétrica enquadrados no Programa Piloto de Resposta da Demanda, coordenado pela ANEEL, não participariam do rateio da inadimplência do Mercado de Curto Prazo. Tal Programa Piloto foi um importante mecanismo de equidade do ponto de vista de disponibilidade energética para o SIN, de aspecto estrutural, constituindo um serviço menos oneroso ou um recurso adicional para atendimento à demanda energética nacional em comparação ao acionamento de usinas termelétricas.

Cabe destacar que, a partir de 16 de dezembro de 2020, a Secretaria de Comunicação Social da Presidência da República (SECOM/PR) iniciou uma campanha com objetivo de mobilizar a população para o uso consciente de energia elétrica e água, assim como orientar o consumidor a adotar hábitos que poderiam reduzir o consumo e evitar desperdícios, destacando as melhores práticas na utilização e manuseio de aparelhos elétricos e consumo de água. Essa campanha perdurou durante todo o ano de 2021 (*Medida 27 no Anexo*).

Na 243ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 6 de janeiro de 2021, o ONS informou que, apesar do aumento do volume de chuvas nas principais bacias hidrográficas de interesse do SIN no mês de dezembro de 2020, ainda não havia reversão das condições adversas de atendimento, tendo sido observada a segunda pior afluência para o SIN no histórico de 90 anos.

Sobre a previsão para os dias subsequentes à reunião, foram mencionadas as boas perspectivas de chuvas em importantes bacias, especialmente na região Sudeste. Ainda assim, em termos de afluências, eram esperados valores inferiores

às médias históricas em todos os subsistemas.

Diante da permanência dos cenários de aflúências críticas e baixos armazenamentos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, destacadamente nos subsistemas SE/CO e Sul, e restrições relativas aos usos múltiplos da água, o CMSE deliberou por autorizar o ONS a despachar térmica por GE e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai¹⁵, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas, de até 16.500 MW médios ao longo do mês para a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados (*Medida 6 do Anexo*).

Em complementação, o Comitê deliberou por autorizar o ONS a programar o despacho da Usina Termelétrica de Santa Cruz, com antecipação de 2 meses, considerando o CVU proveniente dos contratos assinados pela usina no Ambiente de Contratação Regulada (*Medida 6 do Anexo*).

Foi noticiada a edição da Portaria nº 460/GM/MME, de 21 de dezembro de 2020, que tratava do Programa de Resposta da Demanda regulamentado pela ANEEL, conforme deliberação da 242ª Reunião Ordinária do CMSE, cabendo observar que essa ação não se confunde com a aplicação das Medidas 23 (Resposta da Demanda do ACR) e 24 (Oferta de RVD, voltada para consumidores do Mercado Livre, para atendimento ao SIN) deste relatório.

Em 3 de fevereiro de 2021 foi realizada a 244ª Reunião (Ordinária) do CMSE, na qual o ONS informou que os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permaneciam baixos, destacadamente no SE/CO, que finalizou o mês de janeiro com 23,2%, menor valor desde 2015. Essa situação refletia, dentre outros fatores, as aflúências verificadas nos meses anteriores, que se configuraram nos piores montantes para o trimestre de novembro a janeiro do SIN, em 91 anos de histórico. Já o subsistema Sul apresentou expressiva recuperação, com armazenamento de cerca de 52,8%, o que correspondeu a um aumento de 25,3 p.p. desde o final de 2020.

Sobre a previsão para os dias subsequentes à reunião, foi destacada a perspectiva de aumento das precipitações em grande parte da área central do País, o que deveria se refletir em aumento das chuvas em importantes bacias, como no

¹⁵ Nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria nº 339/2018/GM/MME.

Grande e Paranaíba, na região SE/CO.

Os estudos prospectivos indicavam que para o SE/CO a situação mantinha-se crítica, com todos os cenários finalizando o período úmido abaixo de todas as CRef desse subsistema, conforme Figura 15.

Energia Armazenada Final SUDESTE/CENTRO-OESTE - [%EARMáx]
Comparação até abril/2021 com a Curva Referencial de Armazenamento

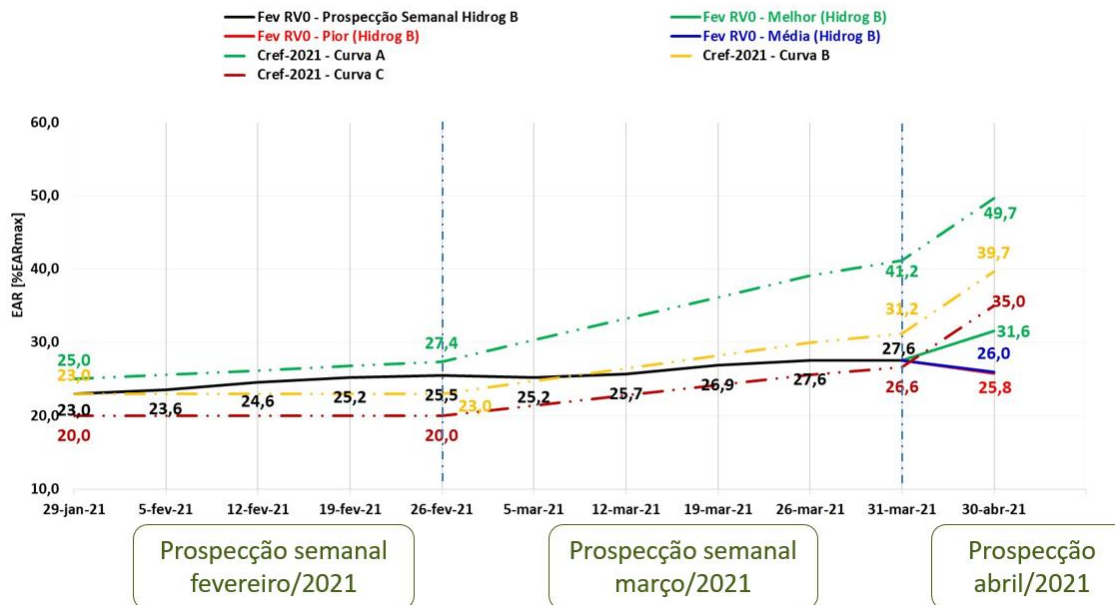


Figura 15 - Comparativo do prospectivo de fevereiro a abril/2021 da Energia Armazenada (%EARMáx) com a CRef para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

Na 245ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 1º de março de 2021, o Operador informou que os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permaneciam baixos, destacadamente no SE/CO, que finalizou o mês de fevereiro com 29,7%. O volume do reservatório equivalente do SIN verificado ao final de fevereiro foi de 38% e a expectativa para o final de março era de que alcançaria o patamar de 47%.

Foram apresentados os estudos prospectivos no período até novembro de 2021. Para o subsistema SE/CO, os cenários médio e pior traziam valores abaixo dos 20% de EAR (valor de segurança equivalente para esse subsistema ao final do período seco).

ENERGIA ARMAZENADA FINAL SE/CO - [%EARMÁX]

Comparação Até Novembro/2021 entre os cenários

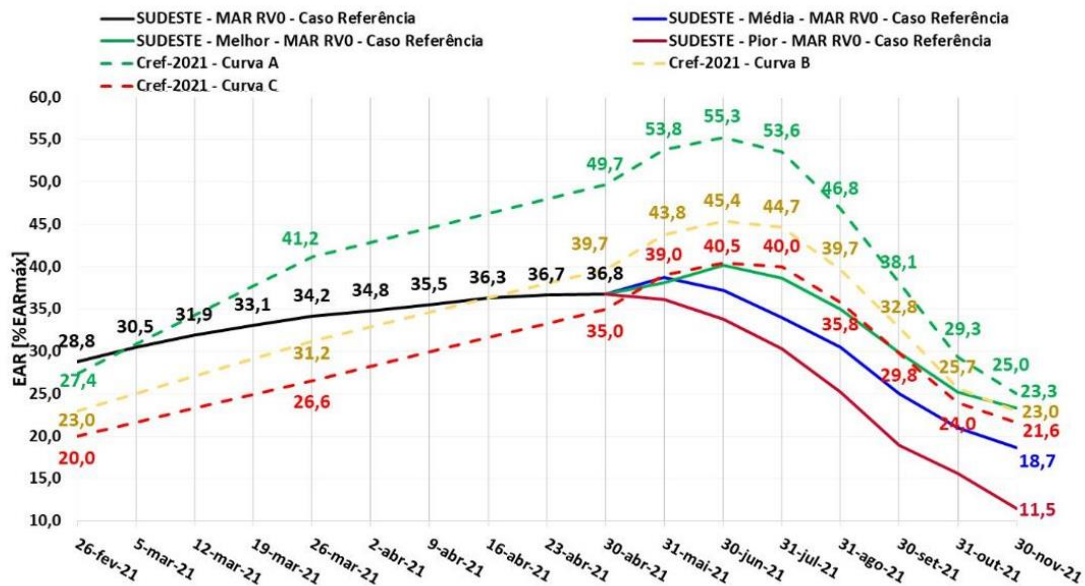


Figura 16 - Comparativo do prospectivo de fevereiro a novembro/2021 da Energia Armazenada (%EARMáx) com a CRef para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

Diante da permanência de condições hidrometeorológicas desfavoráveis e de baixos armazenamentos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, destacadamente nos subsistemas SE/CO e Sul, o CMSE deliberou por autorizar o ONS a despachar térmica por GE e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, limitado o preço máximo de importação ao Custo Variável Unitário - CVU da Usina Termelétrica Termomacaé, e até 15.000 MW médios ao longo do mês para a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados (*Medida 6 do Anexo*).

Foi destacada a importância da gestão por parte do ONS junto aos geradores termelétricos, com o objetivo de reduzir as indisponibilidades dessas usinas, em especial, daquelas com menores valores de CVU.

Por fim, foram registradas recomendações relativas à flexibilização das restrições hidráulicas, principalmente nas bacias do SE/CO. Sobre o assunto, foram mencionadas, por exemplo, as tratativas em curso para a redução das vazões defluentes mínimas das UHEs Porto Primavera e Jupia, medida que contribuiria para o aumento do armazenamento equivalente das usinas da bacia do rio Grande (*Medida 20 do Anexo*).

Na 246ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 6 de abril de 2021, o ONS

informou que os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permaneciam baixos, destacadamente no SE/CO, que finalizou o mês de março com 35,3%. O volume do reservatório equivalente do SIN verificado ao final de março foi de 45% e a expectativa para o final de abril era de que alcançasse o patamar de 46%.

O colegiado deliberou que o preço máximo de importação de energia elétrica sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai permaneceria limitado ao CVU da Usina Termelétrica Termomacaé, podendo ser adotado novo limite conforme reavaliações a serem realizadas nas reuniões técnicas do CMSE e mediante ampla divulgação das eventuais mudanças aos agentes setoriais (*Medida 6 do Anexo*).

Em complementação, o Comitê também deliberou por autorizar o ONS a programar o despacho de usinas termelétricas a GNL com antecipação de 2 meses, considerando o CVU proveniente dos contratos assinados no Ambiente de Contratação Regulada (*Medida 6 do Anexo*).

O ONS mencionou as tratativas em curso junto à ANA com vistas à flexibilização das restrições hidráulicas referentes às usinas hidrelétricas do rio São Francisco. Nesse sentido, foi mencionado que a redução das vazões defluentes mínimas da UHE Xingó poderia contribuir para a recuperação do armazenamento da UHE Sobradinho e também para a menor ocorrência de vertimentos turbináveis não transmissíveis das usinas hidrelétricas dos rios Tocantins e Xingu (*Medida 17 do Anexo*).

O ONS apresentou proposta de Plano de Ação com estratégias de atuação para a transição entre os períodos tipicamente seco e úmido, abrangendo ações diversas que visavam, dentre outros aspectos, a aumentar a oferta de geração de energia elétrica, reavaliar limites de transmissão e respectivos escoamentos de energia entre subsistemas, melhorar a resposta dos modelos computacionais e aumentar a disponibilidade de importação de energia elétrica (*Medida 3 do Anexo*).

Em 5 de maio de 2021, foi realizada a 247ª Reunião (Ordinária) do CMSE, onde o ONS informou que os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permaneciam baixos, destacadamente no SE/CO, que finalizou o mês de abril com 34,7%. O volume do reservatório equivalente do SIN verificado ao final de abril foi de 44% e a expectativa para o final de maio era de que alcançasse o patamar de 42%, sem a consideração dos despachos por garantia energética.

As baixas afluências nos subsistemas e no SIN, período de setembro/2020 a abril/2021, constam na Tabela 1. Observa-se a ocorrência de vários valores de

afluências mensais como os piores em 91 anos de histórico. No SIN, 5 meses dos últimos 8 apresentaram afluências entre as 4 piores do histórico.

Tabela 1 - Afluências nos subsistemas e no SIN de set/2020 a mai/2021. Fonte: ONS.

MESES	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE	SIN
	% MLT	% MLT	% MLT	% MLT	% MLT
Setembro	66	43	67	72	59 (4º pior)
Outubro	53 (pior)	21 (2º pior)	52	55 (2º pior)	43 (pior)
Novembro	60 (2º pior)	22 (pior)	87	87	58 (2º pior)
Dezembro	63 (4º pior)	93	47	55	63 (2º pior)
Janeiro	70	154	47	55	71 (10º pior)
Fevereiro	72	122	42	72	71 (9º pior)
Março	75	69	70	111	82 (17º pior)
Abril	63 (3º pior)	35	35 (4º pior)	84	64 (Pior)
Maio*	63 (3º pior)	26 (9º pior)	39 (5º pior)	78	61 (Pior)

* valor previsto

A Figura 17 mostra o armazenamento do SE/CO no caso referência (pior cenário - chuva de 2020) comparada à CRef, onde observa-se a ocorrência de déficit de 6.900 MW médios, ao final do período seco de 2021. Nesse cenário, verifica-se a necessidade de despacho de todo o parque térmico, tendo em vista sua trajetória abaixo da CRef - curva C.

ACOMPANHAMENTO CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO Região Sudeste/Centro-Oeste

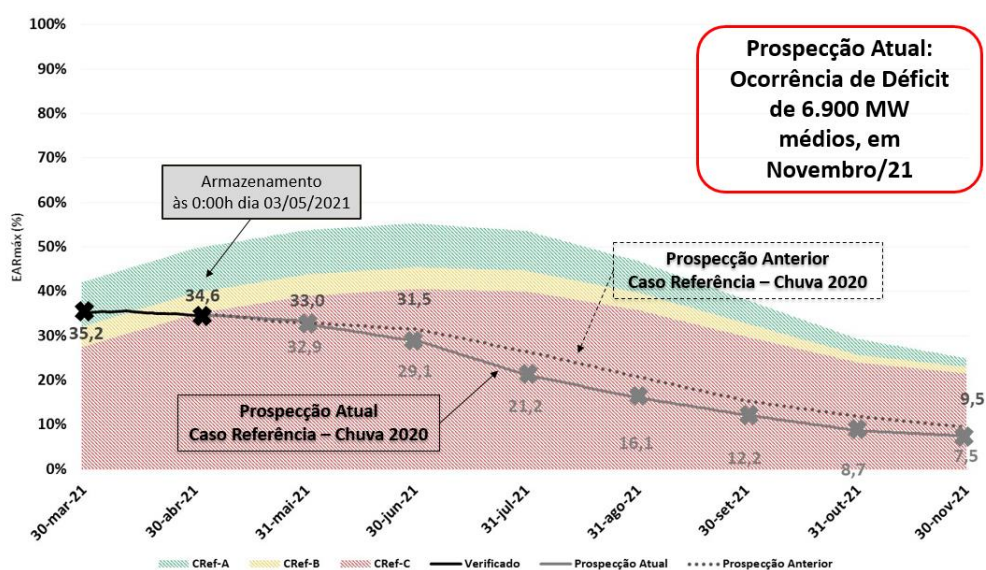


Figura 17 - Comparativo do prospectivo de mar/21 a nov/21 da Energia Armazenada (%EARmax) com a CRef para o subsistema SE/CO. Fonte: ONS.

Dada à permanência das condições hidrometeorológicas desfavoráveis e de baixos armazenamentos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, o CMSE deliberou:

- i. Autorizar o ONS a despachar todos os recursos de geração termelétrica por GE e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai¹⁶, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas (*Medida 6 do Anexo*);
- ii. Determinar que o ONS coordenasse, pelo setor elétrico, as tratativas que se façam necessárias com vistas à flexibilização de restrições hidráulicas, junto aos demais órgãos, incluindo a ANA e o IBAMA, e aos agentes setoriais, de forma a garantir a governabilidade das cascatas hidráulicas no País, uma vez que foi reconhecida a severidade da atual situação hidroenergética das principais bacias hidrográficas do SIN, que registrou o pior período hidrológico de setembro de 2020 a abril de 2021;
- iii. Reconhecer ser necessária a alteração da Portaria Normativa nº 5/GM/MME, de 5 de abril de 2021, de forma a ampliar o escopo do normativo para as demais fontes termelétricas, bem como as possibilidades das ofertas realizadas, de forma a potencializar sua efetividade e utilização, aos menores custos sistêmicos possíveis (*Medida 9 do Anexo*);
- iv. À SEE/MME que coordenasse a análise sobre alternativas para viabilizar o recebimento de ofertas adicionais de geração e de importação de energia elétrica, a serem utilizadas no curto prazo para atendimento ao SIN, conforme necessidade e competitividade, e de forma a minimizar os custos sistêmicos, quando possível (*Medida 10 do Anexo*);
- v. Pela criação de Grupo de Trabalho - GT, coordenado pela SEE/MME, e com participação de representantes das instituições que compõem o

¹⁶ Nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria nº 339/2018/GM/MME.

CMSE, para acompanhamento periódico das condições de atendimento ao SIN e articulação setorial que fosse necessária, de modo que as ações excepcionais em curso pelo setor elétrico brasileiro pudessem ser efetivas no aumento da garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no País ao longo de 2021 (*Medida 2 do Anexo*);

- vi. À ANEEL que estruturasse uma campanha de conscientização do uso eficiente da energia elétrica, bem como indicasse a fonte de recursos e prazo para iniciar a campanha e apresentasse ao Comitê (*Medida 28 do Anexo*).

Na 248ª Reunião (Extraordinária) do CMSE, realizada 27 de maio de 2021, o ONS destacou que, em maio de 2021, não foram observados valores significativos de precipitação, comportamento típico da estação seca, condição que deveria se manter nos próximos meses especialmente na região SE/CO. Além disso, as afluições permaneciam abaixo dos valores médios históricos, com a caracterização dos piores montantes verificados para o SIN no período de setembro a maio em 91 anos de histórico.

Especificamente sobre a bacia do rio Paraná, que engloba as bacias dos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema, foi destacada a situação hidrológica crítica vivenciada à época. Conforme relatado, o período chuvoso 2020/2021 na bacia teve início tardio e se encerrou antecipadamente, em março de 2021, e as afluições verificadas se situaram significativamente abaixo da média histórica, com predominância dos piores valores verificados desde 1931.

Dessa maneira, a situação impactou de maneira crítica as usinas hidrelétricas localizadas na bacia do rio Paraná, onde se encontram os principais reservatórios de regularização do SIN, cujos recursos são operados de maneira que, nos períodos secos, seus estoques possam ser utilizados de forma otimizada e com vistas a garantir o devido atendimento à carga. Cabe salientar que o conjunto de reservatórios das usinas localizadas na bacia do rio Paraná corresponde a 76% da capacidade máxima de armazenamento do subsistema SE/CO e um pouco mais da metade (53%) da capacidade de armazenamento de todo o SIN, evidenciando sua importância para o sistema elétrico.

Foram especificadas, dentre outras, as medidas referentes a flexibilizações de

restrições hidráulicas, em caráter excepcional, como alternativa para enfrentamento da escassez hídrica vivenciada e seus impactos diversos, inclusive sob a ótica do setor elétrico brasileiro, com risco de comprometer a geração de energia elétrica para atendimento ao SIN. Observa-se que foi registrado o pior período hidrológico de setembro de 2020 a maio de 2021.

Em razão da grave situação específica vivenciada na região abrangida pela Bacia do Rio Paraná, o CMSE recomendou à ANA que fosse reconhecida situação de escassez hídrica na bacia do rio Paraná, englobando também os rios Grande, Paranaíba, Tietê e Paranapanema (*Medida 4 do Anexo*).

Tendo em vista os estudos apresentados pelo ONS, e com vistas a garantir a governabilidade das cascatas hidráulicas no País, o Comitê deliberou também por:

- i. Reconhecer a importância da implementação das flexibilizações das restrições hidráulicas relativas às usinas hidrelétricas Jupia, Porto Primavera, Ilha Solteira, Três Irmãos, Furnas e Mascarenhas de Moraes, conforme necessidade (detalhamento disponível nas fichas das Medidas 18, 19 e 20 do Anexo); e
- ii. Reconhecer a importância da implementação das flexibilizações das restrições hidráulicas relativas à usina hidrelétrica de Xingó, na bacia do Rio São Francisco, conforme necessidade e marcos registrados abaixo (detalhamento disponível na ficha da *Medida 17 do Anexo*).

O CMSE resolveu ainda, em função da grave situação específica vivenciada na região abrangida pela bacia do rio Paraná e nos termos do inciso V do artigo 3º do Decreto nº 5.175/2004, encaminhar as propostas deliberadas, que visam à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Por fim, o CMSE registrou a importância da articulação institucional, não limitada ao setor elétrico brasileiro, para que as medidas em curso pudessem ser efetivas no aumento da garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no País ao longo de 2021.

Na 249ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 1º de junho de 2021, o ONS informou que o volume do reservatório equivalente do SIN verificado ao final de maio foi de 42% e a expectativa para o final de junho era de que alcançasse o patamar de

39%, sem a consideração dos despachos por garantia energética.

Tendo em vista a declaração de situação de escassez hídrica quantitativa da Região Hidrográfica da bacia do rio Paraná, conforme Resolução ANA nº 77, de 1º de junho de 2021, e o fato do estudo prospectivo não apontar melhoria da capacidade de replecionamento dos reservatórios ao longo do período úmido, foi necessária a adoção da flexibilização da geração mínima de unidades geradoras de diversas UHEs (*Medida 14 do Anexo*).

Em 1º de julho de 2021 ocorreu a primeira reunião da CREG (*Medida 1 do Anexo*). Na ocasião foi destacado que a Medida Provisória - MP (que a instituiu) estabelecia a possibilidade de que, em caráter excepcional, esse colegiado poderia homologar as deliberações do CMSE, as dotando de caráter obrigatório. Dessa maneira, as medidas poderiam também ser implementadas com a tempestividade necessária.

Em 7 de julho de 2021, na 250ª Reunião (Ordinária) do CMSE, o Operador informou que o volume do reservatório equivalente do SIN verificado ao final de junho foi de 39,6% e a expectativa para o final de julho era de que alcance o patamar de 35,5%, sem a consideração dos despachos por garantia energética.

Em razão da permanência do cenário crítico, e de forma a garantir o atendimento ao longo do período seco de 2021, o ONS indicou a necessidade de novas flexibilizações de restrições hidráulicas de usinas hidrelétricas.

Diante dos estudos apresentados pelo ONS, o CMSE reconheceu a necessidade de que as usinas hidrelétricas Ilha Solteira e Três Irmãos operassem até o limite físico de exploração energética desses reservatórios a partir do dia 7 agosto de 2021, com o objetivo de garantir a segurança do atendimento eletroenergético do País (detalhes disponíveis na ficha da *Medida 19 do Anexo*).

O Comitê determinou que ONS avaliasse em conjunto com a ANA a estratégia de utilização dos reservatórios das usinas hidrelétricas da bacia do Rio Grande, para garantir a segurança do atendimento eletroenergético do País. Os resultados dessa avaliação deveriam ser encaminhados ao CMSE em até 15 dias, para as providências necessárias junto à CREG (*Medida 21 do Anexo*).

Com base nos estudos apresentados pelo ONS, o CMSE reconheceu a necessidade de que a vazão mínima da UHE Porto Primavera fosse estabilizada em valores próximos a 2.900 m³/s, considerando vazão incremental entre as usinas hidrelétricas Jupia e Porto Primavera e a vazão defluente próxima de 2.300 m³/s na

UHE Jupiá, com vistas a preservar o armazenamento das usinas hidrelétricas a montante. Ademais, deveriam ser aprofundados os estudos pelo ONS, em conjunto com a ANA, o IBAMA e agentes concessionários, sobre a evolução das condições de operação dos reservatórios dessas usinas e encaminhados para avaliação do CMSE em caso de necessidade de ajuste da operação (*Medida 20 do Anexo*).

As deliberações anteriores deveriam ser encaminhadas para avaliação da CREG.

Em atendimento à deliberação da 247ª Reunião do CMSE, a ANEEL apresentou proposta de campanha de conscientização do uso eficiente da energia elétrica (*Medida 28 do Anexo*). Tal medida visava sensibilizar a população quanto à responsabilidade do consumo consciente de energia, apresentando orientações assertivas sobre as condições de geração de energia elétrica e o consumo consciente, de forma a evitar desperdícios que pudessem se traduzir em custos adicionais, pagos por toda a sociedade. A campanha seria de realização obrigatória pelas concessionárias de distribuição no segundo semestre de 2021, com custeio a ser validado pela ANEEL.

Em 8 de julho de 2021, foi realizada a 2ª Reunião da CREG (*Medida 1 do Anexo*), não havendo registro complementar ao já disposto nesta seção.

Na 251ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 4 de agosto de 2021, o ONS informou relevante piora com degradação dos cenários observados e prospecções futuras, fazendo-se imprescindível a adoção de todas as medidas em andamento e propostas, destacadamente a alocação dos recursos energéticos adicionais.

O volume do reservatório equivalente do SIN verificado ao final de julho foi de 35,4%, representando decréscimo de 4,2 p.p em comparação com o mês anterior, com destaque para a piora na expectativa de chuvas para a região Sul.

Diante das condições de atendimento ao SIN apresentadas pelo ONS e visando garantir a manutenção da governabilidade da cascata hidráulica da bacia do Rio Paraná e o suprimento de energia elétrica no País nos anos de 2021 e 2022, o CMSE deliberou para que o ONS, em conjunto com a ANA, o IBAMA e agentes concessionários, realizasse os estudos necessários relativos à permanência de flexibilizações hidráulicas, em montantes a serem avaliados, nas usinas hidrelétricas Jupiá e Porto Primavera ao longo do próximo período úmido, compreendendo os meses entre dezembro/2021 e abril/2022. O resultado dos estudos deveria ser

concluído até o final de setembro e posteriormente apresentado ao CMSE, para avaliação (*Medida 20 do Anexo*).

Tendo em vista os estudos apresentados pelo ONS, e complementarmente à deliberação emanada pelo CMSE em sua 250ª Reunião relativa à operação das usinas hidrelétricas Ilha Solteira e Três Irmãos até o limite físico de exploração energética desses reservatórios, o Comitê aprovou as previsões de cotas mínimas a serem adotadas para os reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos para o final do mês de agosto e para o mês de setembro de 2021 (detalhamento disponível na ficha da *Medida 19 do Anexo*).

Considerando a perspectiva de permanência das condições desfavoráveis de atendimento ao SIN e a importância de se dispor de recursos energéticos adicionais a fim de assegurar as condições de atendimento eletroenergético, observados os usos múltiplos da água, minimizando a degradação do armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas destacadamente nas regiões Sudeste e Sul do País, o CMSE deliberou para que o ONS e a ANA realizassem estudos sobre a necessidade de flexibilização temporária da Regra de Operação do Rio São Francisco. Os estudos deveriam ser concluídos até o final de agosto e posteriormente apresentado ao CMSE, para avaliação e posterior submissão à CREG (*Medida 17 do Anexo*).

Adicionalmente, o CMSE deliberou que o ONS, em conjunto com a EPE, elaborasse estudos detalhados sobre as condições de atendimento eletroenergético na transição do período seco para o período úmido em 2021 e para o atendimento durante todo o ano de 2022, e apresentassem ao Comitê no prazo máximo dez dias.

Considerando como estratégica a usina termelétrica GNA I para o suprimento energético, nos termos do disposto no art. 2º da MP nº 1.055/2021, o Comitê determinou que a ANEEL providenciasse as medidas necessárias para possibilitar a operação dessa usina termelétrica em ciclo aberto. O pagamento dos custos do empreendimento decorrentes dessa operação se daria via encargo para cobertura dos serviços do sistema previsto na Lei nº 10.848/2004, art. 1º, § 10, em consonância com o disposto na MP 1.055/2021, art. 2º, § 3º, até 31 de dezembro de 2021, ficando excluída do rateio da inadimplência do Mercado de Curto Prazo (MCP) (*Medida 7 do Anexo*).

O CMSE também reconheceu que, até 31 de dezembro de 2021, os aproveitamentos de que trata o § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 cuja potência

injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição fosse maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) teriam direito ao percentual de redução sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição, cabendo a adoção das medidas necessárias ao atendimento (*Medida 8 do Anexo*).

Dada a importância e abrangência dos itens e, ainda, as competências da CREG, o CMSE definiu que as deliberações acima fossem submetidas para avaliação e decisão pela Câmara.

Diante do estudo realizado pelo ONS e dos ganhos no enfrentamento das condições adversas de atendimento, destacadamente com a maior possibilidade de escoamento de energia entre os subsistemas, o CMSE autorizou o Operador a adotar critérios menos restritivos na operação do SIN. Essa operação diferenciada poderia ser utilizada, em caráter excepcional, durante todo o período seco de 2021, com resultados apresentados periodicamente ao CMSE, e deveria ser imediatamente suspensa na ocorrência de eventos que pudessem comprometer a segurança sistêmica. Ademais, o Comitê referendou a flexibilização já realizada, em caráter de teste, conforme decisão emanada em reunião técnica realizada em 26 de julho de 2021 (*Medida 25 do Anexo*).

Especificamente em relação ao estudo conjunto entre o ONS e a ANA, solicitado na 250ª Reunião do CMSE, e relativo à estratégia de utilização dos reservatórios das usinas hidrelétricas da bacia do Rio Grande, foi mencionado não haver expectativa de violação, em agosto de 2021, do disposto na Resolução ANA nº 80/2021. Dessa maneira, a situação permanecia sendo acompanhada para a eventual necessidade tempestiva de reavaliações sobre o assunto.

Adicionalmente, o ONS mencionou o início do recebimento das ofertas de geração de energia elétrica de que tratam as Portarias Normativas do MME nº 5/2021, 13/2021 e 17/2021, sobre usinas termelétricas sem contrato e a oferta adicional de geração termelétrica. Dessa maneira, deu-se efetividade às diretrizes construídas com vistas ao aumento das disponibilidades energéticas do SIN, recursos que seriam essenciais ao longo dos anos 2021 e 2022 (*Medidas 9 e 10 do Anexo*).

Além dessas ações que visavam aumentar a oferta de energia elétrica, o CMSE deliberou que a ANEEL deveria propor incentivos aos consumidores regulados para

redução, de forma voluntária, do consumo de energia elétrica. Os estudos deveriam ser finalizados até o mês de agosto de 2021 para posterior apresentação do tema ao CMSE (*Medida 23 do Anexo*).

A ANP relatou as tratativas realizadas pela instituição, alinhadas à demanda do CMSE, para se garantir a disponibilidade de gás natural necessária à plena geração das usinas termelétricas, conforme necessidade daquele período.

Nesse sentido, foram discutidas importantes ações para a manutenção do suprimento e escoamento de gás natural do Pré-Sal e da Plataforma de Mexilhão, tais como a ampliação da capacidade do Terminal de Regaseificação de GNL da Baía de Guanabara de 20 milhões para 30 milhões de m³/dia (*Medida 16 do Anexo*).

O CMSE reconheceu a necessidade de a Petrobras providenciar, até 30 de setembro de 2021, a efetiva operação de seus três terminais de regaseificação por meio da promoção do acesso imediato e simplificado de terceiros ao Terminal de Regaseificação (TR) de Pecém, no Estado do Ceará, uma vez que este último estava sem navio regaseificador (FSRU, do inglês *Floating Storage and Regasification Unit*). Esse acesso deveria ser concedido ao primeiro agente que comprovasse expertise técnica e capacidade para iniciar a operação no menor prazo, sem prejuízo de poder antecipar o término do acesso, quando o processo de arrendamento do TR da Baía de Todos os Santos (TRBA), no Estado da Bahia, então em andamento, fosse concluído, permitindo o deslocamento do navio FSRU desse terminal para o TR de Pecém (*Medida 15 do Anexo*).

Ainda em relação ao suprimento de combustível para a geração termelétrica, foram definidas outras deliberações:

- i. Considerando como estratégicas as usinas termelétricas Fortaleza, Termoceará e Vale do Açu para o suprimento energético, nos termos no disposto no art. 2º da MP nº 1.055/2021, o CMSE reconheceu a necessidade, naquele momento, para permitir ao ONS alocar a geração das usinas indicadas no atendimento da carga do SIN, do pagamento de eventual incremento do custo variável desses empreendimentos via encargo para cobertura dos serviços do sistema previsto na Lei nº 10.848/2004, art. 1º, § 10, em consonância com o disposto MP 1.055/2021, art. 2º, § 3º, ficando excluída do rateio da inadimplência do MCP (*Medida 1 do Anexo*).

- ii. Considerando como estratégicas as usinas termelétricas movidas a óleo diesel vinculadas com contratos de comercialização no ambiente regulado para o suprimento energético do SIN, nos termos do disposto do art. 2º da MP nº 1.055/2021, a ANEEL, ouvida a ANP sobre a avaliação dos preços de mercado para o combustível, deveria providenciar as medidas para recomposição de custos variáveis de operação das usinas termelétricas de que trata esta deliberação, com base em parâmetros regulatórios de eficiência e preços de mercado para o combustível (*Medida 1 do Anexo*).
- iii. Considerando como estratégica a usina termelétrica Termoceará para o suprimento energético, nos termos do disposto no art. 2º da MP nº 1.055/2021, bem como seus contratos de comercialização vigentes atualmente, a Petrobras deveria disponibilizar a referida usina para operação a óleo diesel até a efetiva operação do TR de Pecém; e delimitar o incremento do custo variável decorrente da operação aqui definida, cabendo o correspondente pagamento via encargo para cobertura dos serviços do sistema previsto na Lei nº 10.848/2004, art. 1º, § 10, em consonância com a disposto MP 1.055/2021, art. 2º, § 3º (*Medida 1 do Anexo*).
- iv. Considerando como estratégica a usina termelétrica Termoceará para o suprimento energético, nos termos do disposto no art. 2º da MP nº 1.055/2021, bem como seus contratos de comercialização vigentes a época, a ANEEL, ouvida a ANP sobre a avaliação dos preços de mercado para o combustível, providenciaria medidas para possibilitar a operação da aludida usina com óleo diesel, considerando na análise de custos variáveis de operação parâmetros regulatórios de eficiência e preços de mercado para o combustível, ficando excluída do rateio da inadimplência do MCP (*Medidas 1 e 16 do Anexo*).
- v. Foi mencionado o reconhecimento prioritário e estratégico da disponibilização de gás natural, destinada à geração termelétrica do SIN até 30 de novembro de 2021. Ademais, reconheceu a necessidade das empresas fornecedoras de gás natural para as termelétricas Araucária, William Arjona, Cuiabá e Santa Cruz que envidassem todos os esforços para ampliar a oferta de gás natural, mediante a

substituição, onde possível, por combustíveis alternativos, ou ajustes de processos, a fim de aumentar a geração termelétrica em atendimento à demanda do SIN (*Medida 16 do Anexo*).

Da mesma forma, o CMSE decidiu que as deliberações anteriores deveriam ser encaminhadas para avaliação da CREG.

Na sequência, dentre outros assuntos, foram realizadas ponderações sobre a bandeira tarifária para o mês de agosto, que deveria permanecer no patamar mais alto, correspondente ao vermelho 2 (valor mais alto naquele período).

Por fim, foi mencionada a expectativa de veiculação, ainda em agosto de 2021, da campanha de conscientização do uso eficiente da energia elétrica pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica (*Medida 28 do Anexo*).

Em 5 de agosto de 2021, foi realizada a 3ª Reunião da CREG (*Medida 1 do Anexo*), sem registro adicional ao que já consta neste relatório.

Extraordinariamente, em 24 de agosto de 2021, o CMSE realizou sua 252ª Reunião. Em relação à região Sul, foi relatada a redução da exploração dos recursos hidroenergéticos, dado o atingimento de armazenamento inferior ao volume mínimo operativo desse subsistema, o que conduziu ao início do uso mais intenso dos estoques armazenados na bacia do Paraná e o consequente aumento da defluência nas UHEs Jupiá e Porto Primavera, a partir da semana operativa de 21 de agosto de 2021.

Na sequência, foi apresentada avaliação prospectiva do atendimento ao SIN em 2021, que indicava piora das condições de armazenamento, ao final do mês de setembro, para regiões SE/CO, NE, N e no SIN como um todo, com potencial impacto no atendimento à potência máxima do sistema ao final do período seco.

O CMSE reconheceu a necessidade de que o ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, operassem os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, mediante flexibilização de regras operativas que estabeleciam níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários de que trata o inciso III, do art. 1º, da Lei nº 9.433/1997 (*Medida 21 do Anexo*).

Ademais, considerando a importância de se dispor de recursos energéticos adicionais a fim de assegurar as condições de atendimento eletroenergético, minimizando a degradação do armazenamento nos reservatórios das usinas

hidrelétricas destacadamente nas regiões SE/CO e Sul do País, e diante das avaliações realizadas pelo ONS, o CMSE reconheceu a necessidade da flexibilização temporária da Regra de Operação do Rio São Francisco, de forma a possibilitar a operação pelo ONS, pela CEMIG e pela CHESF, nos seguintes termos (detalhamento disponível na ficha da *Medida 17 do Anexo*).

Foi determinado pelo Comitê que as deliberações anteriores deveriam ser encaminhadas para avaliação da CREG.

Na sequência, o MME apresentou proposta de Programa de Redução Voluntária da Demanda de energia elétrica, aplicável aos consumidores do Ambiente de Contratação Regulado - ACR, por meio de incentivo econômico. Assim, o CMSE aprovou essa proposta, que teria vigência a partir de setembro de 2021 (*Medida 23 do Anexo*).

Em 25 de agosto de 2021, foi realizada a 4ª Reunião da CREG (Medida 1 do Anexo), sem registro adicional ao que já consta neste relatório.

Em 30 de agosto de 2021, foi realizada a 253ª Reunião (Extraordinária) do CMSE, tendo sido homologadas as aprovações realizadas em reuniões técnicas do Grupo de Trabalho do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN, relativas às ofertas de agentes à Portaria nº 17/2021/GM/MME, de 22 de julho de 2021, com vigência iniciando nos meses de agosto e de setembro, limitadas a R\$ 2.000,00/MWh, com exceção das ofertas reapresentadas. O preço teto seria definido a cada avaliação e o valor utilizado nesta deliberação não condicionaria aceite de ofertas futuras (*Medida 10 do Anexo*).

Na reunião, o Comitê aprovou o despacho das usinas termelétricas Uruguiana e Cuiabá por período determinado a partir de outubro de 2021 e por prazo máximo de seis meses, conforme ofertas apresentadas ao ONS, nos termos da Portaria nº 5/GM/MME, de 5 de abril de 2021, alterada pela Portaria nº 13/GM/MME, de 2 de junho de 2021. Foi também aprovado o despacho da usina termelétrica Termonorte I, pelo período máximo de seis meses a contar de setembro de 2021, conforme oferta apresentada ao ONS, nos termos da referida Portaria (*Medida 9 do Anexo*).

Além disso, foram mencionados os ganhos obtidos com a adoção de critérios operativos diferenciados, de forma a potencializar o aproveitamento dos recursos energéticos das regiões Norte e Nordeste, com a maior possibilidade de intercâmbios de energia elétrica entre os subsistemas e consequente alocação da energia advinda de fontes não controláveis (eólicas e solares) na carga. Nesse

sentido, foi registrado que, entre 31 de julho e 24 de agosto de 2021, o ganho de transferência do N/NE para o SE em decorrência da operação diferenciada foi da ordem de 982 MW médios no mês (*Medida 25 do Anexo*).

Na sequência, foi apresentada avaliação prospectiva do atendimento ao SIN em 2021, na qual os cenários prospectivos reforçavam a criticidade daquele momento. Contudo, considerando os ganhos advindos das ações em andamento deliberadas pelo CMSE, em especial, a flexibilização da operação das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco, com ganhos energéticos relevantes e maior alocação de recursos no SE/CO, as novas projeções indicavam o atendimento da carga de energia elétrica nos cenários avaliados.

Nessa reunião a ANEEL realizou apresentação acerca dos custos incorridos com a implementação das medidas adicionais em andamento, aprovadas pelo CMSE e pela CREG.

Conforme destacado, a arrecadação já realizada via Bandeiras Tarifárias, que estava no patamar vermelho 2, era insuficiente para fazer frente aos custos reais observados e previstos, considerando a garantia do suprimento eletroenergético.

Sendo assim, o CMSE recomendou a determinação, pela CREG, para que a ANEEL implementasse o patamar específico da Bandeira Tarifária, intitulado “Escassez Hídrica”, no valor de R\$ 14,20/100 kWh, com vigência de 1º de setembro de 2021 a 30 de abril de 2022. O tema seguiu para apreciação da CREG (*Medida 22 do Anexo*).

Em 31 de agosto de 2021, foi realizada a 5ª Reunião da CREG (*Medida 1 do Anexo*). Nessa reunião, a ANA informou que, tendo em vista o caráter conjuntural da medida de flexibilização da Regra de Operação do Rio São Francisco, com impactos temporários e cuja importância se dá sob a ótica nacional, foi mencionado o entendimento de não haver necessidade de alteração de suas Resoluções que dispõem sobre o assunto, uma vez que estas não se destinam a disciplinar situações de escassez hídrica a exemplo da atualmente vivenciada, o que motivou a criação, no âmbito do Governo Federal, da própria CREG.

Na 254ª reunião do CMSE, realizada em 3 de setembro de 2021, o Operador informou que, em agosto, verificou-se novamente a ocorrência das piores afluições para o SIN no período de setembro a agosto em 91 anos de histórico, com a perspectiva de permanência desse cenário no curto prazo.

Em termos de EAR, a Figura 18 apresenta os comportamentos dos armazenamentos equivalentes dos quatro subsistemas do SIN.

ARMAZENAMENTO - BACIAS E SUBSISTEMAS DO SIN

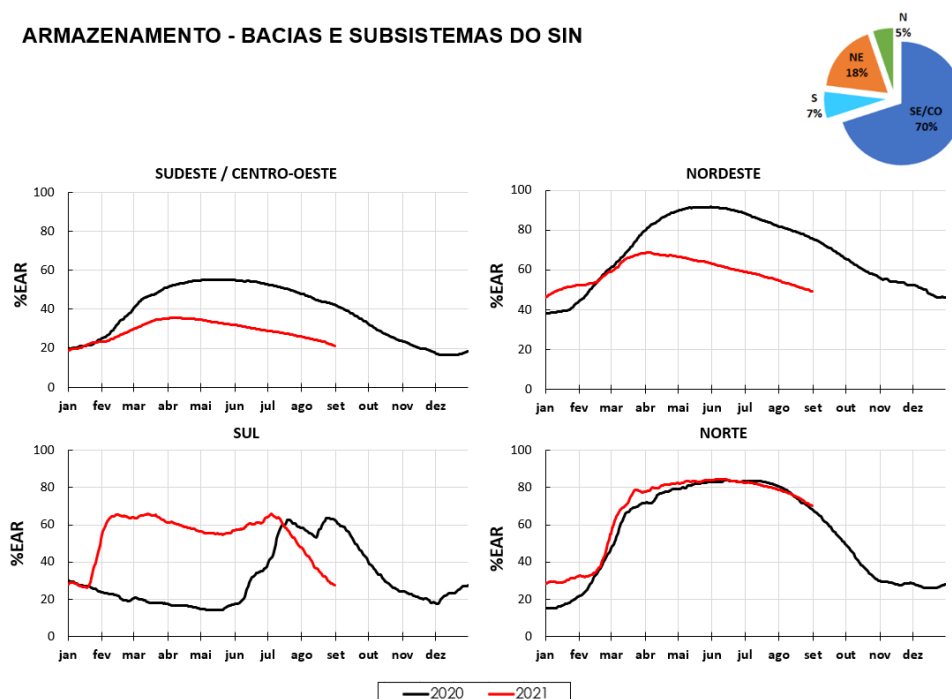


Figura 18 - Armazenamento verificado nos subsistemas SE/CO, Sul, NE e N. Fonte: ONS.

Ademais, foi destacada a entrada em operação comercial antecipada da Linha de Transmissão - LT Bom Jesus da Lapa 2 - Janaúba 3 - Pirapora 2, no dia 1º de setembro de 2021, o que elevou em cerca de 1.300 MW a capacidade de exportação de energia do Nordeste (*Medida 26 do Anexo*).

Em atendimento à decisão da CREG, o ONS e a EPE apresentaram os estudos sobre as condições de atendimento eletroenergético na transição do período seco para o período úmido em 2021 e para o atendimento durante todo o ano de 2022, com análises expandidas até 2025. Dessa maneira, foram destacados os requisitos de energia e potência tendo por referência o atendimento aos critérios de segurança do suprimento vigentes à época.

Tendo em vista esses estudos, que identificaram a necessidade de contratação de oferta adicional de recursos de geração, o CMSE deliberou por novas medidas:

- i. Realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de capacidade adicional de geração nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, podendo estar sujeito à disponibilidade de conexão, com suprimento a partir de 2022 até 2025, nos termos dos §§1º e 2º do art. 4º da MP nº 1.055/2021, levando em conta simplificação de prazos,

- habilitação técnica, publicação do Edital, operacionalização do certame, regras e procedimentos de comercialização, conforme diretrizes do MME (*Medida 12 do Anexo*).
- ii. Considerando a necessidade de realização de Procedimento Competitivo Simplificado para a contratação de oferta adicional de energia e potência na modalidade de Energia de Reserva, recomendou à CREG que solicitasse providências aos órgãos competentes, nos processos de licença dos empreendimentos necessários ao incremento da oferta de energia elétrica do País, com vistas a estabelecer processo simplificado de licenciamento ambiental, em prazo compatível com o necessário para a contratação da geração adicional, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 4º da MP nº 1.055/2021 (*Medida 12 do Anexo*).
 - iii. Considerando a necessidade de postergar o pleno reparo da unidade geradora da UTE GNA I, que seria realizado em 2021, e as condições informadas pelo agente para garantir o início da operação dessa usina, preferencialmente em ciclo combinado, ainda em setembro de 2021, reconheceu a importância da disponibilidade da geração da usina preferencialmente em ciclo combinado pelo período de setembro de 2021 a dezembro de 2022, com o reconhecimento dos custos adicionais da operação em ciclo aberto, conforme decisão da 3ª Reunião da CREG, em caso de eventual sinistro na unidade geradora a vapor que impossibilite o fechamento do ciclo. A manutenção para o reparo definitivo da unidade geradora a vapor deveria ser realizada no primeiro semestre de 2023 em data a ser acordada com o ONS. Em decorrência da necessidade de postergação da manutenção, o eventual custo de exposição da usina no mercado de curto prazo, durante o período de manutenção, seria pago via encargo para cobertura dos serviços do sistema previsto na Lei nº 10.848/2004, art. 1º, § 10, em consonância com a disposto MP 1.055/2021, art. 2º, § 3º, com cobertura limitada a 90 dias (*Medidas 1 e 7 do Anexo*).

Ademais, foi emanada deliberação que reconheceu a importância estratégica das ofertas de geração adicional de energia elétrica, enquadradas nos termos da Portaria nº 17/GM/MME/2021 e aceitas pelo CMSE, decorrentes de ampliações ou

melhoria de processo de geração, e dispensar a necessidade de alteração de outorgas ou emissão de novas outorgas de geração de energia elétrica de usinas existentes e em operação comercial quando a oferta fosse instruída com, pelo menos, não óbice ou autorização do órgão ambiental, comprovação de viabilidade de compartilhamento do acesso à rede e comprovação de suprimento de combustível, considerando o caráter emergencial e temporário das instalações. Adicionalmente, dispensou a necessidade de realização de testes prévios ao início da operação comercial dessas ampliações, desde que não tragam riscos operacionais, conforme análise do ONS ou da concessionária de distribuição, quando nela conectada (*Medida 10 do Anexo*).

As deliberações anteriores foram encaminhadas para avaliação da CREG.

Além disso, tendo em vista a importância de se dispor de recursos energéticos adicionais com vistas ao pleno atendimento ao mercado de energia elétrica, o CMSE aprovou o despacho da usina termelétrica Termonorte II, por período determinado a partir de outubro de 2021 e por prazo máximo de seis meses, conforme oferta apresentada ao ONS, nos termos da Portaria nº 5/2021/GM/MME, alterada pela Portaria nº 13/2021/GM/MME. Para mitigar o risco de restrição de geração durante o período úmido, deveriam ser instalados os Sistemas Especiais de Proteção (SEP) indicados pelo ONS, bem como ficou o ONS autorizado a operar a LT 230 kV Jauru-Vilhena com base no critério N-1 (*Medidas 10 e 25 do Anexo*).

Em 9 de setembro de 2021, foi realizada a 6ª Reunião da CREG (*Medida 1 do Anexo*). Nos debates, foi registrada a importância de que o impacto financeiro de todas as medidas excepcionais em curso, tratadas no âmbito da CREG, seja estimado de forma a dotar de maior clareza os decisores, inclusive quando da necessidade de eventual priorização de medidas. Além disso, os dados são essenciais para as avaliações realizadas de maneira permanente pelo Ministério da Economia sobre os impactos das diversas ações conduzidas pelo Governo Federal, inclusive quanto à capacidade de pagamento dos cidadãos brasileiros.

Na 255ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 5 de outubro de 2021, o Operador realizou apresentação sobre as condições de atendimento do SIN, relatando que, apesar da predominância da estação seca, no mês anterior foram observadas precipitações em algumas regiões do País, destacadamente no Sul.

Além disso, o Operador informou que a conjuntura meteorológica indicava previsões com características que apontavam para a transição para o período

tipicamente úmido, dentro dos padrões usuais, e possível ocorrência de chuvas no curto prazo.

Considerando o aumento das afluições no Sul, o armazenamento equivalente do SIN finalizou setembro com 24,1%, valor 2,0 pontos percentuais acima do previsto na reunião do CMSE de setembro.

Em relação ao atendimento para os próximos meses, as novas projeções apresentadas pelo ONS indicavam o atendimento da carga de energia elétrica nos cenários avaliados, com a possibilidade de ser necessário o uso marginal da reserva operativa para atendimento de potência no cenário conservador apresentado, em alguns momentos do mês de outubro de 2021 e em menor escala nos meses de novembro e dezembro. Esta possibilidade reduz significativamente a partir do aumento das disponibilidades energéticas advindas das ações excepcionais em curso.

Dessa maneira, o Operador estruturou o procedimento a ser adotado para o permanente monitoramento das condições de reserva operativa e atendimento à demanda máxima do SIN, sendo adotada classificação das situações conforme sua criticidade em baixa, média e alta, para diferentes horizontes. Ademais, o procedimento contemplava inclusive aspectos de comunicação interna e aos demais órgãos setoriais e envolvidos.

Tendo em vista os resultados dos estudos realizados pelo ONS, pelo IBAMA e agentes concessionários, em atendimento à deliberação da 251ª Reunião do CMSE e à decisão da 3ª Reunião da CREG, o CMSE reconheceu a importância da permanência da flexibilização hidráulica nas usinas hidrelétricas Jupia e Porto Primavera ao longo do próximo período úmido, compreendendo os meses entre dezembro/2021 e abril/2022. A medida visava auxiliar a recuperação do armazenamento equivalente do SIN ao longo do período úmido de 2022, garantindo também a segurança da operação durante o período seco do ano seguinte, preservados os usos da água (detalhamento na ficha da *Medida 20 do Anexo*).

Tendo em vista os estudos prospectivos apresentados pelo ONS relativos ao atendimento para os meses entre dezembro/2021 e abril/2022, e considerando o potencial acréscimo de geração da ordem de 700 MW médios da usina hidrelétrica Belo Monte, a partir da adoção do “hidrograma A”, o CMSE recomendou à CREG solicitar à Norte Energia S.A. - NESA, em articulação com o IBAMA, a elaboração de um plano com medidas de monitoramento ambiental e mitigadoras de eventuais

impactos necessárias para a adoção do referido hidrograma (*Medida 1 do Anexo*).

As deliberações anteriores foram encaminhadas para avaliação da CREG.

Diante dos estudos apresentados pelo Operador e com vistas a contribuir para o atendimento eletroenergético do SIN ao longo dos meses de outubro e novembro de 2021, o CMSE deliberou para que o ONS solicitasse apoio aos agentes de geração de energia elétrica cujos recursos não são despachados centralizadamente, compreendendo destacadamente as Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, de forma que a operação dessas usinas fosse otimizada a partir da modulação de sua geração alinhada às necessidades sistêmicas para atendimento à demanda máxima do SIN, quando possível (*Medida 11 do Anexo*).

O CMSE homologou as aprovações, realizadas em reuniões técnicas do Grupo de Trabalho do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN, das seguintes ofertas (*Medida 2 do Anexo*):

- i. Relativas às ofertas de agentes à Portaria nº 22/GM/MME, de 23 de agosto de 2021, com vigência iniciando no mês de setembro de 2021, limitadas a valores inferiores a R\$ 2.000/MWh. Foi também homologado o aceite das ofertas com vigência iniciando em outubro de 2021, limitadas a R\$ 1.600/MWh (*Medida 24 do Anexo*).
- ii. Relativas às ofertas de agentes à Portaria nº 17/GM/MME, de 22 de julho de 2021, com vigência iniciando no mês de outubro de 2021, limitadas a valores inferiores a R\$ 2.000/MWh (*Medida 10 do Anexo*).

Ainda em relação ao tema, considerando a importância de se dispor de recursos adicionais com vistas à garantia do suprimento eletroenergético no País, o CMSE homologou o reenquadramento das ofertas de geração de energia elétrica a partir das usinas termelétricas Termonorte I e II na Portaria Normativa nº 17/2021/GM/MME, com duração de 6 meses, de outubro de 2021 a março de 2022, conforme aprovação prévia realizada em reunião técnica do GT do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN (*Medida 10 do Anexo*).

Adicionalmente, tendo por base a avaliação realizada pelo ONS, foi aprovada a homologação do aceite da oferta realizada no âmbito da Portaria Normativa nº 17/2021/GM/MME relativa à usina termelétrica Uruguaiana para os meses de outubro, novembro e dezembro de 2021, conforme aprovação prévia realizada em

reunião técnica do GT do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN (*Medida 10 do Anexo*).

Cabe registrar que na 255ª reunião do CMSE, a ANEEL realizou apresentação contemplando a evolução da perda de arrecadação. Naquela ocasião, havia a expectativa de frustração dos valores recolhidos para o trimestre entre setembro e novembro de 2021 frente aos prospectados, ensejando, portanto, em arrecadação inferior aos efetivos gastos sistêmicos verificados para o período e maior déficit acumulado no saldo da Conta Bandeiras. A permanência de frustração de arrecadação frente aos elevados custos de geração motivou a publicação da MP nº 1.078, de 13 de dezembro de 2021 (*Medida 5 do Anexo*).

Em 15 de outubro de 2021, foi realizada a 7ª Reunião da CREG (*Medida 1 do Anexo*). Na ocasião, foi registrada a importância de que todas as decisões da CREG sejam respaldadas por documentos técnicos e respectiva avaliação jurídica da Consultoria Jurídica do MME, tendo em vista esta Pasta Setorial desenvolver os trabalhos de presidência e Secretaria-Executiva da Câmara.

Na 256ª Reunião (Extraordinária) do CMSE, realizada em 22 de outubro de 2021, o CMSE se reuniu para avaliar oferta adicional de importação de energia elétrica a partir da Argentina, no âmbito da Portaria nº 523/GM/MME, de 9 de junho de 2021, que altera a Portaria nº 339/GM/MME, de 15 de agosto de 2018 (*Medida 6 do Anexo*).

A proposta apresentada pelo agente comercializador para importação de energia elétrica da República Argentina, encaminhada ao ONS em 13 de outubro de 2021, previa o fornecimento de energia não interruptível da Cammesa, no volume estimado de 575 GWh, com valor de potência a ser adquirida pelo Operador de no mínimo 570 MW até 870 MW, para o período de 23/10/2021 a 03/12/2021, ao preço de R\$ 2.367,18/MWh (a ser reajustado semanalmente de acordo com a variação da taxa de câmbio do dólar).

Conforme apresentado na 255ª Reunião do CMSE, havia melhoria das afluências dos subsistemas SE/CO e Sul e do armazenamento equivalente do SIN. O cenário hidrológico, entretanto, permanecia crítico, carecendo da continuidade de ações para garantir a segurança do suprimento.

Sobre a proposta apresentada pelo comercializador, o CMSE entendeu ser mais adequado aceitar as ofertas de importação de energia semanais que apresentavam maior atratividade quando considerados os aspectos de custos, riscos e benefícios. Assim, o Comitê deliberou por continuar considerando as ofertas semanais de

importação de energia elétrica, com a confirmação diária do ONS, sem que haja compromisso firme de energia importada da Argentina de maneira contínua.

Em 3 de novembro de 2021 foi realizada a 257ª Reunião (Ordinária) do CMSE, tendo o Operador informado que, com início do período chuvoso, houve aumento do armazenamento equivalente das UHE dos subsistemas SE/CO e Sul do Brasil em relação ao verificado ao final do mês de setembro.

ARMAZENAMENTO - BACIAS E SUBSISTEMAS DO SIN

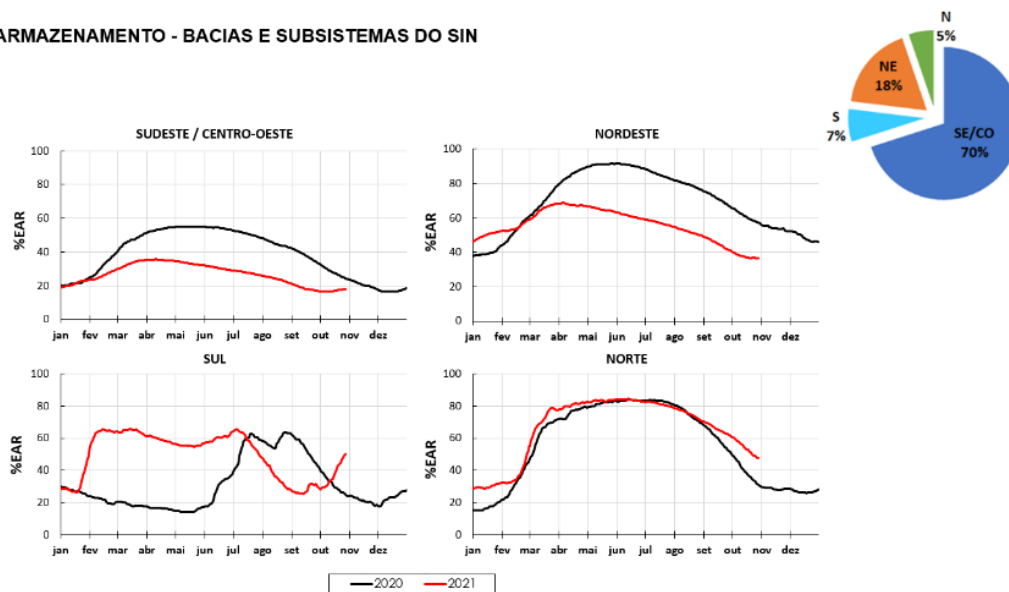


Figura 19 - Armazenamento verificado nos subsistemas SE/CO, Sul, NE e N. Fonte: ONS.

O resultado foi também refletido em termos agregados para o SIN, cujo armazenamento equivalente, em 28 de outubro de 2021, correspondeu a 25,4%, valor 4,6 pontos percentuais superior ao previsto na reunião ordinária anterior do CMSE.

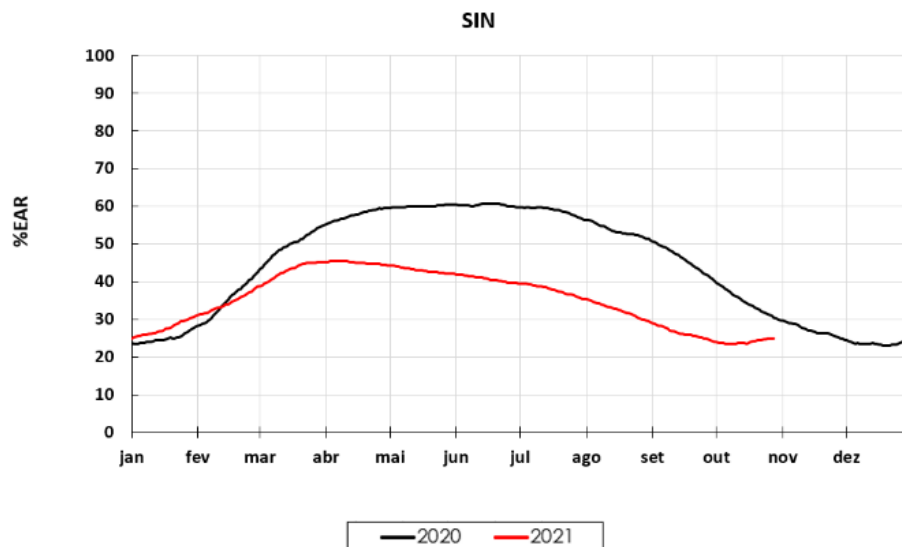
ARMAZENAMENTO DO SIN

Figura 20 - Armazenamento verificado no SIN (2020 e 2021). Fonte: ONS.

Além disso, o Operador informou que as previsões indicavam a permanência da precipitação nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco, Tocantins, Xingu, Tapajós e Madeira, na primeira quinzena do mês, com valores superiores à média. Nas bacias da região Sul, a precipitação deveria ser inferior à média.

Nessa reunião, o ONS apresentou também mensuração dos impactos das medidas adotadas pelo CMSE e pela CREG. Conforme evidenciado, essas medidas, algumas das quais indicadas desde outubro de 2020, foram fundamentais para a garantia da segurança do atendimento ao SIN e permitiram ganhos da ordem de 14 pontos percentuais da $EARM_{\max}$ do subsistema SE/CO, avaliados até o mês de setembro de 2021.

Assim, foi constatado que as ações adotadas pelo CMSE e pela CREG diante das condições hidrológicas adversas vivenciadas no ano de 2021 foram fundamentais para garantir a segurança e a continuidade do atendimento eletroenergético ao SIN.

Em relação às perspectivas para os meses subsequentes, as novas projeções apresentadas pelo ONS para o ano de 2021 indicavam o atendimento da carga de energia elétrica nos cenários avaliados, sem que houvesse necessidade de uso da reserva operativa para atendimento de potência inclusive no cenário conservador considerado. Assim, o ONS registrou, para os meses de novembro e dezembro, a suspensão do recebimento de novas ofertas de geração adicional e para o programa

de resposta voluntária da demanda.

Complementarmente, o ONS ponderou que, a despeito da melhoria nas condições de atendimento eletroenergético tanto para 2021 quanto as perspectivas para 2022, o cenário estava longe de caracterizar uma normalidade operativa. Permanecendo, portanto, a situação de atenção e o monitoramento permanente e contínuo a ser realizado pelo Comitê, respaldado pelos estudos prospectivos elaborados pelo ONS e acompanhamento das demais medidas excepcionais em curso naquele período, que eram fundamentais para a garantia da segurança do atendimento ao SIN, especialmente, para 2022.

Diante dos resultados apresentados e para o enfrentamento da conjuntura vivenciada à época, o CMSE homologou as aprovações, realizadas em reuniões técnicas do Grupo de Trabalho do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN, relativas às ofertas de agentes à Portaria nº 22/GM/MME, de 23 de agosto de 2021, com vigência iniciando no mês de novembro de 2021, limitadas a valores iguais ou inferiores a R\$ 1.250/MWh, em todo o SIN, com confirmação da necessidade eletroenergética pelo ONS durante a programação diária (*Medida 24 do Anexo*).

O Comitê também homologou as aprovações, realizadas em reuniões técnicas do Grupo de Trabalho do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN, relativas às ofertas de agentes à Portaria nº 17/GM/MME, de 22 de julho de 2021, com vigência iniciando no mês de novembro de 2021, limitadas a valores iguais ou inferiores a R\$ 1.250/MWh, para os subsistemas SE/CO e Sul, não sendo aceitas ofertas acima desse valor ou em outros subsistemas (*Medida 10 do Anexo*).

Na sequência, foi novamente destacada a importância da permanência de flexibilizações hidráulicas nas usinas hidrelétricas Jupiá e Porto Primavera para período até outubro de 2022. Dessa maneira, em complementação à deliberação emanada na 255ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 5 de outubro de 2021, considerando as avaliações adicionais sobre o tema, demandadas pela CREG, e os resultados dos estudos realizados pelo ONS, IBAMA e agentes concessionários, o CMSE reconheceu a importância da permanência da flexibilização hidráulica nas usinas hidrelétricas Jupiá e Porto Primavera no final do período úmido e ao longo do período seco de 2022, compreendendo os meses entre março/2022 e outubro/2022, preservados os usos da água, de forma a auxiliar a recuperação e reduzir o

deplecionamento do armazenamento equivalente do SIN, garantindo também a segurança da operação eletroenergética durante o ano seguinte (detalhamento na ficha da *Medida 20 do Anexo*).

A deliberação anterior foi encaminhada para avaliação da CREG.

O ONS realizou ponderações sobre o Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios, proposto pela ANA. Considerando os estudos eletroenergéticos do período de novembro de 2021 a maio de 2022, a aplicação do Plano de Contingência, associado às medidas adotadas por parte do setor elétrico, deveria proporcionar a recuperação parcial dos armazenamentos dos reservatórios das bacias dos rios Paraná e São Francisco (*Medidas 4, 17, 18, 19, 20 e 21 do Anexo*).

No entanto, era fundamental serem previstas medidas de flexibilização das regras estabelecidas pelo Plano de Contingência em alguns cenários eletroenergéticos, de forma a assegurar a continuidade do abastecimento.

Dentre os demais destaques desse Plano, sob a ótica do setor elétrico brasileiro, estava a necessidade de permanência do despacho de geração térmica fora da ordem de mérito e importação sem substituição, a depender da condição hidrológica do próximo período chuvoso (*Medida 6 do Anexo*).

O Comitê deliberou pela criação de Grupo de Trabalho (GT) específico, coordenado pela SEE/MME, e com participação de representantes das instituições que compõem o CMSE, para acompanhar a evolução da implementação dos projetos contratados no 1º Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para a contratação de oferta adicional de energia e potência na modalidade de Energia de Reserva, ocorrido em 25 de outubro de 2021, com compromisso de entrar em operação comercial a partir de 1º de maio de 2022 (*Medida 12 do Anexo*).

Em 5 de novembro de 2021, foi realizada a 8ª e última Reunião da CREG, na qual foi mencionada a proximidade do fim da vigência da MP 1.055/2021, que instituiu a CREG, implicando o encerramento dos trabalhos da Câmara (*Medida 1 do Anexo*).

4.3. Período posterior à escassez hídrica 2020/2021 (nov/21 a abr/22)

Na 258ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 1º de dezembro de 2021, o ONS realizou apresentação sobre as condições de atendimento do SIN, relatando

inicialmente que, com o período chuvoso já configurado e a consequente melhoria nas condições do solo, houve aumento das aflúências observadas, destacadamente nos subsistemas SE/CO, N e NE do Brasil. Como resultado, foi possível dar continuidade ao reenchimento dos reservatórios de relevantes usinas hidrelétricas.

Em novembro de 2021, foi observada precipitação acima da média histórica em relevantes bacias sob a ótica da geração hidrelétrica, a saber as bacias dos rios Paranaíba, São Francisco, Tocantins e Xingu.

Em relação ao atendimento para os meses subsequentes, foram apresentadas projeções com melhoria para os armazenamentos no horizonte até maio de 2022, bem como o pleno atendimento tanto em termos de energia quanto de potência em todo o período, sem necessidade de uso da reserva operativa.

Assim, projetava-se que os armazenamentos, em maio de 2022, no subsistema SE/CO e no SIN seriam 55,9% e 58,0%, respectivamente, considerando a repetição do cenário crítico de chuvas verificado no período chuvoso de 2020/2021, conforme apresentado nas Figura 21 e Figura 22.

RESULTADOS SUDESTE
Simulação Dezembro/2021 a Maio/2022

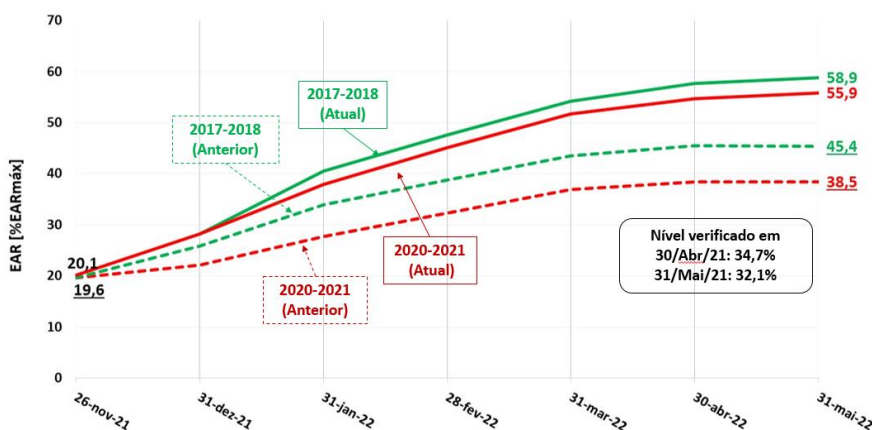


Figura 21 - Resultados estudos prospectivos para o SE/CO de dezembro/2021 a maio/2022. Fonte: ONS.

RESULTADOS SIN
Simulação Dezembro/2021 a Maio/2022

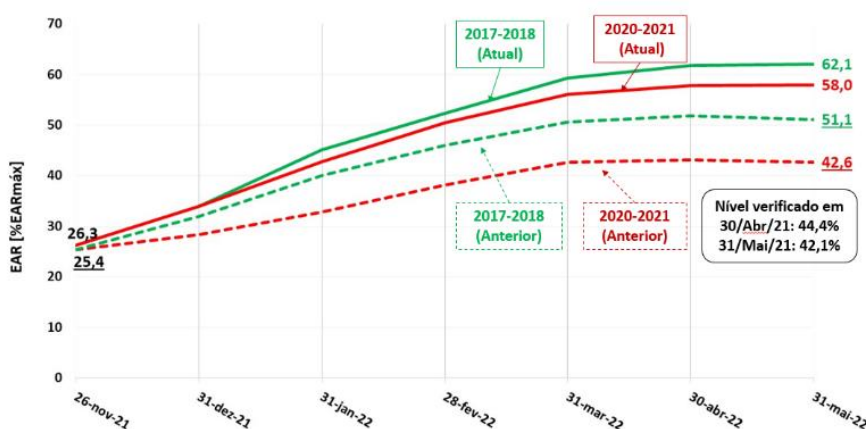


Figura 22 - Resultados estudos prospectivos para o SIN de dezembro/2021 a maio/2022. Fonte: ONS.

Diante das condições de atendimento observadas e considerando o início da recuperação dos armazenamentos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, as restrições relativas aos usos múltiplos da água e as incertezas intrínsecas associadas à evolução da estação chuvosa no início de 2022, o CMSE deliberou por autorizar o ONS a despachar térmica por GE e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai¹⁷, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas, de até 15.000 MW médios ao longo do mês para a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados (*Medida 6 do Anexo*).

Por fim, o CMSE homologou as aprovações realizadas em reuniões técnicas do Grupo de Trabalho do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN, relativas às ofertas de agentes à Portaria nº 17/GM/MME, de 22 de julho de 2021, com vigência iniciando no mês de dezembro de 2021, limitadas a valores de até R\$ 1.000/MWh, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, não sendo aceitas ofertas acima desse valor ou em outros subsistemas (*Medida 10 do Anexo*).

Com vistas a tratar os impactos financeiros no setor elétrico decorrente da situação de escassez hídrica de 2020/2021, foi publicada a MP nº 1.078, de 13 de dezembro de 2021, regulamentada por meio no Decreto nº 10.939, de 13 de janeiro de 2022, que dentre outras medidas possibilitou a estruturação da Conta Escassez Hídrica, viabilizando o equilíbrio financeiro das distribuidoras de energia elétrica e

¹⁷ Nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria nº 339/2018/GM/MME.

mitigando o efeito tarifário imediato aos consumidores regulados (*Medida 5 no Anexo*).

Em 15 de dezembro de 2021, foi realizada a 259ª Reunião (Extraordinária) do CMSE visando avaliar a proposta de curva de referência de armazenamento para o ano de 2022.

Em 12 de janeiro de 2022, na 260ª Reunião (Ordinária) do CMSE, o ONS realizou apresentação sobre as condições de atendimento do SIN, informando que em dezembro de 2021 foi observada a continuidade das chuvas no Brasil, contribuindo para o aumento das afluições verificadas, com o registro de valores acima da média histórica nas regiões NE e N. Em termos de armazenamento, houve aumento em todos os subsistemas, com exceção do Sul, em comparação ao final de novembro de 2021.

Além disso, foi destacada a aderência dos resultados verificados àqueles apresentados na reunião do CMSE de dezembro de 2021, com o armazenamento registrado para o SIN tendo ficado 0,9 pontos percentuais abaixo do previsto, em 33,1%, apesar das chuvas verificadas pelo País.

O fato do volume equivalente do SIN ter ficado 0,9 pontos percentuais abaixo do previsto, apesar do elevado volume de chuvas apresentado no mês de dezembro de 2021, demonstrava que a manutenção das medidas excepcionais, como o despacho fora de mérito, por exemplo, continuavam sendo fundamentais. Nesse mesmo sentido, cumpre mencionar fala do Operador enfatizando que a melhoria nas condições de atendimento apresentadas não ocorreu devido às chuvas, mas, principalmente, à operação mais cautelosa dos reservatórios, fruto das inúmeras medidas aprovadas pelo Comitê desde o ano de 2020. Ou seja, as deliberações do CMSE foram e continuavam sendo imprescindíveis.

Sobre as perspectivas futuras, foram apresentadas projeções para os armazenamentos no horizonte até junho de 2022, com destaque para o pleno atendimento tanto em termos de energia quanto de potência em todo o período, sem a necessidade de uso da reserva operativa.

Diante das condições de atendimento observadas e considerando os resultados do estudo prospectivo apresentado pelo ONS, destacadamente quanto ao benefício da manutenção de medidas excepcionais, alinhadas com as curvas referenciais de armazenamento, o ONS ficou autorizado a despachar térmica por GE e importação

sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai¹⁸, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas, de até 15.000 MW médios, em horizonte até a reunião subsequente ordinária do CMSE, para a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados, limitados a termelétricas que possuam CVU de até R\$ 1.000/MWh. Em casos de reconhecida necessidade sistêmica, advinda de indisponibilidades forçadas de equipamentos em base semanal, ou situações excepcionais devidamente justificadas, e com vistas ao atingimento dos cenários prospectivos apresentados ao CMSE, considerar-se-á como limite o valor de CVU de até R\$ 1.500/MWh. Tais valores teto de CVU indicados poderiam ser revistos nas reuniões técnicas do Grupo de Trabalho do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN, desde que devidamente justificado (*Medida 6 do Anexo*).

O ONS também discorreu sobre os ganhos associados à flexibilização dos critérios de segurança N-2. Os estudos apresentados indicaram que a flexibilização dos critérios de confiabilidade adotados na operação do SIN em janeiro de 2022 não resultava em ganhos de armazenamento nos reservatórios localizados nas regiões, Sudeste, Centro-Oeste e Sul. Cabe registrar que a adoção de critérios menos restritivos na determinação dos limites de transmissão entre N/NE e SE/CO implicava na exposição do SIN à ocorrência de blecautes nas regiões Norte e Nordeste e, pelo menos, à atuação do ERAC nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, no caso de perda de um dos bipolos de Belo Monte (Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio).

Em função disso, foi mantido em janeiro de 2022, na operação do SIN, o critério base de confiabilidade estabelecido nos Procedimentos de Rede para o cálculo de limites de transmissão (N-2). Foi acordado que esses estudos deveriam ser atualizados mensalmente e os seus resultados apresentados nas reuniões ordinárias do CMSE (*Medida 25 do Anexo*).

O CMSE homologou as aprovações, realizadas em reuniões técnicas do Grupo de Trabalho do CMSE para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN, relativas às ofertas de agentes à Portaria nº 17/2021/GM/MME, de 22 de julho de 2021, com vigência iniciando no mês de janeiro de 2022, limitadas a valores de até

¹⁸ Nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria nº 339/2018/GM/MME.

R\$ 1.000/MWh, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, não sendo aceitas ofertas acima desse valor ou em outros subsistemas (*Medida 10 do Anexo*).

Na 261ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 2 de fevereiro de 2022, o ONS informou que em janeiro de 2022 foi observada melhoria nas afluições, principalmente, nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte do País.

Nesse contexto, e considerando a política operativa adotada que visava privilegiar a recuperação dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o armazenamento equivalente do SIN atingiu 49,4% ao final do mês de janeiro de 2022, valor 5,1 p.p. acima do previsto na reunião do CMSE realizada em 12 de janeiro.

Foi destacado também o relevante ganho em termos de volume armazenado na UHE Furnas, que atingiu a cota de 762,0 m, contribuindo para o uso múltiplo das águas.

Quanto à operação do SIN, o ONS frisou que, apesar das melhores condições de atendimento verificadas, havia ainda diversos pontos de atenção, abrangendo, por exemplo, as restrições nos intercâmbios para o Sudeste da energia proveniente do Norte e Nordeste, os baixos volumes armazenados nos reservatórios das usinas hidrelétricas da região Sul, restrições hidráulicas, dentre outros, o que impactava a respectiva otimização e flexibilidade operativa do SIN.

Tendo em vista os resultados apresentados, o CMSE manifestou-se pela redução da intensidade das medidas excepcionais para o atendimento à carga e a garantia do atendimento em 2022.

Diante das condições de atendimento observadas e considerando os resultados do estudo prospectivo apresentado pelo Operador, destacadamente quanto ao benefício da manutenção de medidas excepcionais, alinhadas com as curvas referenciais de armazenamento aprovadas pelo CMSE, o ONS ficou autorizado a despachar térmica por GE e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai¹⁹, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas, de até 10.000 MW médios, ao longo do mês de fevereiro, para a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados, limitados a termelétricas que possuam CVU de até R\$ 600/MWh (*Medida 6 do Anexo*).

¹⁹ Nos moldes do § 13, do art. 1º, da Portaria nº 339/2018/GM/MME.

O CMSE reconheceu ser necessário postergar o prazo de 30 de abril de 2022 para 30 de abril de 2023 das diretrizes da Portaria Normativa nº 5/2021/GM/MME (*Medida 9 do Anexo*).

Em 24 de fevereiro de 2022, o CMSE realizou a 262ª Reunião (Extraordinária), na qual o ONS informou a permanência de condições hidrológicas desfavoráveis em relação ao Sul e consequente deterioração das condições de armazenamento dos reservatórios das bacias dos rios Iguaçu e Uruguai, com perda expressiva de geração na cascata do rio Uruguai. Esse cenário implicava na necessidade de otimização dos recursos energéticos, inclusive com patamares de geração mínima na usina hidrelétrica de Itaipu, de forma a garantir o limite de intercâmbio entre os subsistemas SE/CO e Sul mais elevado.

Para realizar tal operação, era necessário que, durante o mês de março de 2022, as defluências das UHEs do trecho baixo do rio Paraná, contemplando Jupιά e Porto Primavera, pudessem ser moduladas de modo a atender a curva de carga do SIN e fazer frente à necessidade de manutenção de geração na UHE Itaipu de forma a maximizar o intercâmbio de energia proveniente do subsistema SE/CO. Assim sendo, considerando as restrições ambientais vigentes, o ONS informou que a defluência mínima da UHE Porto Primavera, ao longo de março de 2022, deveria ser mantida no valor atual de 3.900 m³/s, podendo oscilar para valores superiores. Já a defluência da UHE Jupιά deveria ser definida em função das vazões incrementais, para atendimento da cota mínima e da defluência da UHE Porto Primavera.

Sobre essa medida, foi destacada a sua aderência às diretrizes do CMSE quanto à necessidade de se assegurar as melhores condições para o atendimento eletroenergético e aos usos múltiplos da água, em respeito inclusive às decisões emanadas pela CREG.

Além disso, foi informado que esta política poderia ser revista a qualquer tempo com o objetivo de assegurar as melhores condições para o atendimento eletroenergético e o atendimento dos usos múltiplos da água, podendo-se ajustar os valores de defluências mínimas das usinas hidrelétricas Jupιά e Porto Primavera para alcançar os patamares de até 2.300 m³/s e 2.900 m³/s, respectivamente, de abril/2022 a outubro/2022, conforme decisão vigente da CREG, emanada em sua 8ª reunião (*Medida 20 do Anexo*).

O ONS destacou também outras ações importantes com vistas ao gerenciamento dos recursos eletroenergéticos, à preservação da governabilidade

das usinas hidráulicas do Sul e à garantia do respectivo atendimento energético, contemplando a manutenção do acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito, priorizando as de menor custo, e a importação de energia elétrica dos países vizinhos.

Relativo ao atendimento aos demais subsistemas (SE/CO, NE e N), foi apresentada proposta para suspensão das medidas adicionais relacionadas aos despachos térmicos por GE e à importação como recurso adicional para atendimento aos seus mercados. Ressalta-se, no entanto, a possibilidade de se realizar despacho térmico em usinas do SE/CO para assegurar o recebimento máximo de energia pelo subsistema Sul, conforme condições expressas na deliberação da reunião.

Diante das condições de atendimento observadas e considerando os resultados do estudo prospectivo apresentado pelo ONS, destacadamente quanto à importância de se preservar os armazenamentos do subsistema Sul, observando as curvas referenciais de armazenamento aprovadas pelo CMSE, deliberou-se que:

(i) O ONS deverá maximizar o intercâmbio de energia elétrica para o subsistema Sul, respeitando os limites elétricos vigentes, ficando autorizado a realizar despacho térmico fora da ordem de mérito no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, caso necessário, com essa finalidade, por usinas termelétricas que contribuam para essa maximização e indicadas em Instrução Operativa²⁰.

- i. O ONS fica autorizado a despachar GE no subsistema Sul e a realizar importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai²¹, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas, desde que alocável no subsistema Sul considerando a Programação Diária da Operação, de forma a minimizar a geração hidrelétrica desse subsistema e visando recuperar seu armazenamento equivalente.
- ii. Estas autorizações deverão observar os limites de até 8.000 MW médios, em horizonte mensal, para a geração termelétrica total das usinas

²⁰ As usinas do Sudeste/Centro-Oeste que contribuem para a maximização do limite elétrico vigente relativo ao recebimento de energia elétrica pelo subsistema Sul (RSUL) são aquelas listadas na Instrução Operativa do ONS “Operação Normal da Interligação Sul / Sudeste” (IO-ON.SSE), do Módulo 5 - Submódulo 5.12, dos Procedimentos de Rede.

²¹ Nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria nº 339/2018/GM/MME.

- despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados, limitadas ambas as operações ao CVU de até R\$ 375,66/MWh. Em caso de indisponibilidade forçada de usinas termelétricas dos subsistemas Sul ou SE/CO ou situações excepcionais devidamente justificadas, e com vistas à preservação do reservatório equivalente do subsistema Sul, poder-se-á despachar usinas com CVU superior ao limite estabelecido.
- iii. Esta deliberação deverá entrar em vigor a partir da próxima semana operativa, a se iniciar em 26 de fevereiro de 2022.

Na 263ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 9 de março de 2022, o ONS informou que permaneciam favoráveis as condições de atendimento ao SIN, beneficiadas pelas chuvas verificadas desde o início do ano aliadas às políticas de recuperação dos principais reservatórios.

Nos primeiros 20 dias de fevereiro de 2022 verificou-se uma condição atmosférica mais favorável para a ocorrência de precipitação nas bacias das regiões Norte, Centro-Oeste e Sudeste, enquanto na região Sul predominou a estiagem.

Como resultado, o armazenamento do SIN alcançou patamar superior ao do mesmo período nos anos de 2020 e 2021, conforme Figura 23.

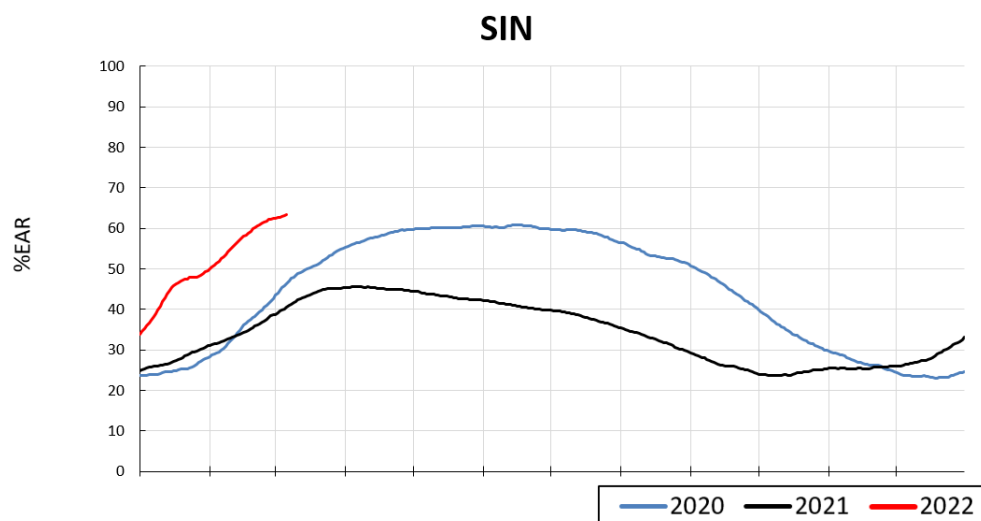


Figura 23 - Armazenamento verificado no SIN (2020, 2021 E 2022). Fonte: ONS.

Dessa maneira, conforme ponderado pelo ONS, apesar da situação favorável do SIN sob a ótica eletroenergética, fez-se necessária a manutenção do permanente

acompanhamento realizado, uma vez que o cenário era de gradativa recuperação dos reservatórios e de recuperação de importantes armazenamentos que viabilizam os usos múltiplos, aliado à tendência de aumento da carga.

A ANA noticiou a antecipação do retorno da navegabilidade na Hidrovia Tietê-Paraná, prevista para ocorrer a partir de meados de março.

Na 264ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 6 de abril de 2022, o Operador destacou a melhoria das condições de afluência da região Sul e, conseqüentemente, recuperação nas condições de armazenamento.

Como resultado das afluências e das políticas adotadas, houve aumento dos armazenamentos equivalentes de todos os subsistemas, contribuindo para que o SIN superasse a marca de 70% de seu volume armazenado.

Também no sentido de ressaltar a melhoria nas condições de atendimento, o Operador mencionou importantes marcos alcançados nos últimos meses, resultantes do sucesso das estratégias adotadas no passado recente, dentre os quais:

- i. Atendimento aos compromissos relacionados aos usos múltiplos das águas, com suspensão majoritária de condicionantes indicadas em Resoluções da ANA e retorno à operação ordinária.
- ii. Atingimento da cota 325,4 m na usina hidrelétrica Ilha Solteira ao final do dia 29 de março de 2022, o que significou antecipação de 2 meses em relação ao compromisso estabelecido, para o restabelecimento da navegabilidade plena na Hidrovia Tietê-Paraná.
- iii. Alcance dos maiores armazenamentos verificados nos últimos anos em importantes reservatórios de usinas hidrelétricas no País, como: 82,1% UHE Furnas, 76,9% UHE Mascarenhas de Moraes, 99,4% UHE Sobradinho e 94,4% UHE Três Marias.
- iv. Replecionamento de 20,7 pontos percentuais no reservatório equivalente do subsistema Sul desde a última reunião do CMSE.

Dessa maneira, diante do exposto e considerando o cenário apresentado pelo ONS, com relevante melhora das condições de atendimento da região Sul e dos armazenamentos das usinas hidrelétricas do País, bem como as perspectivas futuras, o CMSE decidiu revogar as deliberações da 262ª Reunião (Extraordinária)

sobre a adoção de medidas excepcionais para preservação dos estoques armazenados nas usinas hidráulicas do subsistema Sul. Assim, o ONS não deveria despachar térmica por GE nos subsistemas Sul ou SE/CO, neste caso visando maximizar intercâmbios, ou considerar ofertas de importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, passando a considerar as ofertas semanais de importação conforme critério estabelecido na Portaria nº 339/2018/GM/MME.

Essa decisão representou a retomada da operação ordinária do SIN e suspensão da totalidade das medidas excepcionais que autorizaram despachos térmicos por GE e importação, e se refletiria na redução dos custos aos consumidores de energia elétrica brasileiros, mantida a segurança do atendimento.

Registra-se que, desde o final de março, o ONS não comandou novos despachos térmicos por GE em função das condições favoráveis de atendimento, tendo permanecido somente a geração termelétrica indicada pelos modelos computacionais, bem como aquelas advindas de despachos antecipados de usinas termelétricas a GNL ou dos compromissos ainda vigentes, e que se encerrariam ainda no mês de março, relativos às Portarias Normativas nº 5/2021/GM/MME e 17/2021/GM/MME (*Medidas 9 e 10 do Anexo*).

Na sequência, tendo em vista projeções realizadas pela ANEEL relativas à arrecadação da Bandeira Tarifária de Escassez Hídrica para o mês de abril de 2022, diante da significativa melhora das condições de atendimento e, portanto, menor necessidade de despachos termelétricos em comparação com as projeções anteriores, e em prol da modicidade tarifária, o CMSE deliberou pela interrupção da cobrança da Bandeira Tarifária de Escassez Hídrica a partir de 16 de abril de 2022, alinhado ao disposto na Resolução nº 3/2021 da CREG (*Medida 22 do Anexo*).

Por fim, dentre outros assuntos, foi noticiada a proximidade do fim da vigência da Portaria Normativa nº 22/2021/GM/MME, que instituiu o programa de Oferta de RVD. Conforme relatado pela SEE/MME, houve manifestação do ONS indicando não haver necessidade da prorrogação do normativo naquele cenário operativo. Assim, o tema deveria continuar a ser tratado sob a ótica estrutural no âmbito da ANEEL (*Medida 24 do Anexo*).

No dia 4 de maio de 2022, ocorreu a 265ª Reunião (Ordinária) do CMSE, na qual foi informado o fim do despacho antecipado das UTEs Luiz Oscar Rodrigues de Melo e Santa Cruz, que utilizam como combustível o GNL, ficando a geração futura associada ao despacho por ordem de mérito e inflexibilidade (*Medida 6 do Anexo*).

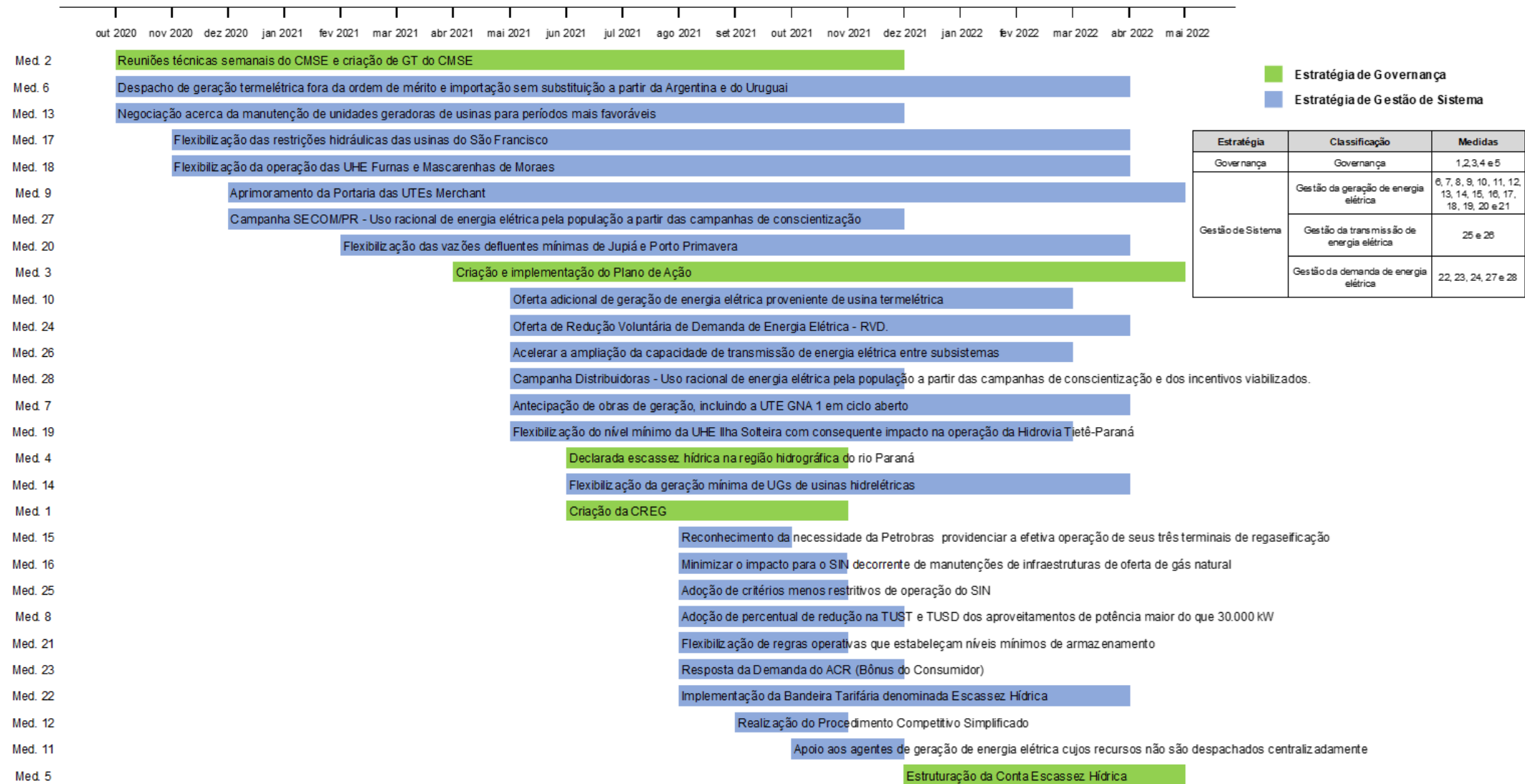
O Operador mencionou também pleno atendimento de todos os condicionantes hidráulicos regulamentados por meio de Resoluções da ANA, com exceção do reservatório da UHE Emborcação, cuja suspensão das restrições associadas às defluências máximas semanais, conforme Resolução ANA nº 108/2021, ocorreria com o respectivo atingimento de volume de 70%. Ainda assim, ressaltou-se a expressiva recuperação nos montantes armazenados, correspondendo a 54 p.p. no período entre 1º de dezembro de 2021 e 30 de abril de 2022, culminando no armazenamento da usina em 68,4% ao final de abril, valor muito próximo à meta estabelecida.

Diante do cenário apresentado, o CMSE deliberou pela finalização das atividades do Grupo de Trabalho instituído conforme decisão de sua 247ª Reunião, ocorrida em 5 de maio de 2021, e que teve como objetivo realizar o acompanhamento periódico das condições de atendimento ao SIN de modo que as ações excepcionais do setor elétrico brasileiro pudessem ser efetivas no aumento da garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no País ao longo de 2021 (*Medida 2 do Anexo*).

Salienta-se que todas as atas das reuniões citadas neste capítulo encontram-se disponibilizadas nos respectivos endereços eletrônicos: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas> (CMSE) e <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/ata> (CREG).

Apresenta-se na Figura 24, a implementação cronológica das medidas deliberadas pelo CMSE, referidas ao longo deste capítulo.

Figura 24 - Linha do tempo - aplicação das medidas do CMSE na escassez hídrica 2020/2021. Fonte: MME



LIÇÕES APRENDIDAS



5. Lições aprendidas no enfrentamento da escassez hídrica

A escassez hídrica de 2020/2021 revelou a importância de certas práticas setoriais para a segurança do sistema elétrico, que devem ser ainda mantidas. Além disso, análise de tal evento possibilitou identificar desafios e oportunidades de melhoria da gestão e do uso dos sistemas eletroenergético e hídrico, tornando-os melhor preparados em caso de nova escassez hídrica.

Os aprendizados identificados pelo GT Lições Aprendidas encontram-se retratados nas fichas das medidas dispostas no Anexo deste relatório, especialmente no campo “Recomendações de Aprimoramentos”, que compõem as subseções 5.1 e 5.2, bem como referidos na subseção 5.3. Salienta-se que outros aprendizados poderão surgir, até mesmo em decorrência de análises futuras deste trabalho.

Assim, este capítulo pretende apresentar as lições aprendidas com a aplicação das 28 medidas, consideradas pelo GT Lições Aprendidas como as mais relevantes, distribuídas nas vertentes “Estratégia de Governança” e “Estratégia de Gestão do Sistema”. Cabe salientar que as lições aprendidas dispostas neste relatório devem ser aproveitadas pelas instituições competentes, que deverão inclusive providenciar a realização dos estudos recomendados, visando, na medida do possível, o seu aproveitamento na elaboração do plano estratégico de contingência recomendado no item 9.1.1 do Acórdão 1567/2022 do TCU.

As recomendações de aprimoramento dispostas neste capítulo que estão sendo tratadas por meio de planos específicos, como o Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR), deverão seguir desta forma, e seus resultados serão aproveitados no referido plano estratégico de contingência.

5.1. Estratégia de governança

Criação da CREG (Medida 1)

A CREG foi essencial para o enfrentamento da severa situação de escassez hídrica existente naquela ocasião, fortalecendo a governança para a gestão dos recursos hidroenergéticos, estabelecendo a articulação necessária entre os órgãos e entidades responsáveis pelas atividades dependentes desses recursos.

Com o trabalho da CREG, em função da sua ampla composição ministerial, foi possível observar as particularidades de diversos atores afetados pela escassez hídrica, possibilitando tomadas de decisões mais assertivas e maior colaboração dos agentes na aplicação ágil e tempestiva das medidas necessárias.

Como lição aprendida, o GT entende que, em momentos críticos como de escassez hídrica, é essencial maior celeridade no estabelecimento de governança multissetorial para discussões e tomadas de decisões estratégicas em nível ministerial, de forma tempestiva, mitigando os impactos dos problemas e reduzindo o tempo de recuperação dos setores afetados. Assim, é relevante realizar uma avaliação sobre a criação de legislação para estabelecimento de governança em caráter excepcional e temporário, a ser empregada quando de condições hidroenergéticas críticas que demandem uma atuação multissetorial.

Outra lição aprendida, observada a partir das diversas medidas emanadas pela CREG, é a importância do constante aprimoramento de normativos e processos. Nesse sentido, o GT recomenda avaliar quais ações da CREG para enfrentamento de conjunturas adversas devem ser realizadas de forma ordinária (a depender da análise de oportunidade e conveniência com vistas ao interesse público), indicando os aprimoramentos legais ou infralegais necessários.

Reuniões técnicas semanais do CMSE e criação de GT do CMSE (Medida 2)

As reuniões técnicas semanais do CMSE foram importantes no acompanhamento inicial da escassez hídrica, tendo sido substituídas pelas reuniões de GT criado pelo CMSE, dada a necessidade de formalização dos trabalhos de acompanhamento do cenário vivenciado e da aplicação das medidas necessárias, em razão do agravamento da situação.

Sobre a aplicação da Medida “criação do GT CMSE”, concluiu-se que o processo de formalização do GT é adequado, tendo em vista sua simplicidade e agilidade de implementação quando observadas condições que possam colocar em risco a segurança eletroenergética do SIN e que demandem acompanhamento contínuo.

Em termo de recomendação, cabe enfatizar a importância de: internalizar junto às instituições participantes do CMSE os aprendizados adquiridos na escassez hídrica 2020/2021, para auxiliar na atuação em momentos críticos futuros; e elaborar um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises

hidroenergéticas no setor elétrico, em linha com a recomendação constante no Acórdão 1567/2022-TCU-Plenário.

Criação e implementação do Plano de Ação (Medida 3)

Foi comprovada a importância do Plano de Ação, pois serviu como instrumento de gestão e coordenação das ações que envolveram diversas instituições.

Na elaboração do trabalho entendeu-se que é importante realizar adaptações neste Plano, no caso de necessidade futura, em função da evolução dos setores elétrico e hídrico, que são dinâmicos e compostos por múltiplos usuários.

Ademais, deve-se elaborar um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor elétrico, em linha com a recomendação constante no Acórdão 1567/2022-TCU-Plenário.

Declaração de Situação de Escassez Hídrica na Região Hidrográfica do rio Paraná (Medida 4)

A grande extensão da região hidrográfica do Paraná torna complexa a gestão de seus recursos hídricos, por envolver diversos agentes que utilizam tais recursos para fins e prioridades distintas. Assim, eventuais medidas e decisões a serem implementadas para operação nessa região devem ser avaliadas, na medida do possível, quanto aos seus impactos aos diversos usuários.

Com vistas a aumentar a segurança hídrica para os usos múltiplos, faz-se necessário o estabelecimento de condições de operação permanentes para os reservatórios das bacias do Grande e do Paranaíba, e para os reservatórios do Rio Paraná, notadamente para os reservatórios de Jupia e Porto Primavera. Sobre isso, cumpre destacar que, no momento de consolidação deste relatório, já se encontravam vigentes as Resoluções elaboradas pela ANA, em articulação com o ONS, que estabelecem regras operativas para reservatórios situados nas bacias dos rios Grande (Resolução ANA nº 193, de 10 de maio de 2024) e Paranaíba (Resolução ANA nº 194, de 10 de maio de 2024). Basicamente, essas resoluções estabelecem para os reservatórios das UHEs de Furnas e Mascarenhas de Moraes, no rio Grande, e de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba, restrições de defluências máximas que deverão ser consideradas ao longo de um dado mês, as quais são definidas a partir das condições de armazenamento desses reservatórios avaliadas ao início do mês.

Também no momento em que este relatório foi elaborado, encontrava-se em discussão proposta de resolução que versa sobre a definição das defluências mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera.

Com objetivo de aprimorar o planejamento eletroenergético, recomenda-se avaliar a realização de estudos sobre a não estacionariedade de séries de vazões no processo de planejamento, visando verificar se o uso dos dados históricos muito antigos no referido processo são factíveis, em função de alterações climáticas que tem sido observadas.

Por fim, recomenda-se incentivar a elaboração de planos de contingência pelos setores usuários de água, que contenham ações a serem implementadas durante e após a ocorrência de situações de escassez hídrica.

Estruturação da Conta Escassez Hídrica (Medida 5)

Dados os impactos financeiros que a adoção de medidas excepcionais e temporárias trouxeram ao setor elétrico, entende-se que a tomada de decisão para criação da Conta de Escassez Hídrica foi essencial para viabilizar o equilíbrio financeiro das Distribuidoras e mitigar o efeito tarifário aos consumidores regulados.

Entretanto, recomenda-se a realização de estudos com intuito de elaborar alternativas capazes de endereçar ações excepcionais de equacionamento financeiro associadas a medidas de segurança energética de igual natureza, tal como no caso da escassez hídrica de 2020/2021.

Comentários adicionais - Salas de reunião da ANA

As Salas de Crise e Salas de Acompanhamento da ANA foram importantes no processo de governança da escassez hídrica 2020/2021.

Conforme consta no Relatório final do Grupo de Trabalho do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR), elas proporcionam um ambiente de reunião de atores para solução de conflitos potenciais ou instalados relacionados aos usos múltiplos da água, bem como discussão e adoção de medidas para garantir maior resiliência aos sistemas ante a ocorrência de eventos hidrológicos críticos.

Cada Sala de Crise e de Acompanhamento demanda o envolvimento de atores específicos. De forma geral, participam das Salas representantes de órgãos gestores

de recursos hídricos²², de órgãos de meio ambiente²³, de órgãos de clima e tempo²⁴, do setor elétrico²⁵, de comitês de bacias (onde existem), de Defesa Civil, de diferentes setores usuários da água²⁶ e órgãos interessados no tema. Observa-se, geralmente, um bom nível de engajamento dos participantes, o que propicia discussões qualificadas e, com o passar do tempo, maior facilidade para que sejam alcançadas soluções adequadas aos problemas apresentados nas Salas.

Cabe ressaltar que uma importante lição aprendida é a necessidade da manutenção e aprimoramento dessas Salas, que são essenciais como espaços de informação e consulta, propiciando um ambiente de colaboração, com nivelamento de conhecimento e de voz entre os participantes, em que as informações compartilhadas contribuem para avaliação da sensibilidade dos impactos das medidas propostas para enfrentamento das situações críticas das bacias e para subsidiar a tomada de decisão por parte dos atores competentes.

5.2. Estratégia de gestão do sistema

5.2.1. Gestão da geração de energia elétrica

As medidas aplicadas para gestão da oferta de energia elétrica permitiram a manutenção da governança das cascatas, a preservação do recurso hidráulico nos reservatórios e a otimização do parque gerador, com vistas ao atendimento eletroenergético e aos usos múltiplos das águas.

Medidas a partir de políticas existentes

Despacho termelétrico fora da ordem de mérito e importação; redução na TUST e TUSD; e Portaria das UTEs *Merchants* (Medidas 6, 8 e 9)

Antes do período de escassez hídrica 2020/2021, havia algumas políticas que já eram aplicadas no setor elétrico. Porém, com o agravamento da referida escassez

²² ANA, Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional (MIDR), órgãos estaduais de gestão de recursos hídricos;

²³ Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e órgãos estaduais de meio ambiente;

²⁴ Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), e o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), Centro Nacional de Monitoramento e Alertas de Desastres Naturais (Cemaden);

²⁵ MME, ANEEL, ONS, concessionários de usinas hidrelétricas;

²⁶ Empresas de abastecimento, agricultura irrigada, turismo, entre outros.

hídrica, parte dessas políticas precisou ser empregada de forma mais intensa, dada a necessidade de ampliação da disponibilidade de energia elétrica para o sistema.

As primeiras ações de recursos adicionais ao SIN, que constam na Medida 6, foram a de despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito para garantia de suprimento energético (GE) e a realização de importação de energia elétrica a partir da Argentina e do Uruguai sem substituição de usinas termelétricas.

No entendimento do GT, a experiência com a aplicação dessas ações mostrou que é necessária a continuidade e aprimoramento dos estudos prospectivos de energia e de ponta de carga, de forma a antever problemas e buscar soluções de forma antecipada. Ademais, recomenda-se o aprimoramento dos insumos desses estudos, tais quais, previsão de carga, previsão da geração de usinas não simuladas e de vazões, bem como o aprimoramento contínuo da metodologia adotada na construção das Curvas de Referências (CRef) dos subsistemas e do SIN, conforme trabalho realizado no âmbito do PRR, com a execução da Ação CP5 “Aprimoramento da metodologia da Curva de Referência - Cref”.

Cabe observar que o item 9.3 do Acórdão nº 922/2023-TCU-Plenário determinou ao CMSE que elabore um plano de ação para regulamentar procedimentos relativos à transparência das deliberações relacionadas à geração fora da ordem do mérito. Tal solicitação será abordada oportunamente em trabalho específico.

Dando continuidade à análise, destaca-se que algumas das políticas existentes sofreram alterações visando aumentar a participação dos agentes, como é o caso das Medidas de redução na TUST e TUSD (Medida 8), e da Portaria das UTEs denominadas de *Merchants* (Medida 9).

No caso da Medida 8, houve a ampliação do limite de geração com possibilidade de adoção de percentual de redução na TUST e TUSD dos aproveitamentos de potência maior do que 30.000 kW. Contudo, a aplicação dessa Medida mostrou-se pouco efetiva em termos de geração adicional, tendo sido verificada prática não prevista na concepção inicial da proposta, visto que um agente conseguiu obter redução na TUST e TUSD, mesmo sem ter representado uma efetiva geração adicional ao sistema.

Observando o resultado dessa Medida, recomenda-se avaliar motivos da sua não efetividade e propor eventuais ajustes. A partir dessa análise, será possível decidir se cabe o uso do mecanismo, aprimorado no plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de escassez hídrica no setor elétrico. Conforme a

necessidade, pode-se estabelecer instrumento legal ou infra legal para implementação da Medida, inclusive contemplando forma de vedar práticas oportunistas por parte dos agentes que buscam se beneficiar do mecanismo, sem agregar nenhum valor adicional de geração ao sistema. (exemplo: vedar a alteração de MUST/MUSD durante vigência da Medida).

Com relação à Medida 9, observa-se que embora somente uma usina tenha aderido a esse mecanismo, a geração adicional ao sistema foi significativa, evidenciando a importância dessa Medida.

O GT entendeu que o prazo de duração das ofertas de até 6 meses mostrou-se inadequado, tendo em vista que, em regra, as condições excepcionais possuem prazos mais curtos. Assim, recomenda-se não implementar a diretriz referente ao prazo de duração das ofertas nos regramentos ordinários sobre *Merchant*. Um eventual estabelecimento de duração máxima para as ofertas deverá ser avaliado em caso excepcional.

Dentre os aprimoramentos já implementados em portarias que tratam de usinas *Merchants*, emitidas após o período de escassez hídrica, destaca-se a retirada da exclusividade de aplicação a UTEs à gás natural, ampliando a possibilidade de outras fontes termelétricas serem enquadradas nos referidos atos.

Medidas a partir de políticas novas:

Oferta de geração térmica - Portaria 17/2021; e Procedimento Competitivo Simplificado (Medidas 10 e 12)

A Portaria nº 17/2021/GM/MME estabeleceu diretrizes para oferta adicional de geração de energia proveniente de usina termelétrica, sem CVU, a ser utilizada no curto prazo para atendimento ao SIN (Medida 10).

Observou-se, com a aplicação dessa Portaria, o interesse de outras tecnologias, tais como a utilização de barcaças, baterias e locomotivas para produção de energia elétrica. Assim, entende-se ser relevante em futuras aplicações de medida semelhante a definição de diretrizes abrangentes e neutras tecnologicamente a fim de contemplar a contribuição de diferentes recursos energéticos.

A avaliação da implementação desta Medida resultou as seguintes propostas de melhoria:

- i. Necessidade de aprimoramento quanto à maior previsibilidade e

antecedência na aprovação das ofertas, de forma a viabilizar a participação de cada recurso alinhada às características e modelos de negócio específicos;

- ii. Reavaliar a forma de apresentação das ofertas pelos agentes, de forma a especificar precisamente o volume, o preço e a duração de cada oferta, facilitando a avaliação e os aceites pelo CMSE. Permitir que um agente possa apresentar vários tipos de ofertas e realizar ajustes nas mesmas de forma mais dinâmica;
- iii. Avaliar o estabelecimento de duração máxima para os produtos ofertados, de forma geral ou específica, já na abertura do processo de recebimento de ofertas, que serão dinamicamente definidos em razão das necessidades sistêmicas indicadas pelo ONS e apresentadas ao CMSE, possibilitando produtos mais adequados em termos de volume, preço e duração;
- iv. Avaliar o estabelecimento de metodologia para se estabelecer volumes, preços e durações, de referência, das ofertas a serem aceitas em cada momento, em âmbito interno e de caráter restrito às avaliações técnicas realizadas pelo CMSE, enquanto durar a situação excepcional que necessite de aceite dessas ofertas; e
- v. Priorizar e agilizar a emissão ou atualização de outorgas de usinas, em períodos de escassez hídrica, viabilizando as ofertas nessa sistemática.

A Medida 12 teve por objetivo a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para contratação de capacidade adicional de geração, na forma de energia de reserva (Portaria Normativa nº 24/2021/GM/MME). Puderam participar dessa competição empreendimentos novos e existentes, conforme regras estabelecidas em edital.

Entende-se que para uma avaliação mais assertiva das condições de suprimento futuras e eventuais riscos de desabastecimento, é necessário aprimorar continuamente os processos de planejamento da expansão e da operação, sendo observado:

- i. A melhoria da representação das restrições hidráulicas nos modelos de planejamento e operação é essencial para que seja possível a captura de cenários adversos e, dessa forma, definir que medidas podem ser tomadas com a antecedência necessária a fim de garantir o melhor uso e gestão dos

- recursos energéticos. O aprimoramento da representação destas restrições na cadeia de modelos eletroenergéticos é atualmente objeto de um grupo de trabalho do Comitê Técnico (CT) PMO-PLD, em função de recomendação feita no âmbito do Plano de Recuperação dos Reservatórios (PRR), na Ação CP2 - "Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de médio e longo prazos". É necessário ressaltar a importância deste tema e dar continuidade aos estudos relacionados; e
- ii. A qualidade dos dados que alimentam os modelos é de vital importância para a obtenção de resultados mais próximos à realidade. Trabalhar para que os agentes forneçam informações atualizadas e mais próximas possíveis da realidade operativa de suas usinas é um passo importante para assegurar uma representação adequada nos modelos.

Ademais, deve-se atentar para melhorias no sentido de:

- i. Buscar eliminar barreiras que dificultem a aplicação de penalidades contratuais, inclusive as relacionadas à eventual descontratação de usinas atrasadas;
- ii. Buscar soluções de desenho de leilões que minimizem o arrependimento da contratação;
- iii. Preferencialmente considerar a questão do escoamento em processos competitivos de expansão de geração, para garantir que haja condições de transmissão de energia de novos empreendimentos; e
- iv. Reavaliar os prazos associados à implantação das novas usinas, em situações emergenciais.

Adicionalmente, no contexto desta Medida, recomenda-se a realização de estudos de resiliência climática.

Relacionado a tal resiliência, conforme previsto no PRR, são elencadas a seguir as Ações que buscam aperfeiçoamento do planejamento eletroenergético sob a ótica dos riscos trazidos pelas mudanças climáticas, visando minimizar a necessidade de contratar oferta adicional de energia elétrica emergencial: Ação CP13 - "Estruturação e modelagem de base de dados de indicadores e estatísticas socioambientais de riscos

climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas no setor de energia.”; Ação CP17 - “Elaboração de *Roadmap* que aborde iniciativas e estratégias que permitam o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas”; Ação MP3 - “Avaliação de estudos sobre as mudanças no regime de vazões”; e Ação MP4 - “Aprimoramento da metodologia de geração de cenários hidrológicos, considerando cenários climáticos (MP3), para incorporação nos modelos e estudos de planejamento do setor elétrico”. Ademais, aprimorar e expandir os programas de resposta da demanda e eficiência energética, por exemplo, mostra-se como uma oportunidade de aumento da segurança de suprimento, reduzindo a necessidade de contratação de oferta adicional.

Por fim, cabe salientar que apesar desta Medida não ter se mostrado fundamental para garantir as condições de suprimento do SIN, em razão da reversão do quadro hidrológico, a mobilização para contratação dessa oferta adicional (indicada nos estudos para garantia da adequabilidade do suprimento) foi realizada de forma célere e efetiva, o que teria sido essencial caso o quadro de escassez perdurasse, demonstrando a capacidade das instituições do setor de lidarem com situações de escassez hídrica acentuada.

Medidas de Gestão:

Antecipação de obras de geração; apoio aos agentes de geração não despachados centralizadamente; e negociação acerca do período de manutenção de unidades geradoras (Medidas 7, 11 e 13)

Durante a escassez hídrica, havia a necessidade de acelerar o ritmo de implantação dos empreendimentos de geração (Medida 7), de forma a dispor de novos recursos o quanto antes, visando garantir a máxima disponibilidade de geração no atendimento ao SIN.

Entende-se que é importante promover os seguintes aprimoramentos para viabilizar a antecipação dos empreendimentos de geração, nas futuras situações em que sejam identificadas a necessidade de aumento da oferta de energia pelo CMSE, com vistas a ampliar a segurança operativa:

- i. Buscar maior articulação institucional;
- ii. Fortalecer a articulação com os concessionários de geração, visando auxiliar na solução de dificuldades e identificar oportunidades para antecipar

- cronogramas de implantação;
- iii. Estabelecer mecanismos para priorizar e agilizar a emissão de licenças ambientais;
 - iv. Priorizar a avaliação dos estudos elétricos, visando a emissão dos termos de liberação de operação de empreendimentos prioritários;
 - v. Aprimorar as atividades de monitoramento e de priorização de empreendimentos de geração pelas instituições, a partir de apontamentos em estudos realizados periodicamente pelo ONS e EPE, inserindo esses empreendimentos em monitoramento diferenciado na SNEE/MME; e
 - vi. Buscar garantir a aderência dos dados do planejamento setorial com os dados utilizados na operação eletroenergética do sistema.

Prosseguindo, já como medidas de gestão relacionadas à operação do sistema elétrico, o ONS manteve entendimentos com os agentes do setor com vistas a:

- i. dar apoio aos agentes de geração cujos recursos não são despachados centralizadamente (Medida 11). Tal Medida compreendeu destacadamente as PCHs, tendo por objetivo que a operação dessas usinas fosse otimizada a partir da modulação de sua geração alinhada às necessidades sistêmicas para atendimento à demanda máxima do SIN, quando possível; e
- ii. negociar o período de manutenção de unidades geradoras para momentos mais favoráveis (Medida 13). Essa Medida visava a maximização da disponibilidade de unidades geradoras, tanto hidrelétricas quanto termelétricas.

No caso da Medida 11, foi observada a necessidade de estudar aprimoramento da regulação, associada ao trabalho a ser desempenhado entre ONS e centros de operação das Distribuidoras para se aprimorar a programação e o acompanhamento da geração interna na rede de distribuição, em benefício da otimização eletroenergética do SIN.

Sobre a Medida 13, a experiência vivenciada nesse período ensejou nas seguintes recomendações:

- i. Utilizar os dados do planejamento energético de médio prazo para avaliação

- das intervenções energéticas, visando alocá-las, sempre que possível, em períodos de menor demanda por geração adicional no sistema;
- ii. Estruturar o Plano Anual de Intervenções Energéticas, com atualizações quadrimestrais;
 - iii. Considerar as propostas de intervenções do plano anual nos estudos operativos em substituição à utilização das taxas de falhas típicas (TEIF e IP); e
 - iv. Considerar também esses aprimoramentos para auxiliar na gestão da disponibilidade de geração nos períodos de maior demanda máxima no SIN.

Medidas junto à Petrobras:

Operação dos seus três terminais de regaseificação e minimização do impacto para o SIN decorrente de manutenções de suas infraestruturas de oferta de gás natural (Medidas 15 e 16)

Com o aumento da geração termelétrica em função da redução de geração hídrica, houve uma preocupação com relação ao abastecimento de combustível das UTEs. Essa preocupação ensejou as seguintes medidas:

- i. reconhecimento da necessidade de a Petrobras providenciar, até 30 de setembro de 2021, a efetiva operação de seus três terminais de regaseificação (Medida 15). Nessa época, a empresa possuía três terminais de regaseificação de GNL, sendo eles: Bahia (BA), Baía de Guanabara (RJ) e Pecém (CE), estando esse último sem FSRU (embarcação na qual é realizado o armazenamento e a regaseificação de GNL). A falta de FSRU em Pecém gerava restrição de suprimento de gás natural às térmicas do Estado: Termofortaleza, Termoceará e Vale do Açu; e
- ii. minimizar o impacto para o SIN decorrente de manutenções de infraestruturas de oferta de gás natural, da Petrobras (Medida 16). A Petrobras havia agendado manutenção programada da Plataforma de Mexilhão e do Gasoduto Rota 1, por 30 dias, entre agosto e setembro de 2021. Essa parada programada poderia afetar o suprimento de gás natural às UTEs.

No que se refere à Medida 15, foi verificado que o processo de acesso excepcional

ao TR-Pecém não teve sucesso, o que sugere alguns pontos de atenção para eventuais novos processos semelhantes:

- i. O processo de instalação de uma FSRU de um terceiro em um terminal de GNL não é simples. Isso foi verificado no processo de arrendamento do TRBA, que demonstrou a complexidade de trazer uma FSRU do exterior, internalizá-la e colocá-la em operação. Todo o processo envolve necessidade de autorizações de diversos órgãos, questões de alfandegamento, compatibilidade técnica de conexão da FSRU ao terminal, celebração de contratos de suprimento de gás natural, entre outras;
- ii. Não havia ainda um modelo definido para o acesso excepcional ao TR-Pecém, de modo que houve necessidade de proposição e avaliação de um novo modelo, envolvendo a Petrobras e a ANP;
- iii. As equipes técnicas envolvidas nas discussões, tanto na Petrobras quanto na ANP, eram as mesmas que estavam tratando do arrendamento do TRBA e de outros temas, o que acabou sobrecarregando suas atividades e, eventualmente, dilatando mais os prazos;
- iv. A incerteza quanto ao período de acesso (visto estar vinculado à conclusão do processo de arrendamento do TRBA e o deslocamento da FSRU da Petrobras até o TR-Pecém) deve ter afastado o interesse de alguns agentes, pois não havia garantia de continuidade, importante para celebração de contratos de suprimento de gás natural com consumidores livres e distribuidoras de gás canalizado;
- v. A escassez hídrica ocorreu no mesmo período em que houve aumento da demanda global por GNL e escassez de oferta no mundo, levando a uma alta de preços sem precedentes. Nesse contexto, havia concorrência pelo GNL e pelas FSRUs no mercado internacional, reduzindo a atratividade de projetos com maiores riscos ou com menores expectativas de retorno; e
- vi. Para um processo que teria que ser muito expedito, tanto para contratação quanto para operação, seria recomendável avaliar previamente a existência de interessados e a disponibilidade de equipamentos no mercado, especialmente, no caso, uma FSRU, de modo a ter uma expectativa de sucesso antes de empreender todo o esforço necessário.

Além desses, cabe observar que a experiência demonstra a importância de ter terminais de GNL conectados ao sistema de transporte de gás natural, de modo que seria recomendável estudar/avaliar as regras dos leilões de energia elétrica, para que essas não levem à preferência por UTEs conectadas a terminais de GNL exclusivos e isolados.

No que tange à Medida 16, apresentam-se os seguintes aprimoramentos:

- i. Recomendação para que as UTEs avaliem se conectar ao sistema de transporte, para maior flexibilidade de fonte de suprimento de gás natural;
- ii. Promoção da diversificação de fornecedores de gás natural, para maior segurança no abastecimento desse combustível;
- iii. Programação das paradas de manutenção no período de menor necessidade de geração termelétrica, cuja demanda tem maior sazonalidade ao longo do ano;
- iv. Avaliação da necessidade de aprimoramento no procedimento de informação sobre paradas para manutenção de infraestruturas de suprimento de combustíveis que afetem conjunto de usinas termelétricas; e
- v. Promoção da conexão dos terminais de GNL existentes ao sistema de transporte, para otimizar o uso de infraestruturas existentes e reduzir riscos no suprimento de gás natural.

Flexibilização de restrições hidráulicas e regras operativas (Medidas 14, 17 a 21)

A medida de flexibilização da geração mínima de usinas hidrelétricas (Medida 14) reduziu a inflexibilidade das usinas hidrelétricas, possibilitando maior alocação de energia termelétrica no atendimento da carga e, por consequência, permitindo ganhos de armazenamento nos subsistemas SE/CO e Sul.

Recomenda-se como aprimoramentos à medida:

- i. Continuar e aprimorar os estudos prospectivos de energia e de ponta de carga, de forma a antever o problema de esgotamento de armazenamento de usinas;
- ii. Antecipar as tratativas entre os agentes e demais envolvidos, a fim de

- sinalizar tempestivamente a necessidade de flexibilizações, a serem submetidas e avaliadas pelos órgãos competentes, em caso de escassez hídrica ou da necessidade de ação preventiva;
- iii. Realizar estudos e desenvolver projetos com o objetivo de solucionar questões que acabam se tornando restrições hidráulicas na operação dos reservatórios. Nesse intuito, podem ser utilizados os recursos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, para desenvolvimento de ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios; e
 - iv. Quantificar, avaliar e discutir previamente os impactos positivos e negativos, para os diversos setores, decorrentes da flexibilização de regras operativas, bem como medidas de mitigação dos impactos negativos.

As medidas de flexibilização na utilização dos recursos hídricos (Medidas 17 a 21), indicadas a seguir, tiveram como objetivo geral minimizar a degradação do armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas, de modo a garantir a segurança do atendimento eletroenergético do País: Medida 17 - Flexibilização das restrições hidráulicas das usinas do São Francisco; Medida 18 - Flexibilização na operação das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes; Medida 19 - Flexibilização do nível mínimo da UHE Ilha Solteira com consequente impacto na operação da Hidrovia Tietê-Paraná; Medida 20 - Flexibilização das vazões defluentes mínimas de Jupia e Porto Primavera; e Medida 21 - Flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento.

Os objetivos específicos de cada medida constam nas respectivas fichas do Anexo.

Após análise dessas medidas, foi possível identificar de forma geral a importância de:

- i. manter e aprimorar a governança institucional com realização de reuniões periódicas que permitam a participação dos diversos segmentos de usuários, entre atores governamentais e não governamentais, que são ou podem ser impactados pelos efeitos de crises hídricas ou têm alguma atuação sobre elas, sob responsabilidade da ANA;
- ii. avaliar constantemente possíveis medidas capazes de viabilizar a flexibilização de restrições hidráulicas e operativas de usinas hidroelétricas,

- a serem submetidas e avaliadas pelos órgãos competentes, no sentido de aproveitar janelas de oportunidade para promover a preservação de recursos estocados nas bacias hidrográficas; e
- iii. Quantificar, avaliar e discutir previamente os impactos positivos e negativos, para os diversos setores, decorrentes da flexibilização de regras operativas, bem como medidas de mitigação dos impactos negativos.

Em relação a todas essas Medidas, exceto a Medida 20, observa-se a necessidade de realizar estudos e desenvolver projetos que visem solucionar questões que acabam se tornando restrições hidráulicas na operação dos reservatórios. Nesse sentido, identifica-se a possibilidade de serem utilizados os recursos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, para desenvolvimentos de ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios.

No que se refere às Medidas 18 e 20, destaca-se a relevância de que eventuais regras operativas para reservatórios localizados em sub-bacias do rio Paraná, como a bacia do rio Grande, sejam propostas em caráter estrutural (não apenas de caráter excepcional para o enfrentamento de uma situação de escassez hídrica), considerando o reflexo dessas regras em toda a bacia do rio Paraná. Deve-se constar nessas resoluções ressalvas considerando a garantia do atendimento aos usos múltiplos da bacia (eletroenergético, ambiental etc.). Sobre isso, cumpre destacar que, no momento de consolidação deste relatório, já se encontravam vigentes as Resoluções elaboradas pela ANA, em articulação com o ONS, que estabelecem regras operativas para reservatórios situados nas bacias dos rios Grande (Resolução ANA nº 193, de 10/05/2024) e Paranaíba (Resolução ANA nº 194, de 10/05/2024). Basicamente, essas resoluções estabelecem para os reservatórios das UHEs de Furnas e Mascarenhas de Moraes, no rio Grande, e de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba, restrições de defluências máximas que deverão ser consideradas ao longo de um dado mês, as quais são definidas a partir das condições de armazenamento desses reservatórios avaliadas ao início do mês. Também no momento em que este relatório foi elaborado, encontrava-se em discussão proposta de resolução que versa sobre a definição das defluências mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera.

Especificamente quanto à medida de flexibilização das restrições hidráulicas das usinas do São Francisco (Medida 17), sugere-se avaliar a possibilidade de incorporação na Resolução nº 2.081/2017 de ressalvas que já constam em outras

resoluções emitidas pela ANA posteriormente, como para a bacia do rio Paranapanema, no sentido de que, excepcionalmente, o ONS possa operar os reservatórios da bacia do rio São Francisco com condições diferentes das estabelecidas para:

- i. atendimento de questões eletroenergéticas (atualmente só trata de questões elétricas);
- ii. atendimento de questões ambientais; e
- iii. realização de testes, ensaios e manutenção e inspeção de equipamentos.

No que tange especificamente à flexibilização na operação das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes (Medida 18), recomenda-se que seja incentivada a realização de estudos para mapeamento dos impactos das mudanças de cotas de operação sobre as outorgas vigentes das usinas hidrelétricas, buscando preservar a contribuição desses ativos para a segurança eletroenergética do País. Adicionalmente, recomenda-se que sejam avaliadas e revistas as restrições hidráulicas operativas, tendo em vista o respeito às outorgas vigentes e a operação em cascata das usinas nas bacias hidrográficas, conforme trabalho realizado no âmbito da execução das Ações CP10 “Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas”, tendo em vista a “nova” dinâmica de operação dos reservatórios (CP3) e LP5 “Desenvolver capacidade de análise sobre os impactos de propostas de restrições hidráulicas e/ou restrições eletroenergéticas nas usinas hidrelétricas em operação”, do PRR.

Referente à experiência obtida com a flexibilização do nível mínimo da UHE Ilha Solteira com consequente impacto na operação da Hidrovia Tietê-Paraná (Medida 19), constatou-se a relevância de priorizar a realização das obras de derrocamento em Nova Avanhandava, permitindo assim a retirada da restrição de cota mínima de 325,40 m na UHE Ilha Solteira. Em linha com a ideia de permitir a redução da cota de operação da usina, é importante que se avalie a realização de estudos de viabilidade para construir uma eclusa na UHE Ilha Solteira, o que permitiria sua operação até a cota 314,00 m. Ademais, em relação à operação em pulsos na Hidrovia Tietê-Paraná, que permitiu a manutenção do transporte das cargas estando os reservatórios com níveis mais baixos, recomenda-se aproveitar este histórico de operação para fins de estudo e aprimoramento do processo, devendo ser registrado em documentação específica para que, em caso de necessidade, possa ser acessado e sirva de orientação para uso

futuro.

Especificamente, sobre a flexibilização das vazões defluentes mínimas de Jupia e Porto Primavera (Medida 20), recomenda-se:

- i. avaliar e revisar as restrições hidráulicas operativas, tendo em vista respeito às outorgas vigentes e a operação em cascata das usinas nas bacias hidrográficas, conforme trabalho realizado no âmbito da execução das Ações CP10 “Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas”, com destaque para a “CP10.2. Definição dos níveis mínimos de defluências das UHE Jupia e Porto Primavera”, coordenada pela ANA, com participação do ONS, ANEEL, MMA, Ibama e Concessionários, do PRR, cujas atividades associadas a essa ação encontram-se em desenvolvimento no momento de elaboração deste relatório;
- ii. aprimorar a representação dos dados de entrada dos modelos (CT PMO/PLD); e
- iii. buscar ter agilidade nas ações de redução de defluência em usinas hidrelétricas do SIN, quando identificados cenários de necessidade apontados pelo CMSE.

Em relação à flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento (Medida 21), recomenda-se que seja incentivada a realização de estudos para criação de metodologias para estimar o custo da água para os diferentes usos que dela são feitos, para subsidiar as tomadas de decisão a respeito da priorização de um uso em detrimento de outro, resguardadas as prioridades estabelecidas conforme Lei nº 9.433/1997. Ademais, recomenda-se que sejam avaliadas e revistas as restrições hidráulicas operativas, tendo em vista o respeito às outorgas vigentes e a operação em cascata das usinas nas bacias hidrográficas, conforme trabalho realizado no âmbito da execução das Ações CP10 “Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas”, tendo em vista a “nova” dinâmica de operação dos reservatórios (CP3) e LP5 “Desenvolver capacidade de análise sobre os impactos de propostas de restrições hidráulicas e/ou restrições eletroenergéticas nas usinas hidrelétricas em operação”, do PRR.

5.2.2. Gestão da transmissão de energia elétrica

Adoção de critérios menos restritivos de operação do SIN (Medida 25)

A adoção de critérios menos restritivos de operação do SIN possibilitaram maior transferência de energia entre os subsistemas, permitindo maior aproveitamento dos excedentes energéticos renováveis das regiões N e NE, minimizando o deplecionamento dos reservatórios dos subsistemas SE/CO e Sul até o final do período seco. Tal ação deve ser realizada com bastante atenção, identificando especialmente os riscos e benefícios a serem obtidos para cada nível de flexibilização dos critérios de segurança usualmente adotados pelo ONS.

Visando uma aplicação mais ágil de medida similar em momentos de escassez hídrica, recomenda-se:

- i. Aperfeiçoar os estudos prospectivos que são apresentados ao CMSE, para permitir aprimoramento das ações de enfrentamento às situações energéticas desfavoráveis;
- ii. Criação de métricas por meio de um painel de cores para dar clareza aos níveis de risco envolvido na flexibilização de critérios;
- iii. Desenvolver a ação CP18 do PRR: “Avaliação de critérios para flexibilização de limites de intercâmbio, em horizonte de curto prazo, afeto ao planejamento da operação, em ocasiões excepcionais de atendimento eletroenergético do SIN, a serem apreciados pelo CMSE”.

Antecipação de obras de Transmissão (Medida 26)

Esta Medida tinha como objetivo acelerar o ritmo de implantação dos empreendimentos de transmissão para que pudessem ser concluídos antecipadamente, de forma a aproveitar os excedentes energéticos intermitentes renováveis no NE, possibilitando o intercâmbio desse excedente para os subsistemas SE/CO e Sul, durante o enfrentamento da escassez hídrica.

Entende-se ser recomendável os aprimoramentos a seguir:

- i. Aprofundar a articulação institucional dada à sua importância para viabilizar

- a célere implantação dos empreendimentos;
- ii. Fortalecer a interação com os concessionários de transmissão, visando auxiliar na solução das dificuldades e aproveitar as oportunidades para antecipar os cronogramas de implantação;
 - iii. Aprimorar os mecanismos de monitoramento e priorização de empreendimentos de transmissão pelas instituições, com a inserção dos empreendimentos que incrementam o intercâmbio regional no relatório trimestral de acompanhamento diferenciado da SFE/ANEEL, no acompanhamento diferenciado da SNEE/MME, e no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL), do ONS;
 - iv. Estabelecer mecanismos para priorizar e agilizar a emissão das licenças ambientais dos empreendimentos que contribuíam com o intercâmbio regional;
 - v. Priorizar a avaliação dos estudos elétricos, para emissão dos termos de liberação de operação, de empreendimentos prioritários para o sistema elétrico;
 - vi. Necessidade de aderência dos dados do planejamento setorial com a operação elétrica; e
 - vii. Desenvolver a Ação CP19 do PRR: “Monitoramento diferenciado da implantação de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão que aumentam os intercâmbios regionais e acompanhar o desempenho operacional dos intercâmbios regionais”.

5.2.3. Gestão da demanda de energia elétrica

Implementação da Bandeira Tarifária denominada Escassez Hídrica (Medida 22)

Tal Medida visou equacionar os custos excepcionais de produção de energia, conferindo sinal econômico aos consumidores pagantes (segmento regulado), por meio da criação de um novo patamar de bandeira tarifária, de forma conjuntural e excepcional, denominado “Escassez Hídrica”.

Como lição aprendida, a aplicação desse novo patamar de bandeira demonstrou a necessidade de se incorporar explicitamente as medidas de segurança energética tomadas pelo CMSE no âmbito do mecanismo ordinário de acionamento das

Bandeiras Tarifárias. Outro aprimoramento recomendado consiste em explicitar os custos do encargo de segurança energética na composição dos valores das Bandeiras Tarifárias.

Associada às duas lições anteriores, a ANEEL realizou proposta de melhoria metodológica de acionamento das Bandeiras Tarifárias, considerando como um dos fatores a incorporação da geração fora da ordem de mérito, por razões de segurança energética. Esse assunto foi objeto da Consulta Pública nº 26, de 2023, resultando na Resolução Normativa ANEEL nº 1.084, de 5 de março de 2024.

Em complementação, recomenda-se:

- i. Avaliar necessidade de aprimoramento nas bandeiras tarifárias, visando acompanhar a evolução da operação eletroenergética do SIN; e
- ii. Estudar alternativas de aprimoramento nas bandeiras tarifárias capazes de auxiliar no equacionamento financeiro associado a medidas de segurança energética não cobertas pelo mecanismo hoje vigente.

Resposta da Demanda do ACR (Bônus do Consumidor) e Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) (Medidas 23 e 24)

O incentivo financeiro à participação mais ativa dos consumidores, quer sejam do ambiente regulado ou do ambiente livre, apresentou bons resultados de redução no consumo/demanda por recursos energéticos do SIN, como detalhado nas Medidas 23 e 24 do Anexo.

A respeito da Resposta da Demanda do ACR (Bônus do Consumidor), Medida 23, que buscou incentivar os consumidores regulados a reduzirem o seu consumo de energia elétrica, em meio ao cenário de escassez hídrica, por meio da concessão de bônus na fatura em contrapartida à redução média verificada, cabe destacar as seguintes recomendações de aprimoramento, divididas em dois grupos:

- i. relacionadas à Medida implementada (baseada em redução de consumo):
 - a. Realizar estudos sobre a aplicação de programas de bonificação, de forma estrutural, e avaliar os instrumentos legais e infralegais necessários à sua implementação. Para esta recomendação cabe observar que as ações de gestão da demanda, no formato de bonificação, são viáveis para o enfrentamento de situações extremas

de escassez hídrica, como a verificada em 2021. É importante frisar que a implementação do programa de bonificação depende da avaliação prévia, do formulador da política, de que os custos de geração evitados são superiores ao valor da bonificação. Além disso, deve-se definir como a Política será custeada, seja na forma de encargo setorial (ESS) ou outro meio, uma vez que possui potencial de realocação dos custos setoriais;

- b. Buscar identificar claramente os elementos de contorno, visando antecipar a aplicação da Medida;
 - c. Aprimorar a comunicação com a sociedade sobre programas de incentivo a redução voluntária futuros, permitindo maior adesão por parte dos consumidores;
 - d. Aprimorar o modelo a ser utilizado, caso programa semelhante precise ser novamente aplicado, principalmente quanto aos aspectos: adesão do consumidor, definição da linha base (referência), critérios de aferição dos resultados, monitoramento, comunicação com os participantes, prazos, metas, regras de faturamento. Deve-se assim, avaliar, com o apoio das distribuidoras, formas de aferição da redução do consumo dos consumidores em relação à sua “linha base”, evitando pagamento de bônus em situações em que reduções no consumo existiriam independentemente de programas de redução voluntária; e
 - e. Ampliar ações nos programas existentes de consumo eficiente de energia elétrica para promover mudanças comportamentais do consumidor, destacando os benefícios econômicos ao consumidor final e eletroenergéticos para o SIN.
- ii. relacionada ao programa de Resposta da Demanda estrutural do ACR (baseado em redução de demanda):
- a. Promover a troca dos medidores de energia dos consumidores regulados por equipamentos modernos, de forma a permitir a implementação de políticas tarifárias diferenciadas, que contribuirão para a melhor gestão de consumo de energia e da demanda do sistema; e
 - b. Realizar estudos para avaliar novas modalidades tarifárias e de

faturamento, para uma melhor alocação de custos de acordo com os perfis dos consumidores. Apesar de ser realizada de forma estrutural, também tem o potencial de auxiliar o enfrentamento de problemas conjunturais. Sobre esta recomendação, observa-se que a resposta dos consumidores frente ao programa de bonificação reforça a importância de se ter modalidades tarifárias que incentivam um consumo mais eficiente, a exemplo da tarifa branca (modalidade tarifária horária para o grupo B, que ainda conta com baixa adesão)²⁷.

Em relação à Medida de Oferta de RVD (Medida 24), que teve como objetivo viabilizar incentivos econômicos visando a redução de demanda por recursos energéticos do SIN, associada à oferta de redução de consumo de energia por parte de consumidores do ACL (Portaria nº 22/2021/GM/MME), recomenda-se o seguinte:

- i. Ampliar as ações de comunicação e esclarecimento com o mercado (por meio de cartilhas, Workshops, operações assistidas etc.), com o objetivo de aumentar a participação de agentes consumidores em programas de resposta da demanda e debater a criação de diferentes produtos (por exemplo, energia e potência);
- ii. Aprimorar a figura do Agregador de Demanda, do ponto de vista técnico e regulatório; e
- iii. Aprimorar o programa estrutural de Resposta de Demanda, de competência da ANEEL:
 - a. Definição/especificação de produtos por disponibilidade, com possibilidade de penalização em caso de descumprimento;
 - b. Avaliar simplificações no programa estrutural de competência da ANEEL;
 - c. Avaliar a extensão do prazo de não participação do rateio de inadimplência na contabilização da CCEE, pelo menos até a consolidação do programa estrutural;
 - d. Manutenção das flexibilizações das rampas de entrada e saída no

²⁷ Os resultados obtidos com o Programa de Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica sugerem que o consumidor é capaz de responder rapidamente a incentivos econômicos, mesmo quando não associados a multas ou a penalidades, sendo o valor da fatura de energia um dos principais indutores de comportamento para um consumo mais consciente.

- programa estrutural;
- e. Aprimorar a Linha Base de consumo para diferentes consumidores; e
 - f. Avaliar a possibilidade de adaptação de plataforma de aceite de ofertas com as devidas evoluções/automatizações no programa estrutural de competência da ANEEL.

Campanhas de uso racional de energia elétrica: SECOM/PR e Distribuidoras (Medidas 27 e 28)

Campanhas de conscientização sobre o uso racional da energia elétrica buscaram incentivar a participação da sociedade por meio de informações úteis, claras e simples, de modo a promover a adoção de novos hábitos, tais como regular a temperatura do chuveiro e utilizar eletrodomésticos de forma eficiente, contribuindo diretamente para a redução de consumo de eletricidade e a preservação dos recursos naturais. Trata-se, portanto, de uma importante política pública para momentos de dificuldade de abastecimento.

A campanha realizada pela Secretaria de Comunicação Social da Presidência da República (SECOM/PR), Medida 27, teve como objetivo mobilizar a população para o uso consciente de energia elétrica e também da água.

Com base no resultado dessa campanha, recomenda-se como aprimoramento, analisar as novas estratégias de divulgação em caso de necessidade do retorno desta Medida, usando especialmente as plataformas de comunicação que tenham melhor alcance e entendimento com o público-alvo da Campanha: sociedade em geral.

No que tange a campanha das Distribuidoras e dos incentivos viabilizados (Medida 28), vale destacar que era necessária a definição de ferramentas e formas de intensificar a comunicação com a sociedade para melhorar o alcance e efetividade das ações, visando a redução de consumo e demanda de energia elétrica.

Em termos operacionais da campanha, a avaliação dos resultados trouxe algumas constatações que motivaram as seguintes recomendações de aprimoramento²⁸:

- i. Que no escopo de ações futuras que relacionem comunicação e projetos de eficiência energética sejam incorporadas iniciativas inovadoras e diretamente mensuráveis, como estudos de economia comportamental;

²⁸ Maiores detalhamentos encontram-se no Anexo.

- ii. Direcionar e otimizar os esforços junto aos consumidores (residencial, industrial, comercial, além dos grupos regionais) com maior potencial de resposta frente à situação, o que foi uma expectativa identificada no monitoramento de mídias sociais. Cabe observar que a segmentação de público de eventuais ações futuras no mesmo tema deve levar em conta o histórico de consumo de cada classe e de cada região do País;
- iii. Criação de espaço semelhante ao *Hub* da campanha pela ANEEL, de forma perene, em seu novo portal na internet, lançado em 2022. Cabe observar que as pesquisas (realizadas naquela época) identificaram ser importante disponibilizar à população um repositório com informações sobre o tema, para consulta e aprendizagem;
- iv. Ações futuras devem ter como objetivo a geração de visualização, e não conversão em tráfego. Outrossim, independente do formato, as peças devem trazer a mensagem principal em primeiro plano;
- v. Ações futuras devem privilegiar o tema consumo consciente, que por si só demonstrou ter fácil aceitação junto ao público em geral, com assinaturas em segundo plano;
- vi. O tom considerado “de ameaça” na expressão “Se desperdiçar, vai faltar” foi amplamente rejeitado e deve ser evitado;
- vii. Melhorar padronização na apresentação dos indicadores dos impactos de mídia ao longo do período;
- viii. Estabelecer previamente o montante disponível para realização da ação. Tal recomendação justifica-se para que seja melhor ponderada a conformidade da estratégia em relação ao briefing, uma vez que ela está diretamente condicionada à verba estipulada; e
- ix. Aprimorar procedimentos existentes, buscando avaliar a necessidade de uma regulamentação que estabeleça procedimentos para realizar uma campanha de conscientização do uso eficiente da energia elétrica, com recursos do PEE regulado pela ANEEL. Cabe salientar que, do ponto de vista do Regulador, como forma de tornar o processo mais ágil e alinhado a futuras situações que demandem nova intervenção em massa no curto prazo junto aos consumidores, foi instaurada a Tomada de Subsídios nº 012/2022 (Processo nº 48500.005630/2021-07), para identificação de escopo e metodologias de avaliação dos resultados, de um procedimento a

ser utilizado em campanha de conscientização, para posterior incorporação em proposta de regulamentação, internalizando o projeto nos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética (PROPEE). A intenção consiste em possibilitar a definição de diretrizes e condições para realização de uma campanha, sem a necessidade de mobilização institucional como ocorreu em 2021.

5.3. Análises e lições complementares

Nesta subseção são realizadas análises das medidas considerando os resultados e diferentes aspectos não dispostos nas fichas.

Análises das medidas sobre diferentes aspectos

As análises e consequentes classificações, a seguir, tem como foco avaliar as condições de eventual aplicação futura das medidas, a partir da decisão tomada. Os aspectos analisados foram:

a. Complexidade de implementação:

Busca-se classificar a medida em “alta”, “média” ou “baixa” complexidade de implementação, considerando as respostas (“sim” ou “não”) aos seguintes itens:

- a.1. Necessária atuação multisetorial ou do legislativo;
- a.2. Necessário novo ato legal; e
- a.3. Envolve atuação de diversos atores do setor.

A classificação ocorre a partir do seguinte critério:

- alta: resposta “sim” aos três itens;
- média: resposta “sim” a dois itens; e
- baixa: resposta “sim” a no máximo um item.

b. Possibilidade de ser reaplicada:

Busca-se identificar se a medida tem condição de ser reaplicada de forma imediata em caso de necessidade (resposta “sim”) ou está condicionada à necessidade de aprimoramento prévio (resposta “não”).

c. Tempo de resposta para início do resultado:

Busca-se identificar o tempo de resposta para que a medida produza seus

primeiros resultados.

A classificação ocorre a partir do seguinte critério:

curto: até 1 mês;

médio: acima de 1 mês até 3 meses; e

longo: acima de 3 meses.

A Tabela 2 apresenta os resultados das análises e as respectivas classificações das medidas, cabendo destacar:

- i. equilíbrio quantitativo entre os graus de complexidade de implementação das medidas;
- ii. possibilidade da maioria das medidas serem reaplicadas; e
- iii. quase 60% das medidas são capazes de produzir efeitos no curto prazo.

Tabela 2 - Avaliação das medidas

MEDIDA	Sob a ótica da implementação			Complexidade de implementação	Possibilidade de ser reaplicada	Tempo de resposta para início do resultado
	Necessário atuação multisetorial ou do legislativo	Necessário novo ato legal	Envolve atuação de diversos atores do setor			
Ficha 1 – Criação da CREG	sim	sim	sim	alta	sim	curto
Ficha 2 – Reuniões técnicas semanais do CMSE e Criação de GT do CMSE	não	não	não	baixa	sim	curto
Ficha 3 – Criação e implementação do Plano de Ação	sim	não	sim	média	não	curto
Ficha 4 – Declaração de Situação de Escassez Hídrica na Região Hidrográfica do rio Paraná	não	sim	sim	média	sim	curto
Ficha 5 – Estruturação da Conta Escassez Hídrica	sim	sim	sim	alta	sim	longo
Ficha 6 – Despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem substituição a partir da Argentina e do Uruguai	não	não	sim	baixa	sim	curto
Ficha 7 – Antecipação de obras de geração	sim	não	sim	média	sim	longo
Ficha 9 – Aprimoramento da Portaria da UTes Merchant	não	não	sim	baixa	sim	curto
Ficha 10 – Portaria 17/2021 (Oferta adicional de geração)	não	sim	sim	média	não	longo
Ficha 11 – Apoio aos agentes de geração PCHs	não	não	sim	baixa	sim	curto
Ficha 12 – Realização do Procedimento Competitivo Simplificado	sim	sim	sim	alta	não	longo
Ficha 13 – Negociação acerca da manutenção de unidades geradoras	não	não	sim	baixa	sim	médio
Ficha 14 – Flexibilização da geração mínima de UGs	sim	não	sim	média	sim	curto
Ficha 15 – Necessidade da Petrobras providenciar a efetiva operação de seus três terminais	sim	não	sim	média	não	longo
Ficha 16 – Minimizar o impacto para o SIN decorrente de manutenções de infraestruturas para fornecimento de GNL, da Petrobras	não	não	sim	baixa	sim	médio
Ficha 17 – Flexibilização das restrições hidráulicas das usinas do São Francisco	sim	sim	sim	alta	sim	curto
Ficha 18 – Flexibilização na operação das UHes Furnas e Mascarenhas de Moraes	sim	sim	sim	alta	sim	curto
Ficha 19 – Flexibilização do nível mínimo da UHE Ilha Solteira	sim	sim	sim	alta	sim	curto
Ficha 20 – Flexibilização das vazões defluentes mínimas de Jupia e Porto Primavera	sim	sim	sim	alta	sim	curto
Ficha 21 – Flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento	sim	sim	sim	alta	sim	curto
Ficha 22 – Implementação da Bandeira Tarifária denominada Escassez Hídrica	sim	sim	sim	alta	sim	longo
Ficha 23 – Resposta da Demanda do ACR (Bônus do Consumidor)	sim	sim	sim	alta	não	curto
Ficha 24 – Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica - RVD	não	não	sim	baixa	sim	curto
Ficha 25 – Adoção de critérios menos restritivos de operação do SIN	não	não	sim	baixa	sim	curto
Ficha 26 – Antecipação de obras de Transmissão	sim	não	sim	média	sim	longo
Ficha 27 – Campanha SECOM/PR - Uso racional de energia elétrica e água pela população a partir das campanhas de conscientização	sim	não	sim	média	sim	médio
Ficha 28 – Campanha Distribuidoras - Uso racional de energia elétrica pela população a partir das campanhas de conscientização e dos incentivos viabilizados	não	não	sim	baixa	sim	médio

Considerações finais

No desenvolvimento deste relatório verificou-se que as Medidas emanadas pelo CMSE e pela CREG foram executadas tempestivamente no enfrentamento da escassez hídrica 2020/2021, sendo fundamentais para garantia da segurança e da confiabilidade do suprimento eletroenergético no País. Salienta-se que tais Medidas permitiram ganhos de armazenamento da ordem de 14 pontos percentuais da EARM_{ax} do subsistema SE/CO (avaliados até setembro de 2021), conforme Ata da 8ª Reunião Ordinária da CREG, de 5 de novembro de 2021, dentre outros benefícios.

A análise da implementação dessas Medidas, realizada por especialistas das instituições que compõem o GT, proporcionou um conjunto muito rico de lições aprendidas, que ensejaram diversas recomendações de aprimoramentos. Dentre esses aprendizados, cabe destacar a importância de uma boa articulação entre as instituições e agentes do setor de energia elétrica, ministérios setoriais associados ao tema, instituições da área de recursos hídricos e ambientais, e seus usuários, em favor das melhores tomadas de decisão.

Ressalta-se a importância das instituições participantes do CMSE internalizarem os aprendizados adquiridos no período da escassez hídrica 2020/2021, visando com que os aprimoramentos sejam contínuos de forma a tornar o sistema eletroenergético mais resiliente, capaz de melhor responder em momentos críticos futuros.

Essas instituições competentes deverão analisar e, se couber, desenvolver as propostas de aprimoramento constantes no presente relatório, devendo, inclusive, providenciar a realização dos estudos recomendados. Registra-se que parte das lições aprendidas já resultaram em aprimoramentos em prol da garantia da segurança eletronergética do País.

Cabe observar que o detalhamento das Medidas encontra-se disponível no Anexo.

Por fim, salienta-se que este relatório servirá como insumo na elaboração do plano estratégico de contingência recomendado no item 9.1.1 do Acórdão 1567/2022 do TCU, sob responsabilidade do MME, com devido apoio do CMSE.

ANEXO



ANEXO - Fichas com detalhamento das medidas

Todos os documentos indicados nos campos “Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da Medida” encontram-se disponíveis no MME e poderão ser fornecidos mediante solicitação específica.

MEDIDA 1	CRIAÇÃO DA CÂMARA DE REGRAS EXCEPCIONAIS PARA GESTÃO HIDROENERGÉTICA – CREG
Classificação	Governança.
Instituições Participantes na Medida	MME, ME, MINFRA, MAPA, MMA e MDR.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	MME/SNEE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fortalecer a governança para o enfrentamento da escassez hídrica vivenciada no País em 2021, estabelecendo articulação necessária entre os órgãos e entidades responsáveis pelas atividades dependentes dos recursos hídricos; ▪ Compartilhar visões multisetoriais dos problemas visando a definição das ações necessárias para o enfrentamento da escassez hídrica; ▪ Viabilizar medidas excepcionais e temporárias para o enfrentamento da escassez hídrica, com caráter obrigatório para agentes e instituições envolvidos; e ▪ Necessidade de dar ênfase na comunicação à sociedade sobre o cenário de escassez hídrica vivenciado e das ações em curso.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de que as medidas necessárias pudessem ser implementadas tempestivamente, otimizando a utilização dos recursos hidroenergéticos para enfrentar a situação de escassez de água e de suas consequências na segurança do suprimento energético, além de prever outras providências decorrentes da situação.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ganhos de armazenamento da ordem de 14% da EARM_{ax} do subsistema SE/CO, avaliados até o mês de setembro de 2021. 2. Deliberação de diversas medidas multisetoriais excepcionais e temporárias, como: <ol style="list-style-type: none"> a. Flexibilização de restrições hidráulicas em Usinas Hidrelétricas; b. Recomposição de custos variáveis de operação das Usinas Termelétricas movidas a óleo diesel vinculadas com contratos de comercialização no ambiente regulado para o suprimento energético do SIN, por meio de encargo para cobertura dos serviços do sistema, ficando excluída do rateio da inadimplência do MCP; c. Reconhecimento da importância estratégica de algumas usinas termelétricas para o suprimento energético, permitindo o pagamento de eventual incremento do custo variável desses empreendimentos via encargo para cobertura dos serviços do sistema, ficando excluída do rateio da inadimplência do MCP;

	<ul style="list-style-type: none"> d. Permitiu a redução da TUSD e da TUST para aproveitamentos cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição fosse maior que 30.000 kW; e. Instituição do Programa de Redução Voluntária do Consumo aplicável aos consumidores do ACR; f. Determinação à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para que implementasse o patamar específico das Bandeiras Tarifárias, intitulado “Escassez Hídrica”; g. Determinação para a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade nos subsistemas SE/CO e S; h. Determinação aos órgãos competentes que adotem as providências pertinentes para a priorização dos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos necessários ao incremento da oferta de energia elétrica do País.
Recomendações de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Avaliar possibilidade da criação de legislação para estabelecimento de governança estrutural em caráter excepcional e temporário, quando de condições hidroenergéticas críticas que demandem uma atuação multisetorial; 2. Avaliar quais ações da CREG para enfrentamento de conjunturas adversas devem ser realizadas de forma ordinária (a depender de análise da oportunidade e conveniência com vistas ao interesse público), indicando aprimoramentos legais ou infralegais necessários.
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Atas CREG - Reuniões 1ª a 8ª Ordinárias e Extraordinárias de 01/07/2021 a 05/11/2021;</p> <p>Nota Técnica nº 51/2021/ASSEC;</p> <p>Nota Técnica nº 31/2021/SE;</p> <p>Nota Técnica nº 50/2021/ASSEC;</p> <p>Resolução CREG nº 1, de 8 de julho de 2021 (aprova as Regras de Funcionamento da CREG);</p> <p>Resolução CREG nº 2, de 31 de agosto de 2021 (instituiu o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras dos grupos A e B no mercado regulado do SIN);</p> <p>Resolução CREG nº 3, de 31 de agosto de 2021 (determinou à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel que implementasse patamar específico de Bandeira Tarifária, intitulado “Bandeira Escassez Hídrica”);</p> <p>Resolução CREG nº 4, de 9 de setembro de 2021 (determinou a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade); e</p> <p>Portaria nº 24/GM/MME, de 17 de setembro de 2021.</p>

MEDIDA 2	REUNIÕES TÉCNICAS SEMANAIS DO CMSE E REUNIÕES DE GT DO CMSE
Classificação	Governança.
Instituições Participantes na Medida	CMSE, MME, ONS, ANEEL, EPE, CCEE, ANP e ANA.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	MME/SNEE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de acompanhamento e discussões técnicas periódicas quanto à evolução das condições de atendimento eletroenergético do SIN, com atualização das premissas consideradas, avaliação do tema e, se necessário, indicação de adoção de medidas adicionais que deveriam ser submetidas ao Comitê; ▪ Manter a alta governança do CMSE nivelada sobre as condições de atendimento o que agiliza as decisões; e ▪ Favorecer a articulação setorial necessária, de modo que as ações excepcionais em curso pelo setor elétrico brasileiro pudessem ser efetivas no aumento da garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no País ao longo de 2020, 2021 e 2022.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Na 235ª Reunião do CMSE, em 7 de outubro de 2020, foram apresentadas perspectivas de baixo volume de chuvas para todo o Brasil, com expectativas de que o armazenamento equivalente do subsistema Sul atingisse valor inferior ao mínimo operativo, segundo o NEWAVE, dando início as reuniões técnicas de acompanhamento semanal, com participação de representantes das instituições que compõem o Comitê e por outras instituições convidadas, conforme necessidade; e ▪ Na 247ª Reunião do CMSE, em 05 de maio de 2021, foram relatados, dentre outros fatores, os piores montantes das aflúências verificadas para o período de setembro/2020 a abril/2021 do SIN, em 91 anos de histórico, tendo o CMSE formalizado a criação de Grupo de Trabalho - GT, coordenado pela SEE/MME.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realização de reuniões técnicas do CMSE, de 14/10/2020 a 14/05/2021 (28 reuniões); 2. Realização de reuniões do GT CMSE, de 21/05/2021 a 17/12/2021 (29 reuniões); OBS: Essas reuniões foram essenciais para subsidiar as 14 reuniões ordinárias e 11 reuniões extraordinárias do CMSE, realizadas no período. 3. Atualização adequada das condições de atendimento eletroenergético do SIN; 4. Atuação sinérgica e conjunta das instituições para solução das dificuldades identificadas; 5. Definição e acompanhamento do plano de ação; e 6. Identificação e acompanhamento de ações adicionais.
Recomendações de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 7. Internalizar junto às instituições participantes do CMSE os aprendizados adquiridos na Escassez Hídrica 2020-2021, para auxiliar na atuação em momentos críticos futuros; e 8. Elaborar um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor elétrico (Acórdão 1567/2022 - TCU-Plenário).
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Atas CMSE – 236ª a 259ª Reuniões Ordinárias e Extraordinárias de 16/10/2020 a 15/12/2021; e</p> <p>Apresentação do plano de ação para a transição do período seco para o período úmido de 2021.</p>

MEDIDA 3	CRIAÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DO PLANO DE AÇÃO
Classificação	Governança.
Instituições Participantes na Medida	CMSE, MME, ANEEL, ONS, EPE, CCEE, ANA, IBAMA e ANP.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cenário de Escassez Hídrica 2020-2021 ensejou a estruturação de um Plano de Ação no âmbito do CMSE, contendo medidas conjunturais para a garantia do atendimento à carga e à demanda de potência do SIN. Tal Plano envolveu a atuação de diversas instituições do setor elétrico brasileiro, inclusive na interface com outros órgãos, dentre os quais a ANA e o IBAMA.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de estabelecer um instrumento de gestão, coordenação e monitoramento das ações com todas as instituições envolvidas, sendo utilizado em todo o período da Escassez Hídrica 2020-2021 pelo CMSE e CREG.
Resultados	<p>O Plano, estruturado com estratégias de atuação para a transição entre o período seco e úmido, estabeleceu 35 linhas de ação, descritas a seguir, cujos desenvolvimentos careciam de atuação das instituições envolvidas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Negociar a manutenção de unidades geradoras (UG) para o período mais favorável; 2) Negociar flexibilização de restrições de parada e partida de UGs e de taxas de deplecionamento de reservatórios; 3) Flexibilizar a geração mínima de UGs de usinas hidrelétricas; 4) Garantir o despacho das usinas a GNL: Porto Sergipe (1.516 MW) e Linhares (200 MW); 5) Garantir o despacho das usinas merchants: UTE Uruguaiana (640 MW), UTE Araucária (484 MW) e UTE Cuiabá (529 MW); 6) Minimizar o impacto para o SIN decorrente da manutenção da Rota 1 (uma das rotas de escoamento de gás para as usinas); 7) Viabilizar a operação das usinas bicomcombustível com combustível líquido para liberar o gás para as usinas que só usam esse combustível; 8) Garantir a logística de entrega dos combustíveis líquidos; 9) Acelerar a integração de usinas em implantação (UTE GNA I, eólicas, fotovoltaicas etc.); 10) Levantar restrições à operação de UHE caso o reservatório atinja 0% do volume útil; 11) Definir nível mínimo de operação dos reservatórios para evitar colapso hidráulico das cascatas; 12) Definir a estratégia de uso dos estoques armazenados nos reservatórios das usinas de cabeceira das bacias; 13) Flexibilizar as restrições de defluência mínima dos aproveitamentos localizados nas bacias do São Francisco e do Paraná; 14) Flexibilizar as regras / restrições operativas dos aproveitamentos localizados nas bacias do São Francisco, do Paraná, e outras; 15) Flexibilizar as restrições de navegabilidade da Hidrovia Tietê – Paraná; 16) Viabilizar a operação heterodoxa de abertura de vertedouro em usinas com reservatórios; 17) Verificar a possibilidade dos reservatórios operarem abaixo de 0% do Volume Útil;

	<p>18) Acelerar aperfeiçoamentos no atual mecanismo de resposta da demanda e desenvolver outros;</p> <p>19) Buscar formas de aproveitar a capacidade de geração instalada em grandes consumidores;</p> <p>20) Buscar formas de aproveitar a capacidade de geração instalada no setor sucroalcooleiro;</p> <p>21) Negociar a manutenção de instalações de transmissão para o período mais favorável;</p> <p>22) Garantir a disponibilidade de UG em Tucuruí e Belo Monte para aumentar o limite de exportação do Norte e Nordeste para o Sudeste;</p> <p>23) Avaliar medidas operativas para reduzir restrições ao despacho das usinas do Mato Grosso;</p> <p>24) Reavaliar o ajuste da Proteção de Perda de Sincronismo da LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Peixe 2 (ganho potencial de 150 MW para configuração atual);</p> <p>25) Avaliar flexibilização de limites de transmissão (assumir mais riscos);</p> <p>26) Acelerar a integração de instalações que aumentam limites intra e entre subsistemas;</p> <p>27) Mapear as disponibilidades energéticas dos países vizinhos;</p> <p>28) Avaliar SEP para reduzir restrições para as Conversoras de Frequência Garabi I e II (700 MW) por conta da intervenção na LT 525 kV Itá – Santo Ângelo (Importação da Argentina);</p> <p>29) Avaliar a antecipação da intervenção da LT 525 kV Itá – Santo Ângelo (Importação da Argentina);</p> <p>30) Avaliar medidas para reduzir restrições para a Conversora de Frequência de Melo (500 MW) após a entrada em operação da SE Candiota 2, 525/230 kV (Importação do Uruguai);</p> <p>31) Implantação da previsão da 2ª semana do SMAP/ONS no modelo de curto prazo e estender o uso do SMAP/ONS para outras bacias do SIN;</p> <p>32) Atualizar a função de custo futuro do NEWAVE semanalmente (criar um NEWAVE de segundo mês a cada revisão);</p> <p>33) Aprimoramento da operação das usinas hidroelétricas no modelo DESSEM; - Tratamento de altos vertimentos: Acoplamento DECOMP e DESSEM; - Restrições hidráulicas médias;</p> <p>34) Descolamento Operação e resultados DECOMP/DESEM para intercâmbios para o Nordeste; e</p> <p>35) Incentivar o consumo eficiente de energia elétrica.</p> <p>As ações do plano foram monitoradas semanalmente pelas instituições setoriais, no âmbito do CMSE, bem como pela CREG, que colaboraram de maneira significativa para articulação entre os diversos atores.</p> <p>Ficou comprovada a importância do Plano de Ação, pois serviu como instrumento de gestão e coordenação das ações que envolveram diversas instituições.</p>
Recomendações de aprimoramentos	<p>1. Adaptação do Plano de Ação em função da própria evolução do SIN.</p> <p>2. Elaborar um plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor elétrico (Acórdão 1567/2022 - TCU-Plenário).</p>
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>246ª reunião (ordinária) do CMSE de 6 de abril de 2021;</p> <p>NT-ONS DPL 0056/2021 - Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do SIN – Estudo Prospectivo maio a novembro de 2021 Apresentação do Plano de Ação utilizada nas reuniões do GT CMSE; e</p> <p>Apresentação do Plano de Ação utilizada nas reuniões do GT CMSE (última versão).</p>

MEDIDA 4	DECLARAÇÃO DE SITUAÇÃO DE ESCASSEZ HÍDRICA NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO RIO PARANÁ
Classificação	Governança.
Instituições Participantes na Medida	ANA, ONS, MME, MINFRA, DNIT, órgãos gestores estaduais de recursos hídricos.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ANA.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> Situação climática adversa em junho/2021, com déficits acumulados significativos de chuva sobre a bacia do rio Paraná. As vazões afluentes aos principais reservatórios das hidrelétricas da bacia do Paraná estavam abaixo da média. Como consequência, os reservatórios da bacia do rio Paraná se encontravam com volumes extremamente baixos ao final do período chuvoso de 2020/2021. Situação das vazões médias afluentes aos reservatórios da bacia do Paraná, no período chuvoso 2020/2021, se configuravam como as menores dos últimos 30 anos. Havia perspectiva de chuvas abaixo da média para os meses seguintes. O atendimento ao setor hidrelétrico e aos requisitos sócios ambientais poderia resultar em impacto sobre os demais usos da água, caracterizando situação de conflito pelo uso da água.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> Reconhecimento do CMSE do risco de atendimento da geração de energia elétrica para atendimento ao SIN, em sua 248ª reunião, realizada em 27 de maio de 2021. Nota Conjunta do Sistema Nacional de Meteorologia (INMET, INPE, FUNCME e CENSIPAM), alertando para situação de emergência hídrica associada à escassez de precipitação na região hidrográfica do rio Paraná. Registros de chuvas abaixo da média sobre a bacia do Paraná de outubro/2019 a abril/2021 em estações do INMET e ANA. Monitor de Secas, reportando anomalia climática persistente e intensa sobre a bacia do Paraná de novembro/2020 a abril/2021. Relatório de Conjuntura dos Recursos Hídricos da ANA (2020), reportando vazões baixas observadas em estações fluviométricas. Sistema de Acompanhamento de Reservatórios (SAR) indicando volumes armazenados nos 14 reservatórios de regularização da bacia do rio Paraná variando de 12,6% a 60,3% em maio/2021, final do período chuvoso.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> Resolução ANA nº 77/2021 - Declaração de Situação de Escassez Hídrica na Região Hidrográfica do Rio Paraná até novembro/2021. Criação do Grupo Técnico de Assessoramento (GTA), Portaria ANA nº 377/2021, composto por representantes dos órgãos estaduais de recursos hídricos de São Paulo, Minas Gerais, Goiás, Paraná e Mato Grosso do Sul, visando acompanhar a situação, apoiar a identificação de impactos sobre usos da água, propor medidas transitórias para mitigação de impactos e acompanhar a implementação dessas medidas. Resolução ANA nº 80/2021 - estabelece condições temporárias de operação dos reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Moraes, até novembro/2021, visando conservar volume armazenado nos reservatórios. Resolução ANA nº 81/2021 - estabelece condições temporárias de operação dos reservatórios da bacia do Rio São Francisco, até novembro/2021, visando conservar volume armazenado nos reservatórios. Resolução ANA nº 84/2021 - autoriza operação excepcional do reservatório da UHE Ilha Solteira, de 1/7/2021 a 6/8/2021.

	<ol style="list-style-type: none"> 6. Resolução ANA nº 108/2021 - estabelece condições temporárias de operação dos reservatórios de Emborcação e Itumbiara, visando recuperar seus armazenamentos a partir de dezembro/2021. 7. Resolução ANA nº 110/2021 - estabelece condições temporárias de operação dos reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Moraes, visando recuperar seus armazenamentos a partir de dezembro/2021. 8. Manifestação conjunta dos órgãos gestores de recursos hídricos estaduais, reconhecendo a necessidade de redução da vazão mínima defluente da UHE Jupia, de novembro/2021 a fevereiro/2022. 9. Alinhamento, acompanhamento da situação e articulação de entendimentos para mitigação de impactos, como a operação por pulsos dos reservatórios do rio Tietê para minimização de restrições à navegação.
Recomendações de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Estabelecimento de condições de operação permanentes para os reservatórios das bacias do Grande e do Paranaíba, e para os reservatórios do Rio Paraná, notadamente para os reservatórios de Jupia e Porto Primavera, de modo a aumentar a segurança hídrica para os usos múltiplos. 2. Eventuais medidas e decisões a serem implementadas devem ser avaliadas, na medida do possível, quanto aos seus impactos. 3. Incentivar a elaboração de planos de contingência pelos setores usuários de água, que contenham ações a serem implementadas durante e após a ocorrência de situações de escassez hídrica. 4. Avaliar a realização de estudos sobre a não estacionariedade de séries de vazões no processo de planejamento eletroenergético.
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Nota Técnica do Sistema Nacional de Meteorologia;</p> <p>Relatório de Conjuntura dos Recursos Hídricos da ANA (2020);</p> <p>Ata da 248ª reunião do CMSE;</p> <p>Nota Técnica Conjunta nº 3/2021/SRE/SOE/SFI/SPR/SGH; e</p> <p>Plano de Contingência para Recuperação dos Reservatórios do Sistema Interligado Nacional - dezembro/2021 a abril/2022.</p>

MEDIDA 5	ESTRUTURAÇÃO DA CONTA ESCASSEZ HÍDRICA (Medida Provisória nº 1.078/2021 e Decreto nº 10.939/2022)
Classificação	Governança.
Instituições Participantes na Medida	ANEEL, MME, CCEE, BNDES e ME.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ANEEL.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Enfrentar os descasamentos financeiros que as distribuidoras de energia elétrica suportaram em 2021, em função dos custos decorrentes das medidas de enfrentamento da escassez hídrica, e dos efeitos associados às questões macroeconômicas como a inflação, o câmbio e a alta do preço internacional dos combustíveis. ▪ Mitigar os efeitos adversos na capacidade de pagamento do consumidor de energia elétrica no ano de 2022, período que sucedeu dois anos de crises independentes e sucessivas: a pandemia de Covid-19 em 2020 e a escassez hídrica em 2021.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Medidas excepcionais para enfrentamento da escassez hídrica, que elevaram o custo da geração de energia elétrica (ex: maior despacho de termelétricas, importação de energia), bem como estudos produzidos pela ANEEL, no âmbito das Consultas Públicas nº 41/2021 e nº 02/2022, evidenciaram o descasamento de custos suportados pelas distribuidoras.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Viabilizou o equilíbrio financeiro das distribuidoras de energia elétrica; e 2. Mitigou o efeito tarifário aos consumidores regulados.
Recomendação de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Estudar alternativas capazes de endereçar ações excepcionais de equacionamento financeiro associadas a medidas de segurança energética de igual natureza, tal como no caso da escassez hídrica de 2020/2021.
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Medida Provisória nº 1.078/2021;</p> <p>Decreto nº 10.939/2022;</p> <p>Consulta Pública ANEEL nº 02/2022;</p> <p>Nota Técnica nº 08/2022–SGT/SRM/SGR/SRD/SFF/ANEEL, de 3 de fevereiro de 2022;</p> <p>Nota Técnica nº 22/2022–SGT/SGR/SRD/SFF/ANEEL, de 10 de março de 2022;</p> <p>Resolução Normativa ANEEL nº 1.008, de 15 de março de 2022;</p> <p>Nota Técnica nº 68/2022-SFF/ANEEL, de 26 de abril de 2022;</p> <p>Parecer nº 130/2022/PFANEEL/PGF/AGU, de 26 de abril de 2022; e</p> <p>Despacho ANEEL nº 1.081, de 26 de abril de 2022 (aprovação da minuta do contrato de abertura da linha de crédito).</p>

MEDIDA 6	DESPACHO DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA FORA DA ORDEM DE MÉRITO E IMPORTAÇÃO SEM SUBSTITUIÇÃO A PARTIR DA ARGENTINA E DO URUGUAI
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	ONS, MME, ANEEL e CCEE.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Deplecionamento acentuado no subsistema Sul no final de 2020 (2º pior outubro e pior novembro do histórico de ENA) trouxe a preocupação com o atendimento à defluência mínima ambiental das usinas e aos requisitos elétricos da região, necessitando a manutenção de uma geração mínima, além da perda de potência acentuada com a queda dos níveis, o que traria maior dificuldade ao atendimento da ponta de carga nos períodos de maior demanda. Destaca-se que, no período de início dessa medida, havia condição de <i>La Niña</i>, com previsão de se estender até maio/21. Na ocorrência desse fenômeno, podem ser observadas baixas precipitações na região, além da estação de verão já ser um período desfavorável em relação à verificação de chuva (período seco da região Sul); ▪ Com o intuito de minimizar o custo de atendimento e possibilitar a recuperação dos reservatórios do subsistema Sul, além da geração termelétrica adicional disponível no SIN, foi também flexibilizada a importação sem substituição a partir da Argentina e do Uruguai, conforme §13 do art. 1º da Portaria nº 339/2018/GM/MME; ▪ À medida que o período úmido (2020/2021) foi atrasando e se configurando como o pior do histórico do SIN, verificou-se a necessidade de elevar o despacho termelétrico adicional, de forma a reduzir o deplecionamento dos reservatórios do Subsistema SE/CO e também para atendimento à ponta de carga. <ul style="list-style-type: none"> - As afluências do SIN no período de transição seco/úmido de 2020 se configuraram como as piores do histórico (média de 57% da MLT de setembro a dezembro). - Condição hidrológica desfavorável no SIN se manteve no início do mês de janeiro de 2021, configurando-se de forma parcial até o dia 13/janeiro, como a pior afluência até então do histórico de janeiro (58% da MLT). - Ao final de janeiro e início de fevereiro de 2021, observou-se o 4º pior armazenamento do histórico para os subsistemas SE/CO e Sul, de forma agregada, com 21% da EARMáx, ao final de fevereiro, o 3º pior do histórico (31,5% EARMáx). ▪ Interligações N/ S e NE/ SE exploradas nos limites máximos de intercâmbios. Atraso em obras de transmissão inviabilizando o escoamento de toda geração dos subsistemas N e NE para o SE; e ▪ O estudo prospectivo não apontava melhoria da capacidade replecionamento dos reservatórios ao longo do período úmido. Em agosto/2021, os estudos indicavam piora das condições de armazenamento ao final do mês de setembro para regiões SE/CO, NE, N e no SIN como um todo, sinalizando comprometimento do atendimento da carga ao final do período seco.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Estudo do modelo de curto prazo (Decomp) para a revisão 3 do PMO de outubro de 2020 (24 a 30/10/2020) com indicativo de que, com o despacho térmico que vinha sendo utilizado (ordem de mérito e inflexibilidades, despachados pelos modelos de otimização), o subsistema Sul cairia cerca de 10% abaixo dos 30% de Energia Armazenada (EARMes_máx), curva de referência até o final do mês de outubro/2020; ▪ Estudos prospectivos associados à avaliação da curva de referência de armazenamento (CRef); e ▪ Estudos de balanço de ponta, utilizando as previsões de demanda, geração eólica, cronograma de manutenções e simulação hidráulica.

Resultados

1. Contribuiu com a preservação de nível de reservatórios, por meio da geração adicional de 80.000 MWmes, de out/20 a abr/22, correspondente a 27,5% da EAR máxima do SIN;
2. Em outubro de 2020, ONS foi autorizado a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai. Breve histórico:
 - 17/10/2020 -> Geração adicional limitada ao montante estimado para recuperação do EAR_máx do subsistema Sul, mais o montante equivalente à geração termelétrica não despachada pela cadeia de modelos Newave/Decomp/Dessem, devido à não consideração das regras operativas referentes às UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes.
 - 20/10/2020 -> Necessário o despacho de geração por garantia energética de usinas com CVU acima de R\$ 698,14 (CVU da UTE Canoas) para assegurar o atendimento da carga e reserva operativa.
 - 22/10/2020 -> Com o início da perda de UGs da 2ª etapa da UHE Tucuruí, foi iniciado o despacho de geração térmica por garantia energética nos subsistemas N e NE, considerando as disponibilidades de intercâmbio para o SE/CO.
Como resultado dessas medidas, em outubro, foi evitado o deplecionamento de 5,1% dos reservatórios do Sul e 0,4% do SE.
 - 27/11/2020 -> Solicitado ao ONS e MME que fizessem as tratativas para viabilizar o despacho das UTEs a GNL, sem a necessidade de aviso antecipado de 60 dias. Foi possível a retomada da geração da UTE Santa Cruz (350 MW) a partir de 1º de dezembro de 2020.
 - 05/12/2020 -> Despacho de geração térmica + importação de energia da Argentina e Uruguai plenos, para o atingimento de 30% EARmax do Sul e de 20% EARmax do SE/CO em 31/dezembro/20.
 - 06/01/2021 -> Despacho adicional foi limitado em 16.500 MWmédios ao longo do mês.
 - 03/02/2021 -> Aprovação da proposta de nova metodologia e respectiva curva de referência como ferramenta de auxílio à tomada de decisão pelo CMSE.
 - 01/03/2021 -> Despacho adicional foi limitado em 15.000 MWmédios ao longo do mês e preço máximo de importação de energia elétrica sem substituição, a partir da Argentina ou do Uruguai, limitado ao Custo Variável Unitário da Usina Termelétrica Termomacaé.
 - 06/04/2021 -> Autorizado o despacho de usinas termelétricas a GNL com antecipação de 2 meses.
 - 05/05/2021 -> ONS foi autorizado a utilizar os recursos de geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem substituição, a partir da Argentina ou do Uruguai, sem limitação nos montantes e preços associados, desde que respeitadas as restrições operativas, e de forma a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico.
 - 02/06/21 -> Início da Portaria Normativa nº 13/GM/MME.
 - 22/07/21 -> Início da Portaria Normativa nº 17/GM/MME.
 - 01/12/2021-> Despacho adicional foi limitado em 15.000 MWmédios ao longo do mês, em virtude início de recuperação dos armazenamentos e início do período chuvoso. A medida relacionada ao despacho adicional foi mantida em função das incertezas associadas à evolução da estação chuvosa no início de 2022.
3. Viabilizou a oferta adicional de importação de energia sem substituição, aumentando a oferta, a flexibilidade e a competitividade de preço; e
4. Despacho Adicional por mês e correspondência em percentual da EAR máxima do SIN:
 - out/20 -> 1.962 MWmed -> 0,67% EAR_SIN;
 - nov/20 -> 3.600 MWmed -> 1,23% EAR_SIN;
 - dez/20 -> 4.587 MWmed -> 1,57% EAR_SIN;
 - jan/21 -> 5.228 MWmed -> 1,79% EAR_SIN;
 - fev/21 -> 4.283 MWmed -> 1,47% EAR_SIN;
 - mar/21 -> 3.917 MWmed -> 1,34% EAR_SIN;

	<p>abr/21 -> 2.758 MWmed -> 0,94% EAR_SIN; mai/21 -> 1.473 MWmed -> 0,50% EAR_SIN; jun/21 -> 3.929 MWmed -> 1,35% EAR_SIN; jul/21 -> 2.150 MWmed -> 0,74% EAR_SIN; ago/21 -> 2.615 MWmed -> 0,90% EAR_SIN; set/21 -> 4.296 MWmed -> 1,47% EAR_SIN; out/21 -> 9.841 MWmed -> 3,37% EAR_SIN; nov/21 -> 9.550 MWmed -> 3,27% EAR_SIN; dez/21 -> 7.354 MWmed -> 2,52% EAR_SIN; jan/22 -> 5.953 MWmed -> 2,04% EAR_SIN; fev/22 -> 3.627 MWmed -> 1,24% EAR_SIN; mar/22 -> 2.488 MWmed -> 0,85% EAR_SIN; abr/22 -> 511 MWmed -> 0,18% EAR_SIN.</p>
Recomendações de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Continuidade e aprimoramento dos estudos prospectivos de energia e de ponta de carga, de forma a antever o problema e buscar as soluções de forma antecipada; 2. Aprimoramento dos insumos dos estudos prospectivos, tais quais, previsão de carga, previsão da geração de usinas não simuladas e de vazões; e 3. Aprimoramento contínuo da metodologia adotada na construção das Curvas de Referências dos subsistemas e do SIN, conforme trabalho realizado no âmbito do Plano de Recuperação de Reservatórios (PRR), com a execução da Ação CP5 "Aprimoramento da metodologia da Curva de Referência – Cref".
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Portaria nº 339/2018/GM/MME;</p> <p>NT ONS DPL 0021-2021 Construção da Curva Referencial de Armazenamento (CRef) para o Ano de 2021;</p> <p>NT-ONS DPL 0056-2021 - Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do SIN - Estudo Prospectivo Maio a Novembro de 2021;</p> <p>NT ONS DGL 0059-2021 Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do SIN - Estudo Prospectivo Junho a Novembro de 2021;</p> <p>NT-ONS DPL 0081-2021 - Prospectivo Julho-Novembro;</p> <p>NT-ONS DGL 0093-2021 - Estudo Prospectivo Agosto-Novembro;</p> <p>NT-ONS DGL 0136-2021 - Estudo Prospectivo Outubro-Abril;</p> <p>NT-ONS DGL 0142-2021 - Estudo Prospectivo Novembro-Maio;</p> <p>NT-ONS DGL 0154-2021 - Estudo Prospectivo Dezembro-Maio;</p> <p>NT-ONS DGL 0105-2021 - Estudo Prospectivo 2022;</p> <p>NT-ONS DGL 0011-2022 - Estudo Prospectivo Janeiro-Junho;</p> <p>NT 0101-207-2020 (PMO - Semana Operativa 17-10-2020 a 23-10-2020);</p> <p>NT 0103-207-2020 (PMO - Semana Operativa 24-10-2020 a 30-10-2020);</p> <p>NT 0107-207-2020 (PMO - Semana Operativa 31-10-2020 a 06-11-2020);</p> <p>NT 0111-207-2020 (PMO - Semana Operativa 07-11-2020 a 13-11-2020);</p> <p>NT 0114-207-2020 (PMO - Semana Operativa 14-11-2020 a 20-11-2020);</p> <p>NT 0117-207-2020 (PMO - Semana Operativa 21-11-2020 a 27-11-2020);</p> <p>NT 0119-207-2020 (PMO - Semana Operativa 28-11-2020 a 04-12-2020);</p> <p>NT 0121-207-2020 (PMO - Semana Operativa 05-12-2020 a 11-12-2020);</p> <p>NT 0123-207-2020 (PMO - Semana Operativa 12-12-2020 a 18-12-2020); e</p> <p>NT 0134-207-2020 (PMO - Semana Operativa 19-12-2020 a 25-12-2020).</p>

MEDIDA 7	ANTECIPAÇÃO DE OBRAS DE GERAÇÃO, INCLUINDO A UTE GNA 1 EM CICLO ABERTO
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	CMSE, MME, ANEEL, ONS, órgãos licenciadores (Ibama, Iphan, e demais envolvidos no licenciamento ambiental de empreendimentos de geração).
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	MME/SNEE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de acelerar o ritmo de implantação dos empreendimentos de geração, de forma a dispor de novos recursos, visando garantir a máxima disponibilidade de geração no atendimento ao SIN, para o enfrentamento da escassez hídrica de 2020/2021. ▪ Importância da atuação coordenada das instituições e agentes setoriais para possibilitar antecipação de relevantes obras de geração, com consequente incremento da capacidade de produção de energia elétrica. ▪ Priorizar a atuação das instituições e utilização dos recursos para antecipar obras de geração que pudessem entrar em operação no período de escassez citado. ▪ Oferta de novas fontes de geração, incluindo fontes mais baratas e limpas.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Existência de empreendimentos de geração de energia elétrica em fase final de construção que possibilitariam o aumento da oferta de energia elétrica.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aceleração da implantação dos empreendimentos de geração, em função das reuniões realizadas com os concessionários e instituições responsáveis pela fiscalização e licenciamento ambiental, com os resultados indicados a seguir: <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Jun/21 a Abr/22: Houve antecipação de 104 empreendimentos de geração, que totalizaram uma oferta adicional ao sistema de 5.399,39 MW, conforme totais mensais a seguir, considerando a antecipação mínima de 1 (uma) semana: <ul style="list-style-type: none"> Jun/21 -> 9 empreendimentos, 348,83 MW; Jul/21 -> 6 empreendimentos, 343,72 MW; Ago/21 -> 16 empreendimentos, 692,01 MW; Set/21 -> 7 empreendimentos, 1.550,19 MW; Out/21 -> 18 empreendimentos, 612,48 MW; Nov/21 -> 10 empreendimentos, 299,99 MW; Dez/21 -> 17 empreendimentos, 920,77 MW; Jan/22 -> 4 empreendimentos, 248,20 MW; Fev/22 -> 11 empreendimentos, 252,90 MW; Mar/22 -> 4 empreendimentos, 71,50 MW; e Abr/22 -> 2 empreendimentos, 58,80 MW. 1.2. Durante a 251ª Reunião (Ordinária) do CMSE, realizada em 04 de agosto de 2021, foi mencionada pela ANEEL a possibilidade de antecipar a entrada em operação da usina termelétrica GNA I (até então prevista para outubro de 2021), que poderia se dar via operação da usina em ciclo aberto, configuração, portanto, distinta daquela que seria utilizada de maneira estrutural. O Comitê decidiu por emitir deliberação nesse sentido. Na 3ª Reunião da CREG, realizada em 05 de agosto de 2021, a importância estratégica da UTE GNA I para o suprimento energético foi reafirmada. 1.3. Seguem abaixo, alguns importantes empreendimentos antecipados: <ol style="list-style-type: none"> 1.3.1) UTE GNA I, 1.338,3 MW, antecipação de 45 dias; 1.3.2) UTE Bracell, 409,31 MW, antecipação de 80 dias; 1.3.3) UTE William Arjona, 177,12 MW, antecipação de 36 dias; 1.3.4) UTE Puma II, 134,8 MW, antecipação de 10 dias; 1.3.5) UFV Sol do Sertão XIII, 74,84 MW, antecipação de 12 dias; 1.3.6) EOL Ventos de Santa Martina 13, 67,2 MW, antecipação de 176 dias.

	<p>1.4. Para o ano de 2021 estavam previstos inicialmente a entrada em operação de 4.791 MW em novos empreendimentos de geração de energia elétrica. Porém, com as ações da SNEE, em parceria com os demais agentes do setor elétrico, ocorreu a entrada em operação de 7.562 MW, ou seja, 57,8% acima do esperado nesse ano.</p> <p>2. Preservação de armazenamento em reservatórios do SIN.</p> <p>3. Ampliação da segurança eletroenergética do sistema.</p> <p>4. Entrada em operação de novos empreendimentos eólicos e solares, ampliando o uso de energia mais barata e limpa; e</p> <p>5. Entrada em operação de importantes usinas termelétricas, contribuindo com a segurança operativa do sistema.</p>
Recomendações de aprimoramentos	<p>1. Buscar maior articulação institucional para viabilizar a antecipação de empreendimentos de geração, com vistas a ampliar a segurança operativa, após identificada a necessidade pelo CMSE;</p> <p>2. Estabelecer mecanismos para priorizar e agilizar a emissão de licenças ambientais de empreendimentos que contribuem com o aumento da oferta de energia elétrica, após identificada a necessidade pelo CMSE;</p> <p>3. Priorizar a avaliação dos estudos elétricos, visando a emissão dos termos de liberação de operação de empreendimentos prioritários para o sistema elétrico, quando identificada necessidade específica pelo CMSE;</p> <p>4. Fortalecer a articulação com os concessionários de geração, visando auxiliar na solução de dificuldades e identificar oportunidades para antecipar os cronogramas de diversas etapas da implantação dos empreendimentos;</p> <p>5. Aprimorar as atividades de monitoramento e de priorização de empreendimentos de geração pelas instituições, a partir de apontamentos em estudos realizados periodicamente pelo ONS e EPE, inserindo esses empreendimentos em monitoramento diferenciado na SNEE/MME; e</p> <p>6. Buscar garantir a aderência dos dados do planejamento setorial com os dados utilizados na operação eletroenergética do sistema.</p>
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Processo MME nº 48370.000053/2021-81;</p> <p>Ata da 247ª Reunião Ordinária do CMSE, de 05/05/2021;</p> <p>Ofício-Circular nº 6/2021/CGEG/DMSE/SEE-MME;</p> <p>Ata da 251ª Reunião Ordinária do CMSE, de 04/08/2021;</p> <p>Nota Técnica nº 31/2021/SE;</p> <p>Planilha obras de geração adiantadas durante a crise hídrica 2020-2021;</p> <p>Apresentação do Monitoramento de Geração e Transmissão - 251ª Reunião Ordinária do CMSE; e</p> <p>Apresentação do Monitoramento de Geração e Transmissão - 260ª Reunião Ordinária do CMSE.</p>

MEDIDA 8	ADOÇÃO DE PERCENTUAL DE REDUÇÃO NA TUST E TUSD DOS APROVEITAMENTOS DE POTÊNCIA MAIOR DO QUE 30.000 kW
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	CREG, CCEE, ANEEL, EPE e ONS.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	CCEE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> Necessidade de viabilizar incentivos econômicos visando o aumento de recursos energéticos para atendimento à carga do SIN (aumento da geração de energia por parte de plantas existentes).
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> Havia empreendimentos com capacidade de aumentar a geração, mas não o realizavam porque perderiam o desconto na TUST/TUSD por ultrapassagem do limite de potência.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> Viabilizou a oferta adicional de energia de usinas existentes. Quantidade de usinas que receberam isenção de penalidade de ultrapassagem de limite de potência, com a respectiva energia adicional agregada a cada mês: Ago/21 -> 5 usinas: 0,023 MWmédios; Set/21 -> 10 usinas: 0,244 MWmédios; Out/21 -> 8 usinas: 0,212 MWmédios; Nov/21 -> 7 usinas: 0,155 MWmédios; Dez/21 -> 8 usinas: 0,096 MWmédios. <i>¹ Um agente (não considerado nos dados anteriores) realizou prática não prevista na concepção inicial da proposta; sendo assim, a energia contabilizada (4,517 MWmédios em Out/21, 189,173 MWmédios em Nov/21 e 155,274 MWmédios em Dez/21) não representou adicional ao sistema.</i>
Recomendações de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> Avaliar motivos da sua não efetividade e propor eventuais ajustes; A partir dessa análise, será possível decidir se cabe o uso do mecanismo aprimorado no plano estratégico de contingência para o enfrentamento de situações de crises hidroenergéticas no setor elétrico; Conforme a necessidade, pode-se estabelecer instrumento legal ou infra legal para implementação da medida; Deve-se construir uma forma de vedar práticas oportunistas por parte dos agentes que buscam se beneficiar do mecanismo, sem agregar nenhum valor adicional de geração ao sistema. (como: alteração de MUST/MUSD durante vigência da medida)
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Ofício-Circular nº 2/2021/CREG-MME;</p> <p>Comunicado CCEE 558/21 - Conheça as medidas adotadas para atendimento da decisão da CREG sobre ultrapassagem de potência injetada; e</p> <p>Ata da 3ª Reunião da CREG.</p>

MEDIDA 9	APRIMORAMENTO DA PORTARIA DAS UTEs MERCHANT
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	CMSE, MME, ANEEL, ONS, EPE e CCEE.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	MME/SNEE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> Necessidade de aprimorar as diretrizes estabelecidas anualmente, desde 2018, das UTEs <i>Merchant</i> (Portaria nº 5/2021/GM/MME, alterada pela Portaria nº 13/2021/GM/MME) de modo a retirar a exclusividade de UTEs a gás natural, ampliando a possibilidade de outras fontes termelétricas serem enquadradas nos referidos atos. Necessidade de aumentar a disponibilidade de geração termelétrica em uma janela temporal de até 6 meses no SIN, buscando uma economicidade nos preços dessa geração (preço dos combustíveis). Sinalização da necessidade sistêmica da geração termelétrica buscando viabilizar a respectiva disponibilidade de combustível.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> Parque termelétrico existente descontratado e que não se enquadrava na portaria existente (Portaria nº 5/2021/GM/MME). Baixa disponibilidade de combustível para geração de energia elétrica em função do agente não ter uma previsibilidade de acionamento das UTEs.
Resultados	<p>1. Apenas uma usina se enquadrou nas novas diretrizes (UTE Cuiabá, GN, 480 MW). Oferta de 6 meses de outubro/2021 a março/2022, nos montantes a seguir:</p> <p>Out/21: 98 MWmédios; Nov/21: 111 MWmédios; Dez/21: 422 MWmédios; Jan/22: 419 MWmédios; Fev/22: 478 MWmédios; Mar/22: 459 MWmédios.</p> <p>Média no período: 331 MWmédios.</p>
Recomendação de aprimoramentos	<p>1. O prazo de duração das ofertas de até 6 meses mostrou-se inadequado, tendo em vista que, em regra, as condições excepcionais possuem prazos mais curtos. Assim, recomenda-se não implementar a diretriz referente ao prazo de duração das ofertas nos regimentos ordinários sobre Merchant. Um eventual estabelecimento de duração máxima para as ofertas poderá ser avaliado em caso excepcional.</p> <p><i>Nota: As melhorias identificadas já foram implantadas nas diretrizes estabelecidas em portarias posteriores que tratam das usinas Merchant. Entre essas melhorias, está a retirada da exclusividade de UTEs a gás natural, ampliando a possibilidade de outras fontes termelétricas serem enquadradas nos referidos atos.</i></p>
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Processo MME nº 48370.000805/2017-28;</p> <p>Ata da 203ª Reunião Ordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), de 5 de setembro de 2018 (SEI nº 0485442);</p> <p>Nota Técnica nº 8/2018/CGCE/DGSE/SEE, de 24 de setembro de 2018 (SEI nº 0204675);</p> <p>Portaria nº 504/GM/MME, de 19 de dezembro de 2018 (SEI nº 0241064);</p> <p>Portaria nº 128/GM/MME, de 25 de março de 2020 (SEI nº 0383704);</p> <p>Nota Informativa do CMSE, de 4 de março de 2020 (SEI nº 0376739);</p> <p>Ata da 236ª Reunião Extraordinária do CMSE, em 16 de outubro de 2020 (SEI nº 0466117);</p> <p>Ata da 242ª Reunião Ordinária do CMSE, de 7 de dezembro de 2020 (SEI nº 0462925);</p>

Nota Técnica nº 1/2021/CGCE/DGSE/SEE (SEI nº 0464067);

Portaria Normativa nº 5/GM/MME, de 5 de abril de 2021 (SEI nº 0490473);

Ata da 247ª Reunião Ordinária do CMSE, de 5 de maio de 2021 (SEI nº 0508426);

Nota Técnica nº 5/2021/CGCE/DGSE/SEE (SEI nº 0508491); e

Portaria Normativa nº 13/GM/MME, de 2 de junho de 2021 (SEI nº 0510021), alterando a Portaria nº 5/GM/MME.

MEDIDA 10	OFERTA ADICIONAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTE DE USINA TERMELÉTRICA, A SER UTILIZADA NO CURTO PRAZO PARA ATENDIMENTO AO SIN (Portaria nº 17/2021/GM/MME)
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	CMSE, MME, ANEEL, ONS, EPE e CCEE.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	MME/SNEE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de viabilizar incentivos econômicos visando o aumento de recursos energéticos para atendimento à carga do SIN, por meio de: <ol style="list-style-type: none"> a. retorno à operação de plantas geradoras existentes; b. aumento da geração de energia por parte de plantas existentes; c. investimentos nas plantas necessários a aumentar sua capacidade de produção; e d. investimentos em novas plantas.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Havia um conjunto de centrais geradoras que poderiam proporcionar recursos energéticos adicionais ao SIN, mas que não o faziam por falta de incentivos econômicos adequados (não estavam contempladas em atos vigentes na época). ▪ O Mercado de Curto Prazo (MCP) apresentava baixa liquidez, por conta de elevada judicialização. Era preciso sinalizar que o agente teria garantia do recebimento (por meio da liquidação dos montantes de energia elétrica realizada de forma apartada do MCP), podendo fazer a aquisição do combustível e realizar os demais investimentos necessários.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Contribuiu com a preservação de nível de reservatórios, por meio da geração adicional de 1.412.492 MWh, de ago/21 a mar/22. Estima-se que tal geração pode ter sido suficiente para atender cerca de 1,05 milhão de unidades residenciais, por mês (nesse período), com base no consumo médio mensal verificado no referido período (167 kWh/NU); 2. Viabilizou a oferta adicional de energia por meio diferentes fontes (biogás, licor negro, lenha, cavaco de madeira, resíduos florestais, bagaço de cana de açúcar, calor de processo, óleo diesel e gás natural); 3. Houve considerável adesão dos agentes, que ofertaram montantes significativos de geração adicional, conforme totais mensais a seguir, sendo uma parte relevante aprovada: <p>Ago/21 -> 3 ofertas, 25 MWmed; Set/21 -> 30 ofertas, 231 MWmed; Out/21 -> 62 ofertas, 963 MWmed; Nov/21 -> 38 ofertas, 376 MWmed; Dez/21 -> 33 ofertas, 328 MWmed; Jan/22 -> 13 ofertas, 564 MWmed; Fev/22 -> 8 ofertas, 335 MWmed; e Mar/22 -> 6 ofertas, 319 MWmed).</p> 4. Viabilização de geração de usinas importantes para o SIN (que se encontravam paradas), com relevante capacidade instalada, tais como Uruguiana e Termonorte I e II; e 5. O valor médio do encargo de serviços de sistema da oferta adicional de energia para o período (ago/21 a mar/22) foi de 1.628 R\$/MWh.

<p>Recomendação de aprimoramentos</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Relevância na definição de diretrizes abrangentes e neutras tecnologicamente a fim de contemplar a contribuição de diferentes recursos energéticos; <i>(houve interesse de outras tecnologias, tais como a utilização de barcaças para a geração de energia, uso de baterias e de locomotivas para produção de energia elétrica)</i> 2. Necessidade de aprimoramento quanto a maior previsibilidade e antecedência na aprovação das ofertas, de forma a viabilizar a participação de cada recurso alinhada às características e modelos de negócio específicos; 3. Reavaliar a forma de apresentação das ofertas pelos agentes, de forma a especificar precisamente o volume, o preço e a duração, de cada oferta, facilitando a avaliação e os aceites pelo CMSE. Permitir que um agente possa apresentar vários tipos de ofertas e realizar ajustes nas mesmas de forma mais dinâmica; 4. Avaliar o estabelecimento de duração máxima para os produtos ofertados, de forma geral ou específica, já na abertura do processo de recebimento de ofertas, que serão dinamicamente definidos em razão das necessidades sistêmicas indicadas pelo ONS e apresentadas ao CMSE, possibilitando produtos mais adequados em termos de volume, preço e duração; 5. Avaliar o estabelecimento de metodologia para se estabelecer volumes, preços e durações, de referência, das ofertas a serem aceitas em cada momento, em âmbito interno e de caráter restrito às avaliações técnicas realizadas pelo CMSE, enquanto durar a situação excepcional que necessite de aceite dessas ofertas; 6. Priorizar e agilizar a emissão ou atualização de outorgas de usinas, em períodos de escassez hídrica, viabilizando as ofertas nessa sistemática.
<p>Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida</p>	<p>Processo MME SEI nº 48370.000079/2021-20;</p> <p>Carta CTA-ONS DGL 1032/2021, com NT-ONS DGL 0059-2021 - Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do SIN - maio de 2021 (SEI nº 0513090);</p> <p>Ata da 247ª Reunião do CMSE (SEI nº 0513235);</p> <p>Nota Técnica nº 6/2021/CGCE/DGSE/SEE (SEI nº 0513091);</p> <p>Nota Técnica nº 7/2021/CGCE/DGSE/SEE (SEI nº 0522278);</p> <p>Relatório Conjunto ONS-CCEE de Avaliação do Mecanismo de Geração Adicional - Portaria nº 17/2021/GM/MME (SEI nº 0754536); e</p> <p>Regras e Procedimentos de Comercialização Provisórios (SEI nº 0744672).</p>

MEDIDA 11	APOIO AOS AGENTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CUJOS RECURSOS NÃO SÃO DESPACHADOS CENTRALIZADAMENTE, COMPREENDENDO DESTACADAMENTE AS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – PCHs
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	CMSE e ONS.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> Com o objetivo de contribuir para o atendimento eletroenergético do SIN ao longo dos meses de outubro e novembro de 2021, uma das medidas deliberadas pelo CMSE foi de que o ONS efetuassem gestão com os agentes de geração de energia elétrica cujos recursos não fossem despachados centralizadamente, compreendendo destacadamente as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), de forma que a operação dessas usinas fosse otimizada a partir da modulação de sua geração alinhada às necessidades sistêmicas para atendimento à demanda máxima do SIN, quando possível.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> Importância da modulação da geração nestas usinas para melhor atendimento à ponta de carga do SIN.
Resultados	Favoráveis, porém de difícil mensuração.
Recomendação de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> Estudar aprimoramento da regulação, associada ao trabalho a ser desempenhado entre ONS e centros de operação das distribuidoras para se aprimorar a programação e o acompanhamento da geração interna na rede de distribuição, em benefício da otimização eletroenergética do SIN.
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	Ata da 255ª Reunião (Ordinária) do CMSE, de 5 de outubro de 2021.

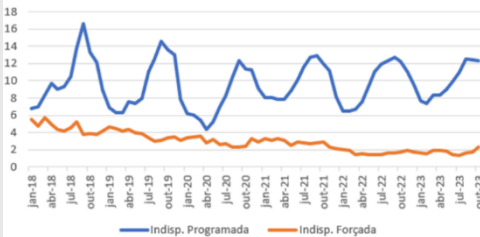
MEDIDA 12	REALIZAÇÃO DO PROCEDIMENTO COMPETITIVO SIMPLIFICADO
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	CMSE, MME, ANEEL, ONS, EPE e CCEE.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	EPE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dado o contexto de escassez hídrica e a incerteza quanto à sua duração, os estudos prospectivos à época indicaram necessidade de oferta adicional de energia e potência por conta da ocorrência de violações dos critérios de suprimento de potência e das metas de armazenamento. De forma a garantir a continuidade e segurança do suprimento eletroenergético do país, foi estabelecido o Procedimento Competitivo Simplificado, com o objetivo de contratar capacidade adicional de geração para o período 2022-2025.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reservatórios do SE/CO (que representam cerca de 70% da capacidade total de armazenamento do SIN) atingiram um nível de apenas 32% de sua capacidade máxima ao final do período úmido (abril) de 2021, iniciando período seco em situação comparável a 2001, quando o Brasil enfrentou grave escassez hídrica que motivou o racionamento de energia. ▪ Em setembro de 2021, registrou-se um nível de armazenamento na região SE/CO de 16,8%, segundo pior do histórico. ▪ Em relação à MLT, no período de outubro/2020 a setembro/2021, nove dos doze meses registraram afluências entre as cinco piores de todo o histórico no SIN, sendo que, em seis deles, observou-se a pior afluência. O biênio 2020/2021 apresentou as menores vazões afluentes observadas desde 1931. ▪ Os estudos prospectivos realizados nos meses de setembro e outubro de 2021 apontavam que, caso a escassez hídrica de 2020/2021 perdurasse pelos próximos anos, o SIN enfrentaria riscos severos de falta de suprimento de energia e potência. Para além das ações já coordenadas pelo CMSE e pela CREG em 2021 visando o aumento da oferta de energia, um novo conjunto de medidas se fazia necessário para reduzir o risco de desabastecimento caso a situação de escassez hídrica se prolongasse.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Foi realizado o Procedimento Competitivo Simplificado em 25 de outubro de 2021, no qual foram contratados dezessete empreendimentos que somam 1.220,8 MW de capacidade instalada e que negociaram 775,8 MWmed de energia. Desse total de capacidade instalada, cerca de: 96,48 % são de projetos termelétricos a gás natural; 2,66% de projetos termelétricos a biomassa; e 0,86% de projetos fotovoltaicos. O investimento total foi superior a 5,2 bilhões de reais. 2. Dentre os dezessete projetos vencedores, onze estão em operação comercial, sendo que a UTE Porsud II ainda tem 0,85% de potência em atraso. Quatro usinas não entram em operação comercial: EDLUX X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I e foram substituídas pela UTE Cuiabá a partir de 11/2024, conforme Termo de Autocomposição firmado entre ANEEL, MME e Âmbar Energia. A usina Fênix foi descontratada e a usina UTE RE TG 100 02 01 foi rescindida. <p><i>Nota: Com o aumento expressivo da energia natural afluyente verificado entre os meses de outubro de 2021 e fevereiro de 2022, houve uma reversão da condição adversa observada em 2021. Dada a reversão do quadro hidrológico, apesar da oferta adicional não ter se mostrado fundamental para garantir as condições de suprimento do SIN, a mobilização para contratação dessa oferta adicional (indicada nos estudos para garantia da adequabilidade do suprimento) foi realizada de forma célere e efetiva, o que teria sido essencial caso o quadro de escassez perdurasse, demonstrando a capacidade das instituições do setor de lidarem com situações de escassez hídrica.</i></p>

Recomendação de aprimoramentos

1. Aprimorar continuamente os processos de planejamento da expansão e da operação para uma avaliação mais assertiva das condições de suprimento futuras e eventuais riscos de desabastecimento:
 - 1.1. Melhoria da representação das restrições hidráulicas nos modelos de planejamento e operação é essencial para que seja possível a captura de cenários adversos e, dessa forma, definir que medidas podem ser tomadas com a antecedência necessária a fim de garantir o melhor uso e gestão dos recursos energéticos. O aprimoramento da representação destas restrições na cadeia de modelos eletroenergéticos é atualmente objeto de um grupo de trabalho do CT PMO-PLD, em função de recomendação feita no âmbito do Plano de Recuperação dos Reservatórios (PRR), na Ação CP2- "Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de médio e longo prazos". É necessário ressaltar a importância deste tema e dar continuidade aos estudos relacionados.
 - 1.2. A qualidade dos dados que alimentam os modelos é de vital importância para a obtenção de resultados mais próximos a realidade. Trabalhar para que os agentes forneçam informações atualizadas e mais próximas possíveis da realidade operativa de suas usinas é um passo importante para assegurar uma representação adequada nos modelos.
2. Realizar estudo de Resiliência climática – Conforme previsto no PRR, as seguintes ações buscam aperfeiçoamento do planejamento eletroenergético sob a ótica dos riscos trazidos pelas mudanças climática, visando minimizar a necessidade de contratar oferta adicional de energia elétrica emergencial: Ação CP13 – “Estruturação e modelagem de base de dados de indicadores e estatísticas socioambientais de riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas no setor de energia.”; Ação CP17 - “Elaboração de *Roadmap* que aborde iniciativas e estratégias que permitam o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas”; Ação MP3 – “Avaliação de estudos sobre as mudanças no regime de vazões”; e Ação MP4 – “Aprimoramento da metodologia de geração de cenários hidrológicos, considerando cenários climáticos (MP3), para incorporação nos modelos e estudos de planejamento do setor elétrico”. Aprimorar e expandir os programas de resposta da demanda e eficiência energética, por exemplo, mostra-se como uma oportunidade de aumento da segurança de suprimento, reduzindo a necessidade de contratação de oferta adicional.
3. Buscar eliminar barreiras que dificultem a aplicação de penalidades contratuais, inclusive as relacionadas à eventual descontração de usinas atrasadas;
4. Buscar soluções de desenho de leilões que minimizem o arrependimento da contratação;
5. Preferencialmente considerar a questão do escoamento em processos competitivos de expansão de geração, para garantir que haja condições de transmissão de energia de novos empreendimentos; e
6. Reavaliar os prazos associados à implantação das novas usinas, em situações emergenciais.

Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida

Carta ONS DGL 1946/2021;
 Ofício nº 1561/2021/PR/EPE;
 Nota Técnica nº NT EPE/DEE/102/2021-R0;
 Nota Técnica nº NT-ONS DGL 0105/2021;
 Carta ONS DGL 2259/2021;
 Ofício nº 1678/2021/PR/EPE;
 Nota Técnica nº NT EPE/DEE/123/2021-R0; e
 Nota Técnica nº NT-ONS DGL 0124/2021.

MEDIDA 13	NEGOCIAÇÃO ACERCA DA MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS DE USINAS PARA PERÍODOS MAIS FAVORÁVEIS
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	ONS, CMSE, MME, Agentes e ANEEL.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none">Necessidade de maximização da disponibilidade de unidades geradoras, tanto hidrelétricas quanto termelétricas.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none">Dado o histórico de intervenções em usinas, é possível verificar que, mediante alinhamentos entre o ONS e Agentes, em alguns casos há margem para postergação de manutenções preventivas levando em conta questões históricas, contratuais e de cunho técnico.
Resultados	<div><div><div><div>1. Impacto no cronograma de manutenções outrora aprovado, com aumento de disponibilidade energética para o SIN;</div><div>2. Maximização da disponibilidade de usinas térmicas, visando a redução da taxa de deplecionamento dos principais reservatórios de usinas hidrelétricas;</div><div>3. Redução do número de manutenções simultâneas;</div><div>4. Adequação na disponibilidade de geração das usinas térmicas nos modelos de otimização energética no horizonte de programação e planejamento; e</div><div>5. Implantação do Plano Anual de Intervenções Energéticas a partir de 2021.</div></div><div><p>Segundo levantamento de comparação entre durações de indisponibilidades programadas e forçadas em unidades geradoras de usinas despachadas pelo ONS de janeiro de 2018 até julho de 2023, observa-se uma queda acentuada nas referidas taxas nos anos de 2020 e 2021 decorrente das tratativas acima descritas.</p><div><div><div>Indisponibilidades de Geração no SIN (%)</div></div><div><div>MANUTENÇÕES EM UNIDADES GERADORAS</div><div><div><div>Planejamento Anual Hidráulicas</div><div><div><div>2021</div><div>908</div><div>114</div><div>301</div><div>Total: 613</div></div><div><div>2022</div><div>793</div><div>246</div><div>9</div><div>Total: 1048</div></div></div><div><div>Planejamento Anual Térmicas</div><div><div><div>2021</div><div>85</div><div>43</div><div>62</div><div>Total: 190</div></div><div><div>2022</div><div>474</div><div>124</div><div>16</div><div>Total: 614</div></div></div></div><div><div>Legenda</div><div><div>Aprovadas</div><div>Reprogramadas</div><div>Indispostas</div></div></div></div></div></div></div></div></div></div>
Recomendação de aprimoramentos	<div><div><div>1. Utilização dos dados do planejamento energético de médio prazo para avaliação das intervenções energéticas, visando alocá-las, sempre que possível, em períodos de menor demanda por geração adicional no sistema;</div><div>2. Estruturação do Plano Anual de Intervenções Energéticas, com atualizações trimestrais;</div><div>3. Consideração das propostas de intervenções do plano anual nos estudos operativos em substituição à utilização das taxas de falhas típicas (TEIF e IP); e</div><div>4. Consideração também desses aprimoramentos para auxiliar na gestão da disponibilidade de geração nos períodos de maior demanda máxima no SIN.</div></div></div>

Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida

CTA-ONS DOP 0771/2021;
CTA-ONS DGL 0852/2021;
CTA-ONS DOP 0955/2021;
CTA-ONS DOP 1002/2021;
CTA-ONS DOP 1080/2021;
CTA-ONS DOP 1448/2021; e
CTA-ONS DOP 2607/2021.

MEDIDA 14	FLEXIBILIZAÇÃO DA GERAÇÃO MÍNIMA DE UGs DE USINAS HIDRELÉTRICAS
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	ONS, MME, ANEEL, ANA e EPE.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Deplecionamento acentuado no subsistema Sul no final de 2020 (2º pior outubro e pior novembro do histórico de ENA), trazendo preocupação com o atendimento à defluência mínima ambiental das usinas e aos requisitos elétricos da região. ▪ A condição hidrológica observada entre os meses de outubro de 2020 e outubro de 2021, para todo o SIN, caracterizou-se como a pior do histórico. Como reflexo desta situação hidrológica adversa, os armazenamentos, principalmente do subsistema SE/CO, vivenciaram condições significativamente desfavoráveis. ▪ Preservação da segurança das condições de atendimento eletroenergético do SIN e da governabilidade hidráulica da operação da bacia do rio Paraná.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Declaração de situação de escassez hídrica quantitativa da Região Hidrográfica da bacia do rio Paraná, conforme Resolução ANA nº 77, de 1º de junho de 2021; e ▪ O estudo prospectivo não apontava melhoria da capacidade de replecionamento dos reservatórios ao longo do período úmido, e através de simulações hidráulicas, havia indicativo de esgotamento dos armazenamentos de algumas usinas.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. As flexibilizações da geração mínima de usinas hidrelétricas em conjunto com as demais medidas adotadas foram fundamentais para a garantia da segurança do atendimento ao SIN e permitiram ganhos de armazenamento nos subsistemas SE/CO e Sul. 2. As seguintes medidas foram adotadas nos subsistemas SE e Sul, com significativas reduções de vazão turbinada nos períodos em que foi possível a adoção: <ul style="list-style-type: none"> - Operação em vazio da UHE Itumbiara, em especial em períodos de carga leve; - Redução da vazão turbinada mínima da UHE Água Vermelha para 440 m³/s; - Redução da vazão turbinada mínima da UHE São Simão para 450 m³/s; - Realização de defluência nula por até 2 horas consecutivas, e até 3 períodos diários, com intervalo mínimo de 6 horas entre os períodos de defluência nula, na UHE Theodomiro Carneiro Santiago, resultando numa vazão mínima média diária de aproximadamente 80 m³/s; - Redução da vazão defluente mínima da UHE Nova Ponte para 26,8 m³/s, considerando o nível da UHE Miranda acima de 694,48 m (48,25%), e mínima de 80,0 m³/s, considerando o nível da UHE Miranda abaixo de 694,48 m (48,25%); - Redução da vazão defluente mínima da UHE Miranda para 120 m³/s; - Redução da vazão defluente mínima da UHE Jurumirim para 60 m³/s; - Na bacia do rio Pardo, redução de defluência mínima da UHE Caconde para 20 m³/s e uma segunda redução para 10 m³/s. Redução também da defluência mínima da UHE Limoeiro, passando para 13 m³/s; - Redução de geração da UHE Machadinho para faixa especial de 220 MW; - Redução de geração da UHE Barra Grande para faixa especial de 110 MW; e - Redução das defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera (descrita em ficha específica).
Recomendação de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar estudos e desenvolver projetos com o objetivo de solucionar questões que acabam se tornando restrições hidráulicas na operação dos reservatórios. Nesse intuito, podem ser utilizados os recursos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, para desenvolvimento de ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios;

	<ol style="list-style-type: none"> 2. Continuar e aprimorar os estudos prospectivos de energia e de ponta de carga, de forma a antever o problema de esgotamento de armazenamento de usinas; e 3. Antecipar as tratativas entre os agentes e demais envolvidos, a fim de sinalizar tempestivamente a necessidade de flexibilizações, a serem submetidas e avaliadas pelos órgãos competentes, em caso de escassez hídrica ou da necessidade de ação preventiva; e 4. quantificar, avaliar e discutir previamente os impactos positivos e negativos, para os diversos setores, decorrentes da flexibilização de regras operativas, bem como medidas de mitigação dos impactos negativos.
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Carta CTA-ONS DOP/PR 1468/2021 Solicitação de operação especial na UHE Itumbiara;</p> <p>Carta CTA-ONS DOP/PR 2295/2021 Flexibilização das restrições de vazão defluente mínima dos reservatórios das UHE Emborcação e Nova Ponte;</p> <p>Carta CTA-ONS DOP/PR 2297/2021 Flexibilização das restrições de vazão defluente mínima do reservatório da UHE Miranda;</p> <p>Carta CTA-ONS DOP 0721/2021 Redução da defluência mínima das usinas da bacia do rio Pardo;</p> <p>Carta CTA-ONS DOP 1171/2021 Apuração de vazões defluentes praticadas pelas Usinas Hidrelétricas – UHE Jurumirim, Piraju e Paranapanema – Sala de Crise do Paranapanema;</p> <p>Nota Técnica ONS DGL 0093/2021 Estudo Prospectivo Agosto a Novembro de 2021;</p> <p>Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1359/2020 UHE Barra Grande;</p> <p>Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1465/2020 UHE Jurumirim;</p> <p>Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1834/2021 UHE Água Vermelha;</p> <p>Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1867/2021 UHE Caconde;</p> <p>Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1868/2021 UHE Limoeiro;</p> <p>Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 1957/2021 UHE São Simão;</p> <p>Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 2355/2021 UHE Nova Ponte;</p> <p>Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 2389/2021 UHE Theodomiro Carneiro Santiago;</p> <p>Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 2398/2021 UHE Miranda;</p> <p>Resolução ANA nº 76 Redução temporária da descarga mínima dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Caconde e Limoeiro, no rio Pardo; e</p> <p>Resolução ANA nº 77 Situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná.</p>

MEDIDA 15	RECONHECIMENTO DA NECESSIDADE DE A PETROBRAS PROVIDENCIAR, ATÉ 30 DE SETEMBRO DE 2021, A EFETIVA OPERAÇÃO DE SEUS TRÊS TERMINAIS DE REGASEIFICAÇÃO
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	CMSE, MME, ONS, ANEEL, ANP e Petrobras.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	MME/SNPGB.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Petrobras possuía três terminais de regaseificação de GNL (gás natural liquefeito): Terminal de GNL da Bahia (TRBA), Terminal de GNL da Baía de Guanabara (no Rio de Janeiro) e Terminal de GNL de Pecém (no Ceará), estando esse último sem FSRU (embarcação na qual é realizado o armazenamento e a regaseificação de GNL). ▪ A falta de FSRU em Pecém gerava restrição de suprimento de gás natural às térmicas do Estado: Termofortaleza, Termoceará e Vale do Açu. ▪ Vale observar que a Termoceará, por ser bicombustível, estava operando com óleo diesel. <p><i>Nota: Em 5 de agosto de 2021, na 3ª Reunião da CREG, foi decidido:</i> <i>“Determinar à empresa Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras que providencie, até 30 de setembro de 2021, a efetiva operação de seus três terminais de regaseificação por meio da promoção do acesso imediato e simplificado de terceiros ao Terminal de Regaseificação de Pecém ao primeiro agente que comprovar expertise técnica e der início à operação em menor prazo, sem prejuízo de poder antecipar o término e efetiva operacionalização do processo de arrendamento do Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos, no Estado da Bahia, e concomitante deslocamento do navio FSRU desse terminal para o Terminal de Regaseificação de Pecém, no Estado do Ceará”.</i></p>
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Os terminais de GNL permitem aumentar a oferta de gás natural ao mercado nacional a partir da importação de GNL. ▪ Naquele período, a Petrobras estava conduzindo processo de arrendamento do Terminal de GNL da Bahia (TRBA), em que a vencedora do processo arrendaria o terminal e operaria com sua própria FSRU. De acordo com o plano da Petrobras, concluído o processo de arrendamento, a FSRU então em operação no TRBA seria deslocada para o Terminal de GNL de Pecém (TR-Pecém) e os três terminais voltariam a operar. ▪ O processo de arrendamento estava em andamento, inclusive com etapas ainda a executar no processo licitatório, e demandaria tempo para conclusão, o que motivou a determinação para providenciar a operação do TR-Pecém em menor prazo.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. A Petrobras informou que iniciou discussões sobre o modelo de acesso excepcional ao TR-Pecém, após comunicação da determinação da CREG; 2. Necessidade de avaliação dos novos instrumentos contratuais e validação do modelo de acesso com a ANP, por se tratar de um modelo distinto do processo de arrendamento do TRBA; 3. A convocação para o processo de acesso excepcional ao TR-Pecém foi divulgada em 17 de setembro de 2021. 4. O prazo para o acesso excepcional estaria limitado à conclusão do processo de arrendamento do TRBA e do deslocamento da FSRU desse Terminal até TR-Pecém. 5. O processo de acesso excepcional ao TR-Pecém encerrou sem manifestação de interessados.
Recomendação de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 1. O processo de acesso excepcional ao TR-Pecém não teve sucesso, o que sugere alguns pontos de atenção para eventuais novos processos semelhantes: <ul style="list-style-type: none"> - O processo de instalação de uma FSRU de um terceiro em um terminal de GNL não é simples. Isso foi verificado no processo de arrendamento do TRBA, que demonstrou a complexidade de trazer uma FSRU do exterior, internalizá-la e colocá-la em operação. Todo o processo envolve necessidade de autorizações

	<p>de diversos órgãos, questões de alfandegamento, compatibilidade técnica de conexão da FSRU ao terminal, celebração de contratos de suprimento de gás natural, entre outras.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Não havia um modelo já definido para o acesso excepcional ao TR-Pecém, de modo que houve necessidade de proposição e avaliação de um novo modelo, envolvendo a Petrobras e a ANP. - As equipes técnicas envolvidas nas discussões, tanto na Petrobras quanto na ANP, eram as mesmas que estavam tratando do arrendamento do TRBA e de outros temas, o que acabou sobrecarregando suas atividades e, eventualmente, dilatando mais os prazos. - A incerteza quanto ao período de acesso (visto estar vinculado à conclusão do processo de arrendamento do TRBA e o deslocamento da FSRU da Petrobras até o TR-Pecém) deve ter afastado o interesse de alguns agentes, pois não havia garantia de continuidade, importante para celebração de contratos de suprimento de gás natural com consumidores livres e distribuidoras de gás canalizado. - A escassez hídrica ocorreu no mesmo período em que houve aumento da demanda global por GNL e escassez de oferta no mundo, levando a uma alta de preços sem precedentes. Nesse contexto, havia concorrência pelo GNL e pelas FSRUs no mercado internacional, reduzindo a atratividade de projetos com maiores riscos ou com menores expectativas de retorno. - Para um processo que teria que ser muito expedito, tanto para contratação quanto para operação, seria recomendável avaliar previamente a existência de interessados e a disponibilidade de equipamentos no mercado, especialmente, no caso, uma FSRU, de modo a ter uma expectativa de sucesso antes de empreender todo o esforço necessário. <p>2. Por outro lado, a experiência demonstra a importância de ter terminais de GNL conectados ao sistema de transporte de gás natural, de modo que seria recomendável estudar/avaliar as regras dos leilões de energia elétrica, para que essas não levem à preferência por UTEs conectadas a terminais de GNL exclusivos e isolados.</p>
<p>Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida</p>	<p>Ata da 251ª Reunião Ordinária do CMSE, de 4 de agosto de 2021;</p> <p>Ata da 3ª Reunião da CREG, de 5 de agosto de 2021;</p> <p>Documentos juntados ao Processo SEI nº 48340.001916/2021-95;</p> <p>Documento juntado ao Processo SEI nº 48300.001068/2021-91; e</p> <p>Documento juntado ao Processo SEI nº 48340.002848/2021-81.</p>

MEDIDA 16	MINIMIZAR O IMPACTO PARA O SIN DECORRENTE DE MANUTENÇÕES DE INFRAESTRUTURAS, DE OFERTA DE GÁS NATURAL DA PETROBRAS
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	Petrobras, ONS, ANEEL, ANP e MME.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	MME/SNPGB.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A Petrobras agendou manutenção programada da Plataforma de Mexilhão e do Gasoduto Rota 1, por 30 dias, entre agosto e setembro de 2021. ▪ O volume de gás escoado pelo Gasoduto Rota 1 estava em torno de 13 a 14 milhões de m³/dia e a parada programada poderia afetar o suprimento de gás natural às UTEs.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A Petrobras fez uma apresentação sobre a parada programada da Plataforma de Mexilhão e do Gasoduto Rota 1 para Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), do MME, em 22/mar/2021. Apresentação em anexo.¹ ▪ A Petrobras oficializou à ANEEL, no segundo trimestre de 2021, sobre a programação dessa parada, em razão do impacto na geração termelétrica a gás natural.
Resultados	<p>A Petrobras adotou diversas medidas para reduzir o impacto da parada da Plataforma de Mexilhão e do Gasoduto Rota 1 no suprimento de gás natural:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ampliação da capacidade do Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara de 20 milhões para 30 milhões de m³/dia; 2. Reposicionamento de navio regaseificador do Terminal de Regaseificação de GNL de Pecém para o Terminal da Bahia, com capacidade de ofertar mais 14 milhões m³/dia, visando maximizar a oferta de gás natural para atendimento à demanda do setor elétrico, uma vez que a operação no Terminal de Pecém era limitada a 4,8 milhões de m³/dia; 3. Posicionamento no mercado de cargas e navios supridores de GNL, adquirindo cargas para 2021 em volume significativamente superior ao de anos anteriores; 4. Negociação de novo contrato interruptível de incremento temporário da importação da Bolívia; 5. Interconexão entre os gasodutos de escoamento denominados Rotas 1 e 2, o que permitiria maior flexibilidade para escoar o gás do Pré-Sal para as unidades de processamento de gás natural (UPGNs) de Cabiúnas e de Caraguatatuba; 6. Autorização em caráter especial para flexibilizar o teor de metano do gás processado da UPGN de Caraguatatuba, conforme Autorização nº 836, de 25 de novembro de 2020, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), permitindo aumentar a oferta de gás natural proveniente do Pré-Sal. <p>Houve também medidas para redução do consumo de gás natural, principalmente em usinas termelétricas (UTEs):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Devido à ausência de navio regaseificador no Terminal de Regaseificação de Pecém/CE, não seria possível a operação integral das UTEs Vale do Açu, Termo Ceará e Termofortaleza. A UTE Termo Ceará estava sendo operada com óleo diesel. 2. Atendimento adicional das UTEs Araucária e William Arjona, para compensar as UTEs do Ceará. 3. Agendamento de paradas programadas de UTEs próprias e de terceiros durante a parada da Rota 1. <p>Vale observar que havia a possibilidade de suprimento de gás natural para UTEs por</p>

	<p>outros agentes também:</p> <ol style="list-style-type: none"> Disponibilidade de dois novos terminais de regaseificação de GNL privados, dedicados ao suprimento de gás natural às respectivas UTEs conectadas: <ol style="list-style-type: none"> Terminal de GNL da Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse), em Sergipe, já estava operando desde março de 2020; UTE da Gás Natural Açú (GNA), no Rio de Janeiro, estava em fase de testes e a operação comercial foi iniciada em setembro de 2021. <p><i>Nota: Vale ressaltar que, para estes dois casos, as UTEs não seriam afetadas pela manutenção programada da Petrobras. No entanto, embora os terminais de GNL pudessem operar, não fariam contribuição adicional para o suprimento a outras UTEs, por não estarem conectados ao sistema de transporte. Da mesma forma, caso tivessem algum problema com o terminal de GNL ou com cargas de GNL, essas UTEs não poderiam ser despachadas, por não estarem conectadas a outras fontes de suprimento.</i></p> <ol style="list-style-type: none"> Tratativas para suprimento de gás natural à UTE Uruguaiana, a partir da Argentina. <p>Para viabilizar a operação do Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara com 30 milhões de m³/dia, vale comentar que houve a necessidade de envolvimento de diversos outros órgãos, pois poderia haver chegada de navios metaneiros a cada dois dias, exigindo agilidade no processo de desembarço alfandegário das cargas, no fluxo dos navios na Baía de Guanabara e no transbordo de GNL entre as embarcações. Entre os órgãos, foram envolvidas a Anvisa, pela possibilidade de haver necessidade de certificação de sanitização dos navios metaneiros, e a Força Aérea Brasileira, para notificação de passagem dos navios metaneiros próximo ao Aeroporto de Santos Dumont.</p>
<p>Recomendação de aprimoramentos</p>	<ol style="list-style-type: none"> Recomendação para que as UTEs avaliem se conectar ao sistema de transporte, para maior flexibilidade de fonte de suprimento de gás natural. Promoção da diversificação de fornecedores de gás natural, para maior segurança no abastecimento desse combustível. Programação das paradas de manutenção no período de menor necessidade de geração termelétrica, cuja demanda tem maior sazonalidade ao longo do ano. Avaliação da necessidade de aprimoramento no procedimento de informação sobre paradas para manutenção de infraestruturas de suprimento de combustíveis que afetem conjunto de usinas termelétricas. Promoção da conexão dos terminais de GNL existentes ao sistema de transporte, para otimizar o uso de infraestruturas existentes e reduzir riscos no suprimento de gás natural.
<p>Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida</p>	<p>Apresentação da Petrobras sobre a parada programada e medidas em andamento.</p> <p>¹ Processo SEI nº 48340.001916/2021-95, Carta DRGN 0002/2021 (SEI nº 0514892) e anexos.</p>

MEDIDA 17	FLEXIBILIZAÇÃO DAS RETRIÇÕES HIDRÁULICAS DAS USINAS DO SÃO FRANCISCO
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	MME, CMSE, CREG, ONS, Agentes de Geração Hidráulica e ANA.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar a degradação do armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas nas Regiões Sudeste e Sul, de modo a garantir a segurança do atendimento eletroenergético do País, durante a transição entre os períodos seco do ano de 2020 e úmido de 2021 e ao longo do período seco do ano de 2021. Promover a recuperação de armazenamento nos reservatórios de Três Marias e Sobradinho, nos períodos em que as condições de atendimento eletroenergético do SIN não fossem comprometidas.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> Inicialmente, em novembro de 2020, o ONS emitiu a Nota Técnica nº 0118/2020, por meio da qual foram relatadas as condições desfavoráveis de armazenamento do SIN ao final do período seco do ano de 2020 e as perspectivas que havia, também desfavoráveis, de afluições para o período de transição (seco de 2020/úmido de 2021). Essa Nota apresentou propostas de flexibilização de restrições hidráulicas visando propiciar disponibilidades energéticas adicionais para assegurar o atendimento eletroenergético do SIN, dentre as quais destacava-se a necessidade da realização de operação especial dos reservatórios da bacia do rio São Francisco. Posteriormente, houve o reconhecimento das condições desfavoráveis de atendimento do SIN e da importância de se dispor de recursos energéticos adicionais a fim de assegurar as condições de atendimento eletroenergético do País nos anos de 2020 até 2022, por parte do CMSE, conforme consta, por exemplo, nas atas das reuniões desse Comitê ocorridas em 27/11/2020 (241ª Reunião), 27/05/2021 (248ª Reunião), 01/06/2021 (249ª Reunião) e 24/08/2021 (252ª Reunião).
Resultados	<p>Os principais resultados dessa medida foram as flexibilizações das restrições hidráulicas das usinas da bacia do rio São Francisco, estabelecidas na Resolução ANA nº 2.081/2017, que contribuíram para garantir a segurança do atendimento eletroenergético do SIN. Essas flexibilizações estão relacionadas, em ordem cronológica, a seguir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 03/12/2020 – Emissão da Resolução ANA nº 51/2020, que flexibilizou as defluências máximas médias mensais que deveriam ser praticadas nas UHEs Três Marias (400 m³/s) e Xingó (1.300 m³/s) em dezembro de 2020 para os seguintes valores: <ul style="list-style-type: none"> - De até 750 m³/s na UHE Três Marias; e - De até 2.750 m³/s na UHE Xingó. 14/06/2021 – Emissão da Resolução ANA nº 81/2021, que permitiu a operação excepcional para a UHE Xingó nos meses de junho a novembro de 2021, permitindo: <ul style="list-style-type: none"> - A troca de faixa de operação Normal para a de Atenção em junho e julho de 2021 quando o reservatório de Sobradinho atingir volume útil inferior a 60%, podendo ser praticada a defluência mínima de 800 m³/s na UHE Xingó sem necessidade de aguardar o 1º dia útil do mês seguinte; e - A prática de vazões máximas médias mensais de 1.500 m³/s em setembro e de 2.500 m³/s em outubro e novembro de 2021 (até 40%VU do reservatório de Sobradinho). 25/08/2021 – Determinação da CREG que, conforme consta na ata da 4ª reunião dessa Câmara, deliberou pela: <ul style="list-style-type: none"> - Consideração da defluência máxima média mensal de 1.100 m³/s para as UHEs Sobradinho e Xingó para agosto de 2021 (em substituição aos 950 m³/s definido

	<p>na curva de segurança).</p> <p>4. 31/08/2021 – Determinação da CREG que, conforme consta na ata da 5ª reunião dessa Câmara, deliberou pela consideração, enquanto o reservatório da UHE Sobradinho estiver com armazenamento acima de 15% VU, das vazões médias máximas mensais para os meses de setembro a novembro de 2021:</p> <ul style="list-style-type: none"> - De até 650 m³/s na UHE Três Marias; e - De até 1.500 m³/s, em setembro; e de até 2.500 m³/s em outubro e novembro nas UHEs Sobradinho e Xingó. <p>Cumprido destacar, no sentido de contribuir para a recuperação dos níveis de armazenamento dos reservatórios das UHEs Três Marias e Xingó, a emissão, em 29/11/2021, da Resolução ANA nº 111/2021, que estabeleceu recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a recuperação de reservatórios do SIN, dentre as quais recomendou para o período de 01/12/2021 até 30/04/2022 que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. O reservatório da UHE Três Marias fosse operado com vazão defluente máxima próxima de 100 m³/s na Faixa de Operação de Restrição e de 150 m³/s na Faixa de Operação de Atenção; 2. Quando o reservatório de Sobradinho estiver na Faixa de Operação de Restrição, a vazão defluente máxima deverá ser mantida próxima de 700 m³/s em Sobradinho e em Xingó, sendo o controle efetuado no reservatório de Xingó; e 3. Quando o reservatório de Sobradinho estiver na Faixa de Operação de Atenção, a vazão defluente máxima deverá ser mantida próxima de 800 m³/s em Sobradinho e em Xingó, sendo o controle efetuado no reservatório de Xingó. <p>Especificamente sobre o impacto de todas as medidas excepcionais indicadas pela CREG, foi estimado que houve um ganho de armazenamento da ordem de 14 pontos percentuais da EARMáx do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, até o mês de setembro de 2021, conforme ata da 8ª reunião da CREG, de 05/11/2021. Destaca-se que, dentre essas medidas, estão incluídas as flexibilizações de restrições hidráulicas das usinas do rio São Francisco que constavam na Resolução ANA nº 2.081/2017.</p>
<p>Recomendação de aprimoramentos</p>	<p>A partir da experiência advinda do enfrentamento da situação de Escassez Hídrica 2020-2021, recomenda-se sobre aspectos relacionados com a medida em questão que sejam:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. realizados estudos e desenvolvidos projetos com o objetivo de solucionar questões que acabam se tornando restrições hidráulicas na operação dos reservatórios localizados na bacia. Nesse intuito, podem ser utilizados os recursos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, para desenvolvimentos de ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios; 2. mantida e aprimorada a governança institucional com realização de reuniões periódicas que permitam a participação dos diversos segmentos de usuários, entre atores governamentais e não governamentais, que são ou podem ser impactados pelos efeitos de crises hídricas ou têm alguma atuação sobre elas, sob responsabilidade da ANA; 3. avaliar constantemente possíveis medidas capazes de viabilizar a flexibilização de restrições hidráulicas e operativas de usinas hidroelétricas, a serem submetidas e avaliadas pelos órgãos competentes, no sentido de aproveitar janelas de oportunidade para promover a preservação de recursos estocados nas bacias hidrográficas; 4. quantificar, avaliar e discutir previamente os impactos positivos e negativos, para os diversos setores, decorrentes da flexibilização de regras operativas, bem como medidas de mitigação dos impactos negativos; e 5. que seja avaliada a possibilidade de incorporação na Resolução nº 2.081/2017 ressalvas que já constam em outras resoluções emitidas pela ANA posteriormente, como para a bacia do rio Paranapanema, no sentido de que, excepcionalmente, o ONS possa operar os reservatórios da bacia do rio São Francisco com condições diferentes das estabelecidas para: <p>I - atendimento de questões eletroenergéticas (atualmente só trata de questões elétricas);</p>

	<p>II - atendimento de questões ambientais; e</p> <p>III - realização de testes, ensaios e manutenção e inspeção de equipamentos.</p>
<p>Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida</p>	<p>Nota Técnica ONS nº 0118/2020;</p> <p>Ata da 241ª reunião (Extraordinária) do CMSE do dia 27/11/2020;</p> <p>Ata da 248ª reunião (Extraordinária) do CMSE do dia 27/05/2021;</p> <p>Ata da 249ª reunião do CMSE do dia 01/06/2021;</p> <p>Ata da 252ª reunião (Extraordinária) do CMSE do dia 24/08/2021;</p> <p>Resolução ANA nº 2.081, de 04/12/2017;</p> <p>Resolução ANA nº 51, de 03/12/2020;</p> <p>Resolução ANA nº 81, de 14/06/2021;</p> <p>Ata da 4ª reunião (Extraordinária) da CREG do dia 25/08/2021;</p> <p>Ata da 5ª reunião (Extraordinária) da CREG do dia 31/08/2021;</p> <p>Ata da 8ª reunião da CREG do dia 05/11/2021; e</p> <p>Resolução ANA nº 111, de 29/11/2021.</p>

MEDIDA 18	FLEXIBILIZAÇÃO NA OPERAÇÃO DAS UHES FURNAS E MASCARENHAS DE MORAES
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	MME, CMSE, CREG, ONS, Agentes de Geração Hidráulica e ANA.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Existência de recurso hidroenergético nos reservatórios das UHes Furnas e Mascarenhas de Moraes; porém havia resistência por parte dos diversos usuários de água desses reservatórios quanto à utilização desse recurso. ▪ A partir de 2020, as discussões mais intensas relacionadas aos usos múltiplos da água na bacia do rio Paraná foram sobre a utilização dos recursos hídricos da bacia do rio Grande, mais especificamente associado ao armazenamento dos reservatórios das UHes Furnas e Mascarenhas de Moraes. Demandas locais solicitavam que os reservatórios dessas usinas não fossem deplecionados abaixo da cota 762 m (cerca de 56% de seu volume útil, % VU), em Furnas, e 663 m (aproximadamente 71% VU) em Mascarenhas de Moraes. ▪ Na ocasião da 3ª reunião do Grupo de Trabalho sobre as condições de operação das UHes Furnas e Mascarenhas de Moraes, realizada em 27 de agosto de 2020, foram apresentadas as propostas consolidadas no âmbito do Setor Elétrico de regras de operação dos reservatórios das UHes Furnas e Mascarenhas de Moraes, para o período de setembro de 2020 a abril de 2021. Em resumo, conforme apresentado na reunião de 02/09/2020 do CMSE (234ª), para o período seco de 2020, foram estabelecidas as seguintes vazões defluentes máximas médias mensais, a depender da cota observada no reservatório da UHE Furnas: <ul style="list-style-type: none"> - Entre as cotas 762 m (67% VT ou 56% VU) e 758 m (50% VT ou 33% VU): vazão defluente máxima média mensal de 1.000 m³/s na UHE Furnas; - Entre as cotas 758 m (50% VT ou 33% VU) e 756 m (42% VT ou 23% VU): vazão defluente máxima média mensal de 600 m³/s na UHE Furnas; - Ao alcançar a cota 756 m (42% VT ou 23% VU): operação a fio d'água na UHE Furnas ou defluência da vazão mínima; e - Tal operação deveria ser adotada de forma proporcional para a UHE Mascarenhas de Moraes. <p>Sobre essa proposta, cabe destacar que nela ainda constava a seguinte ressalva: “em condições de atendimento eletroenergético adversas, o ONS poderá apresentar estudo indicando a necessidade de operação do reservatório da UHE Furnas abaixo da cota 756 m, que corresponde a 42 %VT (ou 23% VU) que deverá ser apreciado pelo CMSE, observando a garantia do abastecimento de energia elétrica à população”.</p> ▪ Em 12/02/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 63/2021, na qual foram estabelecidas as seguintes condições operativas para os reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Moraes no período de 22/02/2021 até 31/05/2021: <ul style="list-style-type: none"> - UHE Furnas: vazão defluente máxima média semanal de 500 m³/s, quando estiver na Faixa de Operação Normal (armazenamento igual ou superior a 762 m); e vazão defluente máxima média semanal de 400 m³/s, quando estiver na Faixa de Operação de Atenção (armazenamento inferior a 762 m); - UHE Mascarenhas de Moraes: vazão defluente máxima média semanal de 500 m³/s, quando estiver na Faixa de Operação Normal (armazenamento igual ou superior a 663 m); e vazão defluente máxima média diária deverá ser inferior à vazão afluente média diária verificada no dia anterior, limitada a 370 m³/s, quando estiver na Faixa de Operação de Atenção (armazenamento inferior a 663 m). ▪ Para o período seco do ano de 2021, destaca-se que, em 14 de junho de 2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 80/2021 estabelecendo que, até o dia 30 de novembro de 2021, os reservatórios das UHes Furnas e Mascarenhas de Moraes

	<p>deveriam ser operados acima das cotas mínimas associadas aos valores de 15% dos volumes úteis de seus reservatórios (cotas mínimas de 754,18 m e 655,57 m, respectivamente).</p> <ul style="list-style-type: none"> Assim, de modo a garantir a segurança do atendimento eletroenergético do País, durante a transição entre os períodos seco do ano de 2020 e úmido de 2021 e ao longo do período seco do ano de 2021, houve a necessidade do uso dos recursos disponíveis nesses reservatórios, sendo necessária a flexibilização da regra apresentada na ocasião da 3ª reunião do Grupo de Trabalho sobre as condições de operação das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes, em conformidade com a ressalva existente, e da Resolução ANA nº 80/2021, tendo sido possível atender à Resolução ANA nº 63/2021 no período úmido 2020/2021.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> Conforme reconhecido pelo CMSE, em reunião realizada em 16/11/2020 (240ª), ao final de 2020 foram verificadas as piores afluições do histórico em relevantes bacias para geração de energia hidrelétrica, incluindo a bacia do rio Grande. Dentre as medidas tomadas para o enfrentamento do período seco do ano de 2021, estudos realizados pelo ONS, em maio de 2021, indicaram que, de forma a proporcionar maior equilíbrio entre os armazenamentos das bacias dos rios Grande e Paranaíba, para mitigar os riscos de atendimento eletroenergético do SIN e para permitir melhor governabilidade da cascata do rio Paraná e seus afluentes, os recursos armazenados na bacia do rio Grande também precisariam ser explorados para o enfrentamento do período seco, sendo recomendável que as UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes não tivessem limitações de defluências máximas médias mensais inferiores a 800 m³/s e 900 m³/s, respectivamente, de junho a setembro de 2021.
Resultados	<p>Os principais resultados dessa medida estão associados às flexibilizações da regra apresentada na 3ª reunião do Grupo de Trabalho sobre as condições de operação das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes, no período de transição entre o período seco de 2020 e úmido de 2021, e dos armazenamentos mínimos definidos na Resolução ANA nº 80/2021 para novembro de 2021, conforme apresentado, a seguir, em ordem cronológica:</p> <ol style="list-style-type: none"> 16/11/2020 – Reconhecimento do CMSE, conforme consta na ata da 240ª reunião, de que seria indispensável a geração adicional nas usinas hidrelétricas Furnas e Mascarenhas de Moraes para preservar a garantia do suprimento de energia elétrica à população. <ul style="list-style-type: none"> Assim, no período de 17/11/2020 até 16/01/2021 a UHE Furnas operou abaixo da cota 756 m. 27/05/2021 – Reconhecimento do CMSE, conforme consta na ata da 248ª reunião, da importância da seguinte flexibilização para as UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes: <ul style="list-style-type: none"> Vazões defluentes máximas médias mensais limitadas a 800 m³/s e 900 m³/s, respectivamente, entre 1º de junho e 30 de setembro de 2021; e de acordo com as necessidades da operação eletroenergética entre 1º de outubro e 30 de novembro de 2021. 31/08/2021 – Determinação da CREG, conforme consta na ata da 5ª reunião dessa Câmara, ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, para que os correspondentes reservatórios fossem operados, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, até o limite físico de exploração energética, mediante flexibilização de regras operativas que estabeleci- am níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários de que trata o inciso III do art. 1º da Lei nº 9.433/1997. <ul style="list-style-type: none"> Assim, os armazenamentos mínimos estabelecidos na Resolução ANA nº 80/2021 foram afastados temporariamente. <p>Cumprir destacar, no sentido de contribuir para a recuperação dos níveis de armazenamento dos reservatórios das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes, a emissão, em 23/11/2021, da Resolução ANA nº 110/2021 que estabeleceu condições de operação temporárias complementares às outorgas de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a recuperação de reservatórios do SIN, o qual recomendou para o período de 01/12/2021 até 30/04/2022:</p> <ul style="list-style-type: none"> Para a UHE Furnas: vazão defluente média limitada a 300 m³/s, no período de

	<p>dezembro de 2021 a abril de 2022; e vazão máxima defluente média semanal de 400 m³/s;</p> <p>- Para a UHE Mascarenhas de Moraes: vazão defluente média limitada a 300 m³/s, no período de dezembro de 2021 a abril de 2022; e vazão máxima defluente média semanal de 370 m³/s.</p> <p>Especificamente sobre o impacto de todas as medidas excepcionais indicadas pela CREG, foi estimado que houve um ganho de armazenamento da ordem de 14 pontos percentuais da EARMáx do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o mês de setembro de 2021, conforme ata da 8ª reunião da CREG, de 05/11/2021. Destaca-se que, dentre essas medidas, estão incluídas as flexibilizações de restrições hidráulicas que acabaram sendo impostas à operação dos reservatórios das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes.</p>
<p>Recomendação de aprimoramentos</p>	<p>A partir da experiência advinda do enfrentamento da situação de Escassez Hídrica 2020-2021, recomenda-se sobre aspectos relacionados com a medida em questão que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. sejam realizados estudos e desenvolvidos projetos com o objetivo de solucionar questões que acabam se tornando restrições hidráulicas na operação dos reservatórios localizados na bacia. Nesse intuito, podem ser utilizados os recursos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, para desenvolvimentos de ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios; 2. mantida e aprimorada a governança institucional com realização de reuniões periódicas que permitam a participação dos diversos segmentos de usuários, entre atores governamentais e não governamentais, que são ou podem ser impactados pelos efeitos de crises hídricas ou têm alguma atuação sobre elas, sob responsabilidade da ANA; 3. sejam avaliadas constantemente possíveis medidas capazes de viabilizar a flexibilização de restrições hidráulicas e operativas de usinas hidroelétricas, a serem submetidas e avaliadas pelos órgãos competentes, no sentido de aproveitar janelas de oportunidade para promover a preservação de recursos estocados nas bacias hidrográficas; 4. sejam avaliadas e revistas as restrições hidráulicas operativas, tendo em vista o respeito às outorgas vigentes e a operação em cascata das usinas nas bacias hidrográficas, conforme trabalho realizado no âmbito da execução das Ações CP10 "Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas", tendo em vista a "nova" dinâmica de operação dos reservatórios (CP3) e LP5 "Desenvolver capacidade de análise sobre os impactos de propostas de restrições hidráulicas e/ou restrições eletro energéticas nas usinas hidrelétricas em operação", do PRR; 5. seja incentivada a realização de estudos para mapeamento dos impactos das mudanças de cotas de operação sobre as outorgas vigentes das usinas hidrelétricas, buscando preservar a contribuição desses ativos para a segurança eletroenergética do País; e 6. Sejam quantificados, avaliados e discutidos previamente os impactos positivos e negativos, para os diversos setores, decorrentes da flexibilização de regras operativas, bem como medidas de mitigação dos impactos negativos. <p>Destaca-se ainda a relevância de que eventuais regras operativas para reservatórios localizados em sub-bacias do rio Paraná, como a bacia do rio Grande, sejam propostas em caráter estrutural (não apenas de caráter excepcional para o enfrentamento de uma situação de escassez hídrica) considerando o reflexo dessas regras em toda a bacia do rio Paraná. Deve-se constar nessas resoluções ressalvas considerando a garantia do atendimento aos usos múltiplos da bacia (eletroenergético, ambiental etc.). Sobre isso, cumpre destacar que, no momento de consolidação desta ficha, já se encontravam vigentes as Resoluções elaboradas pela ANA, em articulação com o ONS, que estabelecem regras operativas para reservatórios situados nas bacias dos rios Grande (Resolução ANA nº 193, de 10/05/2024) e Paranaíba (Resolução ANA nº 194, de 10/05/2024). Basicamente, essas resoluções estabelecem para os reservatórios das UHEs de Furnas e Mascarenhas de Moraes, no rio Grande; e de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba, restrições de defluências máximas que deverão ser consideradas ao longo de um dado mês, as quais são definidas a partir das condições de armazenamento desses reservatórios avaliadas ao início do mês. Também no momento de consolidação desta ficha encontra-se em discussão proposta de resolução que versa sobre a definição</p>

	das defluências mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera.
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Ata da 234ª reunião do CMSE do dia 02/09/2020;</p> <p>Resolução ANA nº 63, de 12/02/2021;</p> <p>Resolução ANA nº 80, de 14/06/2021;</p> <p>Ata da 240ª reunião (extraordinária) do CMSE do dia 16/11/2020;</p> <p>Ata da 248ª reunião (extraordinária) do CMSE do dia 27/05/2021;</p> <p>Ata da 5ª reunião extraordinária da CREG do dia 31/08/2021;</p> <p>Resolução ANA nº 110, de 23/11/2021; e</p> <p>Ata da 8ª reunião da CREG do dia 05/11/2021.</p>

MEDIDA 19	FLEXIBILIZAÇÃO DO NÍVEL MÍNIMO DA UHE ILHA SOLTEIRA COM CONSEQUENTE IMPACTO NA OPERAÇÃO DA HIDROVIA TIETÊ-PARANÁ
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	MME, CMSE, CREG, ONS, Agentes de Geração Hidráulica, ANA e representantes do Setor Hidroviário.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Garantir a segurança do atendimento eletroenergético do País ao longo do período seco do ano de 2021 e a transição entre o período seco de 2021 e úmido de 2022. ▪ Existência de recurso hidroenergético no reservatório (cerca de 5.200 hm³ de volume de água armazenado, quando flexibilizada da cota mínima 325,40 m para 319,00 m) da UHE Ilha Solteira, que não podia ser utilizado devido ao estabelecimento de nível mínimo operativo de 325,40 m, mas que se mostrava ser imprescindível para o enfrentamento da situação de escassez hídrica verificada na bacia do rio Paraná.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inicialmente, em novembro de 2020, o ONS emitiu a Nota Técnica nº 0118/2020, por meio da qual foram relatadas as condições desfavoráveis de armazenamento do SIN ao final do período seco do ano de 2020 e as perspectivas que havia, também desfavoráveis, de afluências para o período de transição (seco de 2020/úmido de 2021). Essa Nota apresentou propostas de flexibilização de restrições hidráulicas visando propiciar recursos energéticos adicionais para assegurar o atendimento eletroenergético do SIN, dentre as quais destacava-se a necessidade da adoção de providências para que fossem viabilizadas condições de operação do reservatório da UHE Ilha Solteira abaixo do nível d'água mínimo operativo (de 325,40 m), em conformidade com o disposto no art. 3º, item II, da Outorga nº 1.297 da UHE Ilha Solteira, de 1º de julho de 2019, emitida pela ANA. Cabe ressaltar que houve a necessidade de avaliação com cautela dessa questão, pelo CMSE e CREG, pois, naquele momento, a utilização desse recurso afetaria a navegabilidade da hidrovía Tietê-Paraná. ▪ Posteriormente, houve o reconhecimento das condições desfavoráveis de atendimento do SIN e da importância de se dispor de recursos energéticos adicionais, a fim de assegurar as condições de atendimento eletroenergético do País nos anos de 2020 até 2022, por parte do CMSE e CREG, conforme consta, por exemplo, na ata de reunião do CMSE ocorrida em 27/05/2021 (248ª Reunião), com destaque para o fato de que a flexibilização do nível mínimo da UHE Ilha Solteira e, conseqüentemente, da UHE Três Irmãos, impactaria a navegabilidade na hidrovía Tietê-Paraná. ▪ Adicionalmente, a CREG identificou como necessária maior transparência a todos os usuários que seriam impactados pela medida e decidiu que o ONS deveria divulgar as perspectivas de faixas de operação dos reservatórios dessas usinas de modo a prover previsibilidade, sempre com 15 dias de antecedência.
Resultados	<p>O principal resultado dessa medida foi a flexibilização da cota mínima da UHE Ilha Solteira, estabelecida na Outorga nº 1.297, conforme apresentado, a seguir, em ordem cronológica:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 07/12/2020 – Emissão da Resolução ANA nº 55/2020, autorizando a operação do reservatório da UHE Ilha Solteira em situação excepcional energética no período de 7 de dezembro de 2020 a 15 de janeiro de 2021, devendo neste último dia o reservatório de Ilha Solteira retornar à cota mínima de 325,40 m. Muito embora houvesse essa autorização, não foi necessário o deplecionamento do reservatório para cotas abaixo da 325,40 m, tendo a operação tangenciado esse valor; 2. 27/05/2021 – Reconhecimento do CMSE, conforme consta na ata da 248ª reunião, da importância da flexibilização do nível mínimo da UHE Ilha Solteira abaixo da cota 325,4 m, estabelecida na outorga do empreendimento, com conseqüente impacto na operação da UHE Três Irmãos;

3. 18/06/2021 – Emissão da Resolução ANA nº 84/2021, autorizando a operação do reservatório da UHE Ilha Solteira em situação excepcional energética no período de 1º de julho a 6 de agosto de 2021, devendo seu nível mínimo operativo ser igual ou superior a 325 m nesse período (flexibilização de 40 cm);
4. 08/07/2021 – Determinação da CREG que, considerando a necessidade de não comprometer a geração de energia elétrica para atendimento do SIN, conforme consta na ata da 2ª reunião dessa Câmara, fixou as cotas mínimas de operação para os reservatórios das UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos, conforme cotas mínimas e períodos indicados a seguir:
 - 03/07/2021 a 16/07/2021: 325,20 m;
 - 17/07/2021 a 23/07/2021: 325,10 m;
 - 24/07/2021 a 06/08/2021: 325,00 m;
 - 07/08/2021 a 13/08/2021: 324,80 m;
 - 14/08/2021 a 20/08/2021: 324,60 m; e
 - 21/08/2021 a 27/08/2021: 324,40 m.

Além do estabelecimento dessas cotas mínimas, a CREG também determinou que deveriam ser realizados estudos pelo ONS, em conjunto com o MINFRA e o DNIT, sobre a operação hidráulica das usinas das bacias dos rios Tietê e Paraná e a possibilidade de realizar ondas de vazão até o atingimento da cota 324,8 m nos reservatórios das UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos, na operação da Hidrovia Tietê-Paraná.

5. Julho e Agosto de 2021 – Em reuniões técnicas realizadas entre o setor hidroviário, o setor elétrico, a ANA e a Casa Civil, ocorridas no período de 16 de julho a 31 de agosto de 2021, foi discutida a viabilidade de realização de pulsos de vazões para permitir a navegação fluvial com os níveis de Três Irmãos e Ilha Solteira abaixo da cota 325,40 m.
 - A operação especial com pulsos foi realizada 31 vezes durante os meses de julho e agosto, com início no dia 17/07/2021 e término no dia 26/08/2021. Para sua realização, foi adotada uma vazão média adicional para cada pulso de 353 m³/s, havendo um gasto, assim, de um total de 197 hm³, conforme Nota Técnica ONS DGL 0011/2022.
6. 05/08/2021 – Fixação, conforme ata de sua 3ª reunião (de 05/08/2021), por parte da CREG, das seguintes cotas mínimas de operação a serem adotadas para os reservatórios das UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos para o final do mês de agosto e para o mês de setembro de 2021:
 - 28/08/2021 a 31/08/2021 (agosto): 324,20 m; e
 - 01/09/2021 a 30/09/2021 (setembro): 323,00 m.
7. 31/08/2021 – Determinação da CREG ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, que operassem os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, resguardados os usos prioritários de que trata o inciso III do art. 1º da Lei nº 9.433/1997, conforme consta na ata da 5ª reunião dessa Câmara. Com isso, a partir de setembro de 2021, os reservatórios das UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos passaram a poder atingir as cotas 314,00 m e 319,77 m, respectivamente, conforme informado pelos agentes responsáveis pela operação dessas usinas; e
8. 31/08/2021 - Em reunião realizada em 31/08/2021, conforme Nota Técnica ONS DGL 0011/2022, foi informado pelo Departamento Hidroviário de São Paulo que, apesar de oficialmente ter sido viabilizada a navegação na Hidrovia Tietê-Paraná no trecho a jusante de Nova Avanhandava até o dia 31/08/2021, o último comboio de embarcações que fez a travessia dessa região foi no dia 26/08/2021. Nesse contexto, foi informada a paralisação oficial da Hidrovia.

Cumprir destacar, no sentido de contribuir para o restabelecimento da cota mínima do reservatório da UHE Ilha Solteira, a celebração, em 20/12/2021, do “Protocolo de Compromisso nº 01/2021”, entre a ANA, o ONS e a Rio Paraná Energia (“RPESA”/CTG), que vigorou de 1º de dezembro de 2021 até 31 de maio de 2022 e teve como objetivo o restabelecimento das condições mínimas normais de operação da UHE Ilha Solteira, em atenção aos parâmetros estabelecidos em sua outorga. Nesse protocolo foram estabelecidos níveis d’água que deveriam ser atingidos em Ilha Solteira ao final de cada mês, conforme indicado a seguir:

	<ul style="list-style-type: none"> - 31/12/2021: 319,45 m; - 31/01/2022: 320,90 m; - 28/02/2022: 322,30 m; - 31/03/2022: 323,30 m; - 30/04/2022: 324,40 m; e - 31/05/2022: 325,40 m. <p>Sobre isso, registra-se que o objetivo do Protocolo de Compromisso foi cumprido ao final do mês de março (dia 29/03/2022), ou seja, 2 meses antes do proposto, conforme entendimento que houve na reunião sobre o restabelecimento das condições de operação de UHE Ilha Solteira. Destaca-se que a partir do dia 26/03/2022, foi retornada a navegação com “calado cheio” (2,70 m) com a realização de pulsos de vazão em Nova Avanhandava, os quais foram necessários até o atingimento da cota 325,40 m na UHE Três Irmãos, o que ocorreu no dia 29/03/2022, conforme Nota Técnica ONS DGL 0062/2022.</p> <p>Especificamente sobre o impacto de todas as medidas excepcionais indicadas pela CREG, foi estimado que houve um ganho de armazenamento da ordem de 14 pontos percentuais da EARMáx do subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o mês de setembro de 2021, conforme ata da 8ª reunião da CREG, de 05/11/2021. Destaca-se que, dentre essas medidas, estão incluídas a flexibilização do nível mínimo operativo da UHE Ilha Solteira, com reflexo na operação do reservatório da UHE Três Irmãos. Adicionalmente, pode-se pontuar que com a flexibilização da cota 325,40 m para a 319,00 m na UHE Ilha Solteira foram disponibilizados cerca de 3.650 hm³ de recursos hidroenergéticos, que contribuíram com geração nas UHEs Ilha Solteira, Jupia, Porto Primavera e Itaipu.</p>
<p>Recomendação de aprimoramentos</p>	<p>A partir da experiência advinda do enfrentamento da situação de escassez hídrica do SIN 2020/2021, recomenda-se sobre aspectos relacionados com a medida em questão que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. sejam realizados estudos e desenvolvidos projetos com o objetivo de solucionar questões que acabam se tornando restrições hidráulicas na operação dos reservatórios. Nesse intuito, podem ser utilizados os recursos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, para desenvolvimentos de ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios; 2. mantida e aprimorada a governança institucional com realização de reuniões periódicas que permitam a participação dos diversos segmentos de usuários, entre atores governamentais e não governamentais, que são ou podem ser impactados pelos efeitos de crises hídricas ou têm alguma atuação sobre elas, sob responsabilidade da ANA; 3. sejam avaliadas constantemente possíveis medidas capazes de viabilizar a flexibilização de restrições hidráulicas e operativas de usinas hidroelétricas, a serem submetidas e avaliadas pelos órgãos competentes, no sentido de aproveitar janelas de oportunidade para promover a preservação de recursos estocados nas bacias hidrográficas; 4. seja dada prioridade à realização das obras de derrocamento em Nova Avanhandava para que deixe de existir a restrição de cota mínima de 325,40 m na UHE Ilha Solteira; 5. se avalie a realização de estudos de viabilidade de se poder construir uma eclusa na UHE Ilha Solteira, permitindo sua operação até a cota 314,00 m; 6. se aproveite o histórico de operação em pulsos da hidrovia para fins de estudo e aprimoramento do processo, registrando-o em documentação específica para que, em caso de necessidade, possa ser acessado e sirva de orientação para uso futuro; 7. sejam quantificados, avaliados e discutidos previamente os impactos positivos e negativos, para os diversos setores, decorrentes da flexibilização de regras operativas, bem como medidas de mitigação dos impactos negativos.

Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida

Nota Técnica nº 0118/2020;
Nota Técnica ONS DGL 0011/2022;
Nota Técnica ONS DGL 0062/2022;
Outorga nº 1.297, de 1º de julho de 2019;
Ata da 241ª reunião (extraordinária) do CMSE do dia 27/11/2020;
Ata da 248ª reunião (extraordinária) do CMSE do dia 27/05/2021;
Resolução ANA nº 55/2020, de 07/12/2020;
Resolução ANA nº 84/2021, de 18/06/2021;
Ata da 2ª reunião da CREG do dia 08/07/2021;
Ata da 3ª reunião da CREG do dia 05/08/2021;
Ata da 5ª reunião (extraordinária) da CREG do dia 31/08/2021;
Protocolo de Compromisso nº 01/2021; e
Ata da 8ª reunião da CREG do dia 05/08/2021.

MEDIDA 20	FLEXIBILIZAÇÃO DAS VAZÕES DEFLUENTES MÍNIMAS DE JUPIÁ E PORTO PRIMAVERA
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	MME, CMSE, CREG, ONS, Agentes de Geração Hidráulica, ANA e IBAMA.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> As restrições hidráulicas de defluências mínimas nas UHEs Jupia e Porto Primavera influenciam significativamente na operação hidráulica das usinas da cascata da bacia do rio Paraná. A vazão mínima defluente de 4.600 m³/s, na UHE Porto Primavera, foi declarada pela concessionária Companhia Energética de São Paulo – CESP, conforme FSAR-H nº 533/2018. No caso da UHE Jupia, inicialmente, a vazão mínima defluente era de 4.000 m³/s, conforme FSAR-H nº 212/2018, sendo posteriormente alterada, a partir de janeiro de 2023, para o valor de 3.300 m³/s; no entanto, a prática de defluências abaixo de 4.000 m³/s ficou condicionada, de acordo com justificativa que consta nos FSAR-Hs nºs 3709/2022, 4515/2023 e 5777/2024, ao atendimento de alguns requisitos. Destaca-se que os reservatórios das UHEs Jupia e Porto Primavera são operados a fio d'água, ou seja, sem capacidade de regularização significativa das vazões do trecho do rio Paraná a jusante delas. Portanto, o atendimento das restrições de defluências mínimas nesses aproveitamentos pode pressionar o uso dos reservatórios das UHEs de regularização a montante, destacadamente os instalados nos rios Grande e Paranaíba. Nesse sentido, o atendimento às restrições de defluência mínima das UHEs Jupia e Porto Primavera podem ocasionar o deplecionamento do estoque de água armazenado nos reservatórios de cabeceira. As vazões mínimas que devem ser mantidas nos trechos do rio Paraná a jusante dessas usinas são garantidas pela operação hidráulica praticada nas usinas a montante delas. Em determinadas situações, os valores dessas vazões mínimas acabam impondo a execução de uma geração hidráulica compulsória nas usinas a montante das UHEs Jupia e Porto Primavera. Essa inflexibilidade pode impedir a redução da geração nas usinas hidrelétricas para preservar água nos reservatórios, mesmo quando há recursos de outras fontes disponíveis para substituir essa geração hidráulica. Nos momentos em que o atendimento eletroenergético do SIN não é comprometido com a redução da geração hidráulica da cascata da bacia do rio Paraná, a possibilidade de reduzir a referida geração hidráulica compulsória da bacia contribui significativamente não só para preservar os recursos hidroenergéticos nela existentes, mas também para garantir a governabilidade hidráulica da bacia e a preservação dos usos múltiplos da água.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> O período úmido 2020/2021 foi bastante desfavorável para a bacia do rio Paraná que acabou iniciando o período seco do ano de 2021 com seus principais reservatórios de regularização com níveis bastante críticos, estando, por exemplo, os reservatórios das UHEs Furnas e Emborcação, que possuem os maiores volumes úteis (VU) da bacia, com 39% VU e 21% VU, respectivamente, no início do dia 01/04/2021. Conforme consta na 248ª reunião do CMSE, realizada em 27/05/2021, o Comitê reconheceu a severidade da situação hidroenergética desfavorável que se encontravam algumas das principais bacias hidrográficas do SIN, havendo o risco de comprometer a geração de energia elétrica para atendimento ao SIN e de perda da governabilidade de cascatas hidráulicas no País. Em função disso, reconheceu também a importância da implementação de flexibilizações das restrições hidráulicas relativas a diversas usinas do País, como as defluências mínimas estabelecidas para as UHEs Jupia e Porto Primavera. <p>Cumprir pontuar que essa medida foi possível de ser executada devido principalmente à autorização do CMSE, em reunião realizada em 16/10/2020 (236ª reunião), para despachar geração termelétrica, quando necessário, fora da ordem de mérito, e para</p>

	<p>importar energia sem substituição a partir da Argentina e do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º, da Portaria nº 339/2018/GM/MME; que foi extremamente relevante para permitir alocar geração termelétrica adicional, possibilitando a preservação de recursos hídricos armazenados nas principais bacias que compõem o SIN.</p>
Resultados	<p>Dentre os principais resultados dessa medida, destaca-se a flexibilização das defluências mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera, conforme apresentado, a seguir, em ordem cronológica:</p> <ol style="list-style-type: none"> 23/02/2021 – Autorização da ANA, por meio do Ofício nº 4/2021/AH-VS/ANA, para a redução de 300 m³/s das defluências mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera, sendo os novos valores, respectivamente: 3.700 m³/s e 4.300 m³/s, que começaram a ser praticados em março de 2021; 12/05/2021 – Foi emitido o Despacho IBAMA nº 9927227/2021, no qual o Instituto manifesta-se favoravelmente, seguindo-se todas as recomendações, à consideração das seguintes defluências mínimas: <ul style="list-style-type: none"> - UHE Jupia: vazão defluente mínima de 3.200 m³/s; e - UHE Porto Primavera: vazão defluente mínima de 3.800 m³/s; 27/05/2021 – Reconhecimento do CMSE, conforme consta na ata da 248ª reunião, da importância da flexibilização das vazões defluentes mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera, devendo os agentes de geração hidráulica responsáveis pela operação dessas usinas e o ONS promover as ações necessárias para flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera em 2.300 m³/s e 2.700 m³/s, respectivamente, a partir de 1º julho de 2021, com a realização dos testes de redução das vazões em junho de 2021; 07/06/2021 – Houve as seguintes manifestações: <ul style="list-style-type: none"> - do IBAMA, que aprovou, por meio do Despacho nº 10110358/2021-CGTEF/DILIC, a solicitação de retomada dos testes de redução de defluência da UHE Porto Primavera para até 2.700 m³/s e da UHE Jupia para até 2.300 m³/s; e - da ANA, que emitiu o Ofício nº 99/2021/AA-CD/ANA, no qual informa que não se opõe às reduções das defluências de Jupia e Porto Primavera e reconhece a necessidade de flexibilização das defluências mínimas para até 2.300 m³/s e até 2.700 m³/s, respectivamente; 11/06/2021 – Publicação da Portaria nº 524/2021/GM/MME, que estabeleceu que os concessionários das UHEs Jupia e Porto Primavera deveriam realizar imediatamente os testes de redução de defluência mínima em suas usinas e que os valores de até 2.300 m³/s e 2.700 m³/s, respectivamente, fossem atingidos a partir de 1º de julho de 2021; 08/07/2021 – Decisão da CREG que, considerando a necessidade de não comprometer a geração de energia elétrica para atendimento do SIN, conforme consta na ata da 2ª reunião dessa Câmara, determinou que a vazão mínima da UHE Porto Primavera fosse estabilizada em valores próximos a 2.900 m³/s, considerando a vazão incremental entre as UHEs Jupia e Porto Primavera e a vazão defluente próxima de 2.300 m³/s em Jupia; 07/10/2021 – Definição da CREG, em sua 7ª reunião, de que, para o período de defeso da bacia do rio Paraná (de 1º de novembro de 2021 a 28 de fevereiro de 2022), as defluências mínimas para as UHEs Jupia e Porto Primavera, seriam de 3.600 m³/s e 3.900 m³/s, respectivamente, sendo possível ajustes dos valores de defluência mínima para patamares superiores conforme a necessidade operativa para atendimento energético ao SIN e para atendimento às recomendações e exigências dos órgãos de licenciamento ambiental; 08/10/2021 – Emissão do Parecer Técnico nº 180/2021-COHID/CGTREF/DILIC pelo IBAMA, com o entendimento de que os Planos de Trabalho apresentados pelos agentes de geração das usinas encontravam-se adequados para o monitoramento do mês de outubro de 2021, desde que respeitadas as premissas neles indicadas, sendo estabelecidas as defluências mínimas: <ul style="list-style-type: none"> - de 3.300 m³/s, para a UHE Jupia, a partir de 11/10/2021; - de 3.600 m³/s, para a UHE Porto Primavera, a partir de 09/10/2021; 05/11/2021 – Decisão da CREG, em sua 8ª reunião, de que, no período de março a outubro de 2022, as usinas hidroelétricas de Jupia e Porto Primavera deveriam

	<p>operar com defluências mínimas de 2.300 m³/s e 2.900 m³/s, respectivamente, sendo possível ajustes dos valores de defluência mínima para patamares superiores conforme a necessidade operativa para atendimento eletroenergético do SIN e para atendimento às recomendações e exigências dos órgãos de licenciamento ambiental, associadas a essa operação determinada.</p> <p>Cumprir destacar, no sentido de contribuir para a recuperação dos níveis de armazenamento dos reservatórios da bacia do rio Paraná, a emissão, em 29/11/2021, da Resolução ANA nº 111/2021 que estabeleceu recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA com vistas a recuperação de reservatórios do SIN, dentre as quais a recomendação para o período de 01/12/2021 até 30/04/2022 de que a operação dos reservatórios das UHEs Jupia e Porto Primavera deveria ser realizada de forma a limitar as vazões defluentes médias mensais a valores próximos ao requisito mínimo ambiental em cada mês, em ambos os reservatórios.</p> <p>Especificamente sobre o impacto de todas as medidas excepcionais indicadas pela CREG, foi estimado que houve um ganho de armazenamento da ordem de 14 pontos percentuais da EARMáx do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o mês de setembro de 2021, conforme ata da 8ª reunião da CREG, de 05/11/2021. Desse ganho, estima-se que cerca de 10,7 pontos percentuais tenham sido propiciados a partir da flexibilização das vazões das UHE Jupia e Porto Primavera e da consequente alocação de recursos energéticos não-hidrelétricos, confirmando a importância da ação.</p> <p>Essa medida, inicialmente, propiciou uma atenuação da taxa de esvaziamento dos reservatórios das bacias dos rios Grande e Paranaíba. E, na sequência, contribuiu para a recuperação dos armazenamentos de reservatórios da bacia.</p>
<p>Recomendação de aprimoramentos</p>	<p>A partir da experiência advinda do enfrentamento da situação de Escassez Hídrica 2020-2021, recomenda-se sobre aspectos relacionados com a medida:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. manter e aprimorar a governança institucional com realização de reuniões periódicas que permitam a participação dos diversos segmentos de usuários, entre atores governamentais e não governamentais, que são ou podem ser impactados pelos efeitos de crises hídricas ou têm alguma atuação sobre elas, sob responsabilidade da ANA; 2. avaliar constantemente possíveis medidas capazes de viabilizar a flexibilização de restrições hidráulicas e operativas de usinas hidroelétricas, a serem submetidas e avaliadas pelos órgãos competentes, no sentido de aproveitar janelas de oportunidade para promover a preservação de recursos estocados nas bacias hidrográficas; 3. avaliar e revisar as restrições hidráulicas operativas, tendo em vista respeito às outorgas vigentes e a operação em cascata das usinas nas bacias hidrográficas, conforme trabalho realizado no âmbito da execução das Ações CP10 "Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas", com destaque para a "CP10.2. Definição dos níveis mínimos de defluências das UHE Jupia e Porto Primavera", coordenada pela ANA com participação do ONS, ANEEL, MMA, Ibama e Concessionários, do PRR; 4. aprimorar a representação dos dados de entrada dos modelos (CT PMO/PLD); 5. buscar ter agilidade nas ações de redução de defluência em usinas hidrelétricas do SIN, quando identificados cenários de necessidade apontados pelo CMSE; e 6. quantificar, avaliar e discutir previamente os impactos positivos e negativos, para os diversos setores, decorrentes da flexibilização de regras operativas, bem como medidas de mitigação dos impactos negativos. <p>Destaca-se ainda a relevância de que eventuais regras operativas para reservatórios localizados em sub-bacias do rio Paraná, como a bacia do rio Grande, sejam propostas em caráter estrutural (não apenas de caráter excepcional para o enfrentamento de uma situação de escassez hídrica) considerando o reflexo dessas regras em toda a bacia do rio Paraná. Deve-se constar nessas resoluções ressalvas considerando a garantia do atendimento aos usos múltiplos da bacia (eletroenergético, ambiental etc.). Sobre isso, cumpre destacar que, no momento de consolidação desta ficha, já se encontravam vigentes as Resoluções elaboradas pela ANA, em articulação com o ONS, que estabelecem regras operativas para reservatórios situados nas bacias dos rios Grande</p>

	<p>(Resolução ANA nº 193, de 10/05/2024) e Paranaíba (Resolução ANA nº 194, de 10/05/2024). Basicamente, essas resoluções estabelecem para os reservatórios das UHEs de Furnas e Mascarenhas de Moraes, no rio Grande; e de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba, restrições de defluências máximas que deverão ser consideradas ao longo de um dado mês, as quais são definidas a partir das condições de armazenamento desses reservatórios avaliadas ao início do mês. Também no momento de consolidação desta ficha encontra-se em discussão proposta de resolução que versa sobre a definição das defluências mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera.</p>
<p>Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida</p>	<p>236ª reunião extraordinária do CMSE, de 16/10/2020;</p> <p>248ª reunião extraordinária do CMSE, de 27/05/2021;</p> <p>Ofício Nº 4/2021/AH-VS/ANA, de 23/02/2021;</p> <p>Despacho IBAMA nº 9927227/2021, de 12/05/2021;</p> <p>Despacho nº 10110358/2021-CGTEF/DILIC, de 07/06/2021;</p> <p>Ofício nº 99/2021/AA-CD/ANA, de 07/06/2021;</p> <p>Portaria nº 524/2021/GM/MME, de 11/06/2021;</p> <p>Ata da 2ª reunião da CREG do dia 08/07/2021;</p> <p>Ata da 7ª reunião da CREG do dia 15/10/2021;</p> <p>Ata da 8ª reunião da CREG do dia 05/11/2021;</p> <p>Parecer Técnico nº 180/2021-COHID/CGTREF/DILIC; e</p> <p>Resolução ANA nº 111/2021.</p>

MEDIDA 21	FLEXIBILIZAÇÃO DE REGRAS OPERATIVAS QUE ESTABELECIAM NÍVEIS MÍNIMOS DE ARMAZENAMENTO
Classificação	Gestão da geração de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	MME, CMSE, CREG, ONS, Agentes de Geração Hidráulica e ANA.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> Com a piora das condições de atendimento apresentadas pelo ONS em agosto de 2021, o Operador recomendou ao CMSE a flexibilização de regras operativas de níveis mínimos de armazenamento de todas as usinas do SIN, devido à necessidade de ter geração disponível para atendimento à demanda máxima e à carga do SIN.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> Conforme consta na ata da 248ª reunião do CMSE, realizada em 27/05/2021, o Comitê reconheceu a severidade a situação hidroenergética desfavorável que se encontravam algumas das principais bacias hidrográficas do SIN, havendo o risco de comprometer a geração de energia elétrica para atendimento ao SIN e de perda da governabilidade de cascatas hidráulicas no País. Em função disso, reconheceu também a importância da implementação de flexibilizações das restrições hidráulicas relativas a diversas usinas do País.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> O principal resultado dessa medida foi a determinação da CREG que, conforme consta na ata da 5ª reunião dessa Câmara, realizada em 31/08/2021, o ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, deveriam operar os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, mediante flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários de que trata o inciso III do art. 1º da Lei nº 9.433/1997. Especificamente sobre o impacto de todas as medidas excepcionais indicadas pela CREG, foi estimado que houve um ganho de armazenamento da ordem de 14 pontos percentuais da EARMáx do subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o mês de setembro de 2021, conforme ata da 8ª reunião da CREG, de 05/11/2021.
Recomendação de aprimoramentos	<p>A partir da experiência advinda do enfrentamento da situação de escassez hídrica 2020/2021 do SIN, recomenda-se sobre aspectos relacionados com a medida em questão que:</p> <ol style="list-style-type: none"> sejam realizados estudos e desenvolvidos projetos com o objetivo de solucionar questões que acabam se tornando restrições hidráulicas na operação dos reservatórios. Nesse intuito, podem ser utilizados os recursos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, para desenvolvimentos de ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios; seja mantida e aprimorada a governança institucional com realização de reuniões periódicas que permitam a participação dos diversos segmentos de usuários, entre atores governamentais e não governamentais, que são ou podem ser impactados pelos efeitos de crises hídricas ou têm alguma atuação sobre elas, sob responsabilidade da ANA; sejam avaliadas constantemente possíveis medidas capazes de viabilizar a flexibilização de restrições hidráulicas e operativas de usinas hidroelétricas, a serem submetidas e avaliadas pelos órgãos competentes, no sentido de aproveitar janelas de oportunidade para promover a preservação de recursos estocados nas bacias hidrográficas; sejam avaliadas e revistas as restrições hidráulicas operativas, tendo em vista o respeito às outorgas vigentes e a operação em cascata das usinas nas bacias hidrográficas, conforme trabalho realizado no âmbito da execução das Ações CP10 "Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas, tendo em vista a "nova" dinâmica de operação dos reservatórios (CP3)" e LP5 "Desenvolver

	<p>capacidade de análise sobre os impactos de propostas de restrições hidráulicas e/ou restrições eletro energéticas nas usinas hidrelétricas em operação”, do PRR;</p> <p>5. sejam incentivados a realização de estudos para criação de metodologias para estimar o custo da água para os diferentes usos que dela são feitos, para subsidiar as tomadas de decisão a respeito da priorização de um uso em detrimento de outro, resguardadas as prioridades estabelecidas conforme Lei nº 9.433/1997; e</p> <p>6. sejam quantificados, avaliados e discutidos previamente os impactos positivos e negativos, para os diversos setores, decorrentes da flexibilização de regras operativas, bem como medidas de mitigação dos impactos negativos.</p>
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Ata da 248ª reunião (Extraordinária) do CMSE do dia 27/05/2021;</p> <p>Ata da 5ª reunião extraordinária da CREG do dia 31/08/2021; e</p> <p>Ata da 8ª reunião da CREG do dia 05/11/2021.</p>

MEDIDA 22	IMPLEMENTAÇÃO DA BANDEIRA TARIFÁRIA DENOMINADA ESCASSEZ HÍDRICA
Classificação	Gestão da demanda de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	ANEEL, CMSE e CREG.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ANEEL.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de equacionar os custos excepcionais de produção de energia, conferindo sinal econômico aos consumidores pagantes (segmento regulado).
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Estudos produzidos pela ANEEL, no âmbito das Consultas Públicas nº 10/2021 e nº 041/2021, evidenciaram a excepcionalidade da conjuntura de oferta de natureza hidráulica na ocasião, o que também afetou o mecanismo ordinário de acionamento e de arrecadação das Bandeiras Tarifárias.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Viabilizou o equilíbrio econômico-financeiro da Conta Bandeiras, equacionando os custos operativos emergenciais e excepcionais da ocasião. 2. Viabilizou o equilíbrio financeiro das distribuidoras. 3. Contribuiu para informar aos consumidores sobre os custos operativos experimentados na ocasião, viabilizando a tomada de decisão consciente acerca do seu consumo de energia.
Recomendação de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Incorporar explicitamente as medidas de segurança energética tomadas pelo CMSE no âmbito do mecanismo ordinário de acionamento das Bandeiras Tarifárias¹. 2. Explicitar os custos do encargo de segurança energética na composição dos valores das Bandeiras Tarifárias¹. 3. Avaliar necessidade de aprimoramento nas bandeiras tarifárias, visando acompanhar a evolução da operação eletroenergética do SIN. 4. Estudar alternativas de aprimoramento nas bandeiras tarifárias capazes de auxiliar no equacionamento financeiro associado a medidas de segurança energética não cobertas pelo mecanismo hoje vigente. <p>¹ Essas recomendações foram colocadas em discussão pela ANEEL, no âmbito da Consulta Pública 026/2023, que resultou na Resolução Normativa ANEEL nº 1.084, de 5 de março de 2024.</p>
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Consulta Pública ANEEL nº 10/2021;</p> <p>Consulta Pública ANEEL nº 041/2021;</p> <p>Nota Técnica nº 59/2021-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 29 de junho de 2021;</p> <p>Nota Técnica nº 60/2021-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 29 de junho de 2021;</p> <p>Resolução Homologatória ANEEL nº 2.888, de 29 de junho de 2021;</p> <p>Resolução CREG nº 3, de 31 de agosto de 2021; e</p> <p>Despacho ANEEL nº 3.956, de 14 de dezembro de 2021.</p>

MEDIDA 23	RESPOSTA DA DEMANDA DO ACR (BÔNUS DO CONSUMIDOR)
Classificação	Gestão da demanda de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	ANEEL, MME, ONS e CCEE.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	EPE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> Incentivar os consumidores regulados a reduzirem o seu consumo de energia elétrica em meio ao cenário de escassez hídrica, por meio da concessão de bônus em fatura, em contrapartida à redução média verificada.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> Havia a possibilidade de os consumidores regulados diminuírem o consumo de energia no período especificado, mas que não o faziam por falta incentivos econômicos (eles não estavam contemplados em atos vigentes). Portanto, foi instituído um programa que permitisse essa diminuição, incentivando um uso eficiente de energia elétrica, ao mesmo tempo que possibilitava ao SIN uma melhor condição, no momento de escassez.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> O Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica vigorou de setembro a dezembro de 2021, concedendo aos consumidores cerca de R\$ 2,4 bilhões em bônus na conta de luz no primeiro trimestre de 2022 (dados levantados pelo Governo Federal, por meio do MME). Gerou uma economia de 5,6 milhões de megawatt/hora (MWh) nesse período, o que corresponde a aproximadamente 4% do consumo do ACR do mesmo período do ano anterior. <i>Nota: Em complemento, considerando as referências da época, tal economia corresponde ao consumo anual do estado da Paraíba ou do Rio Grande do Norte. Os montantes de energia economizados são suficientes para abastecer 32,8 milhões de unidades consumidoras residenciais por mês.</i> <i>Tal montante também corresponde 3,8% da capacidade máxima de armazenamento no subsistema SE/CO, considerado a “caixa d’água” do Brasil. Comparativamente, a energia equivale à geração das usinas termelétricas de Angra I e II durante cerca de quatro meses do ano. Ressalte-se ainda que essa redução representa aproximadamente 2,7% do consumo de energia verificado em todo o Brasil de setembro a dezembro de 2020, ano de referência para a apuração, demonstrando a assertividade do programa e a aderência aos propósitos para o qual foi estabelecido.</i> O bônus aos consumidores foi custeado pelos ESS, resultando em um impacto médio de 1,22% na tarifa média das distribuidoras. Além disso, tal encargo também foi pago pelos consumidores livres. Por outro lado, em termos de benefícios econômicos, considerando que o custo da usina mais cara despachada no período de outubro a dezembro foi de R\$ 2.533,20/MWh (UTE Araucária) e que o custo do programa foi de R\$ 500,00/MWh, pode-se estimar que os consumidores economizaram quatro vezes mais, ou seja, R\$ 9,6 bilhões, caso se substituísse o programa por geração termelétrica adicional ao custo da UTE Araucária. <i>Nota: Considerando esses custos, caso o consumo de 5,6 milhões de MWh tivesse sido atendido por geração termelétrica nas condições referidas anteriormente, teríamos como resultado um incremento estimado de 4,1% na tarifa média das distribuidoras.</i> Resumo dos resultados apurados pela CCEE, em termos de bônus aos consumidores: <ul style="list-style-type: none"> - Janeiro/22: R\$2.244.195.103,23; - Fevereiro/22: R\$169.826.617,61; - Março/22: R\$18.837.008,31; Total: R\$2.432.858.729,15. Redução do consumo verificado no período de setembro – dezembro de 2021, em relação ao período de setembro – dezembro de 2020 (dados da CCEE): <ul style="list-style-type: none"> - Setembro/21: redução de 570.271 MWh (2% de redução); - Outubro/21: redução de 2.774.287 MWh (8% de redução); - Novembro/21: redução de 937.722 MWh (3% de redução);

	<p>- Dezembro/21: redução de 1.434.200 MWh (4% de redução); Período (set – dez/21): redução de 5.716.481 MWh (4% de redução).</p> <p>O que se observa em programas desta natureza é que são importantes soluções, devendo estar inserido em um contexto de tomada de decisão associada a outras ações. Isso pelo fato de que a eficácia do programa depende da tomada de decisão voluntária e pulverizada dos consumidores participantes, portanto, sem o controle centralizado do formador da Política Pública. É uma Política pouco invasiva e associa um aspecto positivo de participação da sociedade no enfrentamento da crise.</p>
<p>Recomendação de aprimoramentos</p>	<p>Recomendações relacionadas à medida implementada (baseada em redução de consumo):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar estudos sobre a aplicação de programas de bonificação, de forma estrutural, e avaliar os instrumentos legais e infralegais necessários à sua implementação. <p><i>Nota: Ações de gestão da demanda, no formato de bonificação, são viáveis para o enfrentamento de situações extremas de escassez hídrica, como a verificada em 2021. É importante frisar que a implementação do programa de bonificação depende da avaliação prévia, do formulador da política, de que os custos de geração evitados são superiores ao valor da bonificação. Além disso, deve-se definir como a Política será custeada, seja na forma de encargo setorial (ESS) ou outro meio, uma vez que possui potencial de realocação dos custos setoriais.</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Buscar identificar claramente os elementos de contorno, visando antecipar a aplicação da medida. 3. É necessário aprimorar a comunicação com a sociedade sobre programas de incentivo a redução voluntária futuros, permitindo maior adesão por parte dos consumidores. <p><i>Nota: Pelos prazos envolvidos, muitos não tiveram conhecimento do programa. O diagnóstico aponta para uma comunicação de menor eficiência, causado em parte pela celeridade requisitada para implementação do programa.</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 4. Aprimorar o modelo a ser utilizado, caso programa semelhante precise ser novamente aplicado, principalmente quanto aos aspectos: adesão do consumidor, definição da linha base (referência), critérios de aferição dos resultados, monitoramento, comunicação com os participantes, prazos, metas, regras de faturamento. Deve-se assim, avaliar, com o apoio das distribuidoras, formas de aferição da redução do consumo dos consumidores em relação à sua “linha base”, evitando pagamento de bônus em situações em que reduções no consumo existiriam independentemente de programas de redução voluntária. 5. Ampliar ações nos programas existentes de consumo eficiente de energia elétrica para promover mudanças comportamentais do consumidor, destacando os benefícios econômicos ao consumidor final e eletroenergéticos para o SIN. <p><i>Nota: Estudo recente demonstrou resultados positivos dos programas de eficiência energética realizado pelas distribuidoras.</i></p> <p>Recomendações relacionadas ao programa de Resposta da Demanda estrutural do ACR (baseado em redução de demanda):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Promover a troca dos medidores de energia dos consumidores regulados por equipamentos modernos, de forma a permitir a implementação de políticas tarifárias diferenciadas, que contribuirão para a melhor gestão de consumo de energia e da demanda do sistema; e 2. Realizar estudos para avaliar novas modalidades tarifárias e de faturamento, para uma melhor alocação de custos de acordo com os perfis dos consumidores. Apesar de ser realizada de forma estrutural, também tem o potencial de auxiliar o enfrentamento de problemas conjunturais. <p><i>Nota: A resposta dos consumidores frente ao programa de bonificação reforça a importância de se ter modalidades tarifárias que incentivam um consumo mais eficiente, a exemplo da tarifa branca (modalidade tarifária horária para o grupo B, que ainda conta com baixa adesão). Os resultados obtidos com o Programa de Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica sugerem que o consumidor é capaz de responder rapidamente a incentivos econômicos, mesmo quando não associados a multas ou a penalidades, sendo o valor da fatura de energia um dos principais indutores de comportamento para um consumo mais consciente.</i></p>

Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida

Resolução CREG nº 2, de 31 de agosto de 2021;

Decreto nº 10.939/2022;

Resolução Normativa ANEEL nº 1.008, de 15 de março de 2022;

Notícia “Programa de redução voluntária do consumo de energia gera R\$ 2,4 bilhões de bônus aos consumidores” (<<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/01/programa-de-reducao-voluntaria-do-consumo-de-energia-gerar-2-4-bilhoes-de-bonus-aos-consumidores>>); e

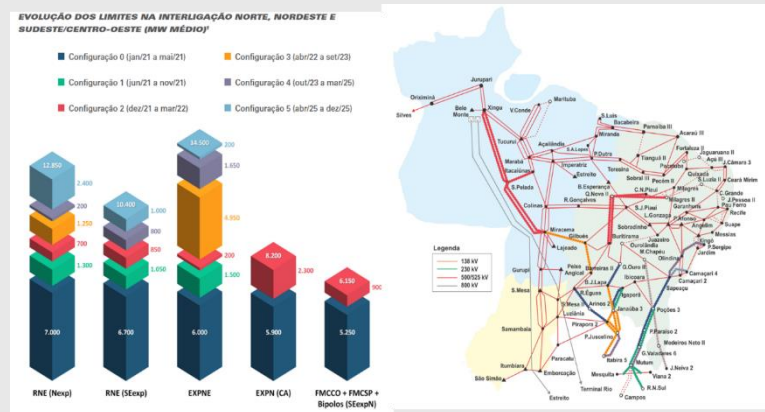
Avaliação dos resultados do Programa de Eficiência Energética regulado pela ANEEL: Sumário Executivo 2023.

MEDIDA 24	OFERTA DE REDUÇÃO VOLUNTÁRIA DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA - RVD, VOLTADA PARA CONSUMIDORES DO MERCADO LIVRE, PARA ATENDIMENTO AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN (Portaria nº 22/2021/GM/MME)
Classificação	Gestão da demanda de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	CMSE, MME, ANEEL, ONS, EPE e CCEE.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	MME/SNEE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de viabilizar incentivos econômicos visando a redução de demanda por recursos energéticos do SIN, associada à oferta de redução de consumo de energia por parte de consumidores do ACL.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Havia um conjunto de consumidores no ACL que poderiam proporcionar redução do consumo de recursos energéticos do SIN, mas que não o faziam por falta de incentivos econômicos adequados. Ressalta-se que a proposta aqui teve um caráter conjuntural e temporário. Logo, não visou substituir o Programa Piloto de Resposta da Demanda, coordenado pela ANEEL, o qual tem aspecto estrutural. ▪ O MCP apresentava baixa liquidez, por conta de elevada judicialização. Era preciso sinalizar que o agente teria garantia do recebimento. Logo, a liquidação financeira proveniente da RVD não estava sujeita ao rateio da inadimplência do MCP. Era preciso sinalizar que o agente teria garantia de recebimento da referida redução de demanda, pois tal redução acarreta em custos que envolvem parada de suas plantas, ou deslocamento do seu consumo para horário de baixa demanda do SIN.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Considerando o período em que a RVD foi despachada durante os meses de setembro e outubro de 2021, observou-se uma redução de carga de 28,8 GWh. 2. Redução de demanda de energia em diferentes segmentos de consumo: alimentícios; comércio; extração de minerais metálicos; madeira, papel e celulose; manufaturados diversos; metalurgia e produtos de metal; minerais não metálicos; químicos; serviços; têxteis; transporte; veículos. 3. Houve considerável adesão dos agentes, com uma parte relevante de oferta realizada, conforme montantes totais mensais e preços médios indicados a seguir: <ul style="list-style-type: none"> - Set/21 -> 2.426 MW (preço médio: 1.489 R\$/MWh); - Out/21 -> 4.343 MW (preço médio: 1.371 R\$/MWh); - Nov/21 -> 4.117 MW (preço médio: 1.179 R\$/MWh). <p>Preço médio praticado nas ofertas de RVD (set/21 a nov/21) foi de 1.327 R\$/MWh.</p> 4. A experiência adquirida com esta medida contribuiu para consolidar a construção de um mecanismo estrutural de Resposta a Demanda pela ANEEL, haja vista os diversos avanços obtidos, tais como: <ul style="list-style-type: none"> • Construção da confiança do ONS na efetivação da redução da demanda pela indústria; • Participação de diversos segmentos da Indústria, com destaque para metalurgia e produtos de metal, minerais não-metálicos e químicos, além de outros segmentos como têxtil, veículos, comércio e transporte, evidenciando a possibilidade de participação quando da consolidação de um programa estrutural; • Amadurecimento do próprio conceito de RVD, com possibilidade de evolução para novos produtos; • Simplificação/flexibilizações do processo facilitou a adesão (não exigência de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares - CPSA, não exigência de requisitos de supervisão, controle e comunicação, não cobrança da ultrapassagem do uso da rede em caso de compensação por se tratar de um programa emergencial; verificação da adimplência apenas com a CCEE e não adicionalmente com a ANEEL);

	<ul style="list-style-type: none"> • Evolução da figura do agregador de carga (por Agentes da CCEE das classes Geração, Consumo e Comercialização) com a possibilidade de contabilização ser com a linha base agregada; • Ganhos na construção e automatização dos processos internos e externos entre as Instituições e Agentes (em andamento); • Aprimoramento: <ul style="list-style-type: none"> (i) Base de Dados - Exemplos: representação da barra de conexão com a Rede Básica (para subsidiar os estudos elétricos e que poderá ser utilizada futuramente nos modelos de despacho e formação de preço); indicação do tipo de redução (redução, deslocamento ou geração própria para subsidiar os estudos da carga); e (ii) Automatização (informações cadastrais das cargas CCEE, inadimplência dos agentes, perfil agregador, entre outras).
Recomendação de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ampliar as ações de comunicação e esclarecimentos com o mercado (por meio de cartilhas, Workshops, operações assistidas etc.), com o objetivo de aumentar a participação de agentes consumidores em programas de resposta da demanda e debater a criação de diferentes produtos (por exemplo, energia e potência); 2. Aprimorar a figura do Agregador de Demanda, do ponto de vista técnico e regulatório. 3. Aprimorar o programa estrutural de Resposta de Demanda, de competência da ANEEL: <ul style="list-style-type: none"> i) Definição/especificação de produtos por disponibilidade, com possibilidade de penalização em caso de descumprimento; ii) Avaliar simplificações no programa estrutural de competência da ANEEL; iii) Avaliar a extensão do prazo de não participação do rateio de inadimplência na contabilização da CCEE, pelo menos até a consolidação do programa estrutural; iv) Manutenção das flexibilizações das rampas de entrada e saída no programa estrutural; v) Aprimorar a Linha Base de consumo para diferentes consumidores; vi) Avaliar a possibilidade de adaptação de plataforma de aceite de ofertas com as devidas evoluções/automatizações no programa estrutural de competência da ANEEL.
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Processo MME SEI nº 48370.000095/2021-12;</p> <p>Ata da 247ª Reunião do CMSE (SEI nº 0526541);</p> <p>Carta CTA-ONS DGL 1032/2021 (SEI nº 0526540);</p> <p>Nota Técnica nº 8/2021/CGCE/DGSE/SEE (SEI nº 0526542);</p> <p>Nota Técnica nº 9/2021/CGCE/DGSE/SEE (SEI nº 0536344);</p> <p>Ofício nº 8/2021/DGSE/SEE-MME (SEI nº 0570984);</p> <p>Ofício nº 2/2022/CGCE/DGSE/SEE-MME (SEI nº 0597477);</p> <p>Ofício nº 3/2022/CGCE/DGSE/SEE-MME (SEI nº 0597506);</p> <p>Carta CTA-ONS DGL 0446/2022 (SEI nº 0603578);</p> <p>Ata da 264ª Reunião do CMSE (SEI nº 0621854);</p> <p>Portaria nº 22/2021/GM/MME (SEI nº 0536796); e</p> <p>Relatório Técnico - RT ONS DTA 0091/2022 - Avaliação do Mecanismo de Resposta Voluntária da Demanda - Portaria nº 22/2021/GM/MME (SEI nº 0693316).</p>

MEDIDA 25	ADOÇÃO DE CRITÉRIOS MENOS RESTRITIVOS DE OPERAÇÃO DO SIN
Classificação	Gestão da transmissão de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	MME, ANEEL, EPE e ONS.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ONS.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de permitir que os excedentes energéticos renováveis das regiões N e NE tivessem seu aproveitamento maximizado, possibilitando maiores intercâmbios para os subsistemas SE/CO e Sul, durante o enfrentamento da escassez hídrica. ▪ Necessidade de minimizar o uso da água para diminuir o deplecionamento dos reservatórios dos subsistemas SE/CO e Sul até o final do período seco. ▪ Necessidade de garantir a máxima disponibilidade de recursos energéticos para o SIN em 2021.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificação de recursos energéticos disponíveis, dos fatores limitantes e das contingências associadas, que impediam o seu aproveitamento otimizado. ▪ Identificação dos riscos e benefícios a serem obtidos para cada nível de flexibilização dos critérios de segurança usualmente adotados pelo ONS.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Adoção de valores de limites de intercâmbio elevados entre os subsistemas N e NE para os subsistemas SE/CO e Sul, com os resultados indicados a seguir: <ol style="list-style-type: none"> a. Configuração inicial: Aumento da energia recebida pelo subsistema SE/CO e Sul de até 2.850 MW, em relação ao critério N-2; b. Configuração após entrada do eixo em 500 kV Bom Jesus da Lapa – Janaúba 3 – Pirapora 2: <p>Aumento da energia recebida pelo subsistema SE/CO e Sul de até 3.250 MW, em relação ao critério N-2 da configuração inicial;</p> c. Configuração após entrada das LT 500 kV Janaúba 3 – P. Juscelino C1 e C2 e LT 500 kV Pirapora 2 – P. Juscelino C1 e C2: <p>Aumento da energia recebida pelo subsistema SE/CO e Sul de até 4.050 MW, em relação ao critério N-2 da configuração inicial;</p> 2. Aumento verificado do intercâmbio do N e NE para os subsistemas SE/CO-S, possibilitando aproveitar os excedentes energéticos renováveis das fontes hídrica, eólica e solar, com a ampliação do uso de energia mais barata: <ol style="list-style-type: none"> d. Entre os meses de agosto e novembro de 2021, obteve-se uma transferência média de energia adicional para os subsistemas SE/CO e Sul de 5.940 MWh, que representam 2,92% da EAR máxima do SE/CO; 3. Preservação de armazenamento em reservatórios do SIN; 4. Ampliação da segurança energética do sistema;

Nota: Dada às condições especiais e excepcionais de flexibilização de critérios de operação, o ONS coordenou ações específicas para aumentar a segurança operativa do SIN, tais como: implantação de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) referente à UTE GNA I e para usinas eólicas na região Nordeste; troca do sistema de proteção da LT 500 kV Tucuruí – Xingu; aprimoramento da regulação primária das principais usinas hidroelétricas e termoeletricas conectadas ao SIN; otimização dos estabilizadores de potência (PSS) da UHE Belo Monte. As ações de mitigação de risco elétrico se mostraram importantes no auxílio de evitar desligamento de LTs ou corte de cargas.



Equipamento	Empresa	Data Compromisso Local	Entrada em Operação	Antecipação	EXPNE (MW)
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - G. Valadares 6 C1	TPE	09/02/2022	25/10/2020	15,5	1500
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C1, LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul C1	TCC	09/02/2022	19/03/2021	10,8	
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Padre Paraíso 2 C1	TPE	09/02/2022	19/03/2021	10,8	
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Poções III C1	TPE	09/02/2022	19/03/2021	10,8	
LT 500 kV Curral Piau II - Queimada Nova II C1	TSE	09/02/2022	25/05/2021	8,6	200
LT 500 kV Burticima - Queimada Nova II C2	EQTLT03	09/02/2022	28/05/2021	8,5	
LT 500 kV Queimada Nova II - Milagres II C1	RIALMA III	11/02/2022	12/07/2021	7,0	
LT 500 kV Burticima - Queimada Nova C1	TSE	09/02/2022	10/01/2022	1,0	
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3 C1,	JANAUBA	09/02/2022	01/09/2021	5,3	4950
LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2 C1	JANAUBA	09/02/2022	01/09/2021	5,3	
LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino C2	EQTLT08	09/02/2022	25/11/2021	2,5	
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C1	MANTIQUEIRA	04/03/2021	11/04/2022	-13,3	

Recomendação de aprimoramentos

1. Aperfeiçoar os estudos prospectivos que são apresentados ao CMSE, para permitir aprimoramento das ações de enfrentamento às situações energéticas desfavoráveis;
2. Criação de métricas através de um painel de cores para dar clareza aos níveis de risco envolvido na flexibilização de critérios;
3. Desenvolver a ação CP18 do PRR: "CP18. Avaliação de critérios para flexibilização de limites de intercâmbio, em horizonte de curto prazo, afeto ao planejamento da operação, em ocasiões excepcionais de atendimento eletroenergético do SIN, a serem apreciados pelo CMSE".

Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida

NT-ONS-DPL-090-2021; e
RT-ONS-DPL-316-2021.

MEDIDA 26	ACELERAR A AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, EM IMPLANTAÇÃO, NO SIN PARA 2021 E 2022, ASSOCIADA AO INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMAS
Classificação	Gestão da transmissão de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	CMSE, MME, ANEEL, ONS, EPE, órgãos licenciadores (Ibama, Iphan, e demais envolvidos no licenciamento ambiental de empreendimentos de transmissão).
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	MME/SNEE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de acelerar o ritmo de implantação dos empreendimentos de transmissão para que pudessem ser concluídos antecipadamente, de forma a aproveitar os excedentes energéticos intermitentes renováveis no NE, possibilitando o intercâmbio desse excedente para os subsistemas SE/CO - Sul, durante o enfrentamento da escassez hídrica; ▪ Necessidade de garantir a máxima disponibilidade de recursos energéticos para o SIN em 2021 e 2022; e ▪ Importância da atuação coordenada das instituições e agentes setoriais para possibilitar a antecipação de relevantes obras de transmissão, viabilizando a máxima capacidade de transferência de energia elétrica entre os subsistemas.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Existência de linhas de transmissão em fase final de construção que contribuam com o aumento dos limites de intercâmbio regional.
Resultados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aceleração da implantação dos empreendimentos de transmissão, em função das reuniões realizadas com os concessionários e instituições setoriais, responsáveis pela fiscalização e licenciamento ambiental, com os resultados indicados a seguir, a partir dos períodos de monitoramento diferenciado: <ol style="list-style-type: none"> a. <u>Jun/21 à Nov/21</u>: LT 500 kV Padre Paraíso 2 - G. Valadares 6 C1 + LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C1, LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul C1 + LT 500 kV Governador Valadares 6 - Padre Paraíso 2 C1 + LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Poções III C1, empreendimentos com antecipação média de 12 meses, com ganho de 1.500 MW no intercâmbio NE/SE; b. <u>Dez/21 à Mar/22</u>: LT 500 kV Curral Piauí II - Queimada Nova II C1 + LT 500 kV Buritirama - Queimada Nova II C2 + LT 500kV Queimada Nova II - Milagres II C1 + LT 500 kV Buritirama - Queimada Nova C1, empreendimentos com antecipação média de 6 meses, com ganho de 200 MW no intercâmbio NE/SE; c. <u>Mar/22 à Set/23</u>: LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3 C1 + LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2 C1 + LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino C2 + LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C1, grupo de empreendimentos sem antecipação média, porém as ações da SNEE garantiram que não houvesse atraso na implantação, e o ganho foi de 4.950 MW no intercâmbio NE/SE. <p>Nota: Essas instalações merecem destaque, pois (ainda que a ENA tenha se restabelecido) elas iriam contribuir fortemente para demover os efeitos da seca, evidenciando o potencial da Transmissão para ajudar neste período de escassez hídrica.</p> 2. Verificado o aumento do intercâmbio energético do NE para os subsistemas SE/CO - Sul, possibilitando aproveitar os excedentes energéticos intermitentes renováveis das fontes eólica e solar, com a ampliação do uso de energia mais barata; 3. Preservação de armazenamento em reservatórios do SIN; 4. Ampliação da segurança eletroenergética do sistema.

<p>Recomendação de aprimoramentos</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Importância da articulação institucional para viabilizar a célere implantação dos empreendimentos; 2. Fortalecer a interação com os concessionários de transmissão, visando auxiliar na solução das dificuldades e aproveitar as oportunidades para antecipar os cronogramas de diversas etapas da implantação dos empreendimentos; 3. Aprimoramento dos mecanismos de monitoramento e priorização de empreendimentos de transmissão pelas instituições, com a inserção dos empreendimentos que incrementam o intercâmbio regional no relatório trimestral de acompanhamento diferenciado da SFE/ANEEL, no acompanhamento diferenciado da SNEE/MME, e no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) do ONS; 4. Estabelecimento de mecanismos para priorizar e agilizar a emissão das licenças ambientais dos empreendimentos que contribuam com o intercâmbio regional; 5. Priorização da avaliação dos estudos elétricos, para emissão dos termos de liberação de operação, de empreendimentos prioritários para o sistema elétrico; 6. Necessidade de aderência dos dados do planejamento setorial com a operação elétrica; e 7. Desenvolver a Ação CP19 do PRR: “Monitoramento diferenciado da implantação de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão que aumentam os intercâmbios regionais e acompanhar o desempenho operacional dos intercâmbios regionais”.
<p>Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida</p>	<p>Processo MME nº 48370.000053/2021-81;</p> <p>Ata da 247ª Reunião Ordinária do CMSE, de 05/05/2021; e</p> <p>Ofício-Circular nº 8/2021/CGET/DMSE/SEE-MME.</p>

MEDIDA 27	CAMPANHA SECOM/PR - USO RACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA PELA POPULAÇÃO A PARTIR DAS CAMPANHAS DE CONSCIENTIZAÇÃO
Classificação	Gestão da demanda de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	SECOM/PR e MME.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	SECOM/PR.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incentivar a participação da sociedade por meio de informações úteis, de modo a proporcionar o uso racional de energia elétrica.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Havia um importante potencial de economia de energia elétrica a ser explorado junto à população.
Resultados	<p>A Campanha teve como objetivo mobilizar a população para o uso consciente de energia elétrica e água, assim como orientar o consumidor a adotar atitudes que podiam reduzir o consumo e evitar desperdícios, destacando as melhores práticas na utilização e manuseio de aparelhos elétricos e consumo de água.</p> <p>As peças de comunicação produzidas para essa Campanha atenderam o objetivo com informações de forma didática e linguagem clara e simples visando o melhor entendimento de compreensão da mensagem divulgada para a sociedade impactada pela Campanha no final de 2020 e durante o ano de 2021.</p> <p>No que tange aos resultados de mídia a campanha Uso Consciente de Energia e Água cumpriu com o objetivo de levar a população brasileira a conscientização do uso da água e da energia. Destacou-se a necessidade de economizar energia devido à escassez de chuva e evidenciou o impacto da água no fornecimento de energia no país naquela época, além de promover a conscientização sobre o consumo responsável de ambos os recursos. Os meios e os veículos foram selecionados e utilizados para alcançar os públicos-alvo, resultando em uma ampla cobertura, frequência e impacto. A campanha foi eficaz em sua missão de sensibilizar a população garantindo dessa forma resultados que podem ser observados nos relatórios de resultados de mídia da Campanha.</p>
Recomendação de aprimoramentos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Analisar as novas estratégias de divulgação em caso de necessidade do retorno desta medida, usando especialmente as plataformas de comunicação que tenham melhor alcance e entendimento com o público-alvo da Campanha: sociedade em geral.
Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida	<p>Relatórios de resultados de mídia da Campanha de Uso Racional de Energia Elétrica e Água;</p> <p>Peças publicitárias veiculadas nessa Campanha.</p>

MEDIDA 28	CAMPANHA DISTRIBUIDORAS - USO RACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA PELA POPULAÇÃO A PARTIR DAS CAMPANHAS DE CONSCIENTIZAÇÃO E DOS INCENTIVOS VIABILIZADOS
Classificação	Gestão da demanda de energia elétrica.
Instituições Participantes na Medida	ANEEL e ABRADDEE.
Instituição Responsável pelas Informações (desta ficha)	ANEEL e ABRADDEE.
Motivação para tomada da decisão	<ul style="list-style-type: none"> De forma complementar às medidas tomadas diante do cenário de escassez hídrica, houve a necessidade de conscientizar a população brasileira sobre a importância do uso eficiente da energia elétrica, com o objetivo de reduzir seu consumo e demanda. Nesse sentido, era necessária a definição de ferramentas e formas de intensificar a comunicação com a sociedade para melhorar o alcance e efetividade das ações.
Evidências para aplicação da medida	<ul style="list-style-type: none"> A experiência das campanhas de conscientização em massa realizadas anteriormente em 2015 (Processo nº 48513.020631/2015-00) e 2017 (Processo nº 48500.005318/2017-29) pelas Distribuidoras de energia, no âmbito do Programa de Eficiência Energética, se mostraram uma forma eficaz de redução do consumo por meio de instrumentos de comunicação voltados a incutir o senso de responsabilidade do consumidor diante do cenário de escassez de oferta.
Resultados	<p>A partir do estudo de análise dos resultados, buscando avaliar a efetividade das ações de comunicação em diferentes mídias abordadas, a prestação de contas evidenciou as seguintes constatações:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Acerca do comportamento de mídia, cerca de 50% consomem ao mesmo tempo três mídias – internet, TV e rádio; 2. Não houve lembrança espontânea da campanha, sendo que o <i>recall</i> foi a 51,5% quando os entrevistados foram estimulados; 3. Entre o total de entrevistados, 93,5% entenderam as mensagens relacionadas à consumo consciente e sobre o bônus na conta de luz; 4. Dos que se lembraram da campanha, apenas 1,6% viu o <i>hub</i> da campanha e o acessou; 5. A avaliação da campanha foi positiva para 80,6% dos entrevistados, e 98,6% informou ter adotado alguma medida de consumo consciente (mobilização); 6. Os aspectos mais bem avaliados foram o estímulo ao consumo consciente e o uso do humor; 7. Os aspectos mais mencionados entre os que não gostaram da campanha foram a falta de confiança nas informações e a falta de efetividade para economizar energia; 8. Entre os que se mobilizaram e adotaram alguma medida de consumo consciente, destacam-se as atitudes e comportamentos adotados: passar a ser mais vigilante quanto aos próprios hábitos e da mesma residência; adotar novos hábitos de redução de consumo; conversa entre familiares e amigos sobre o tema; buscar por informações sobre como reduzir o consumo; adotar novas medidas de economia; procurar se informar sobre novas fontes de produção de energia; comparação entre as faturas e as informações que constam da fatura de energia. <p>No que tange à efetividade da campanha considerando indicadores oficiais de consumo de energia, ressaltam-se os seguintes pontos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. De acordo com o Boletim Trimestral de Consumo de Eletricidade nº 8, Ano II, da EPE, o consumo nacional de energia elétrica da indústria no terceiro e no quarto trimestre de 2021 foram os maiores desde 2014, enquanto o consumo residencial apresentou ligeira queda em relação ao mesmo período em 2020. Na classe comercial, os aumentos trimestrais em relação a 2020 foram de 9,2 e 4,8%, respectivamente;

	<ol style="list-style-type: none"> De acordo com dados da ANEEL, 27.569.076 de unidades consumidoras receberam o bônus devido à redução no consumo no período de setembro a dezembro de 2021; Embora os indicadores de impacto e alcance da campanha, bem como as avaliações das pesquisas pré e pós-teste, tenham sido satisfatórios em relação ao planejamento e os objetivos de comunicação, seria necessário avaliar de forma mais sistemática se a redução no consumo residencial foi resultado da campanha ou, isoladamente, da implementação do bônus.
<p>Recomendação de aprimoramentos</p>	<p>Em termos operacionais da campanha, a avaliação dos resultados trouxe algumas constatações que podem ser consideradas como recomendações para aplicação em ações futuras da ANEEL, relacionadas ao consumo consciente:</p> <ol style="list-style-type: none"> que no escopo de ações futuras que relacionem comunicação e projetos de eficiência energética sejam incorporadas iniciativas inovadoras e diretamente mensuráveis, como estudos de economia comportamental; direcionar e otimizar os esforços junto aos consumidores (residencial, industrial, comercial, além dos grupos regionais) com maior potencial de resposta frente à situação, o que foi uma expectativa identificada no monitoramento de mídias sociais;¹ <p>¹ A segmentação de público de eventuais ações futuras no mesmo tema deve levar em conta o histórico de consumo de cada classe e de cada região do País.</p> criação de espaço semelhante ao Hub da campanha pela ANEEL, de forma perene, em seu novo portal na internet, lançado em 2022;² <p>²Embora tenha sido baixo o acesso ao hub da campanha frente aos impactos levantados, com pouca revisitação, as pesquisas identificaram ser importante disponibilizar à população um repositório com informações sobre o tema, para consulta e aprendizagem.</p> ações futuras devem ter como objetivo a geração de visualização, e não conversão em tráfego. Outrossim, independente do formato, as peças devem trazer a mensagem principal em primeiro plano³; <p>³Considerando o baixo acesso ao hub e os indicadores da campanha relacionados a tráfego.</p> ações futuras devem privilegiar o tema consumo consciente, que por si só demonstrou ter fácil aceitação junto ao público em geral, com assinaturas em segundo plano;⁴ <p>⁴Observado que os instrumentos de avaliação e monitoramento da campanha apresentaram resultados controversos quanto às assinaturas das logomarcas envolvidas.</p> o tom considerado “de ameaça” na expressão “Se desperdiçar, vai faltar” foi amplamente rejeitado e deve ser evitado; melhorar padronização na apresentação dos indicadores dos impactos de mídia ao longo do período;⁵ <p>⁵O acompanhamento periódico apresentado por meio das reuniões semanais mostrou-se satisfatório para acompanhar e ajustar os rumos da campanha.</p> estabelecer previamente o montante disponível para realização da ação;⁶ <p>⁶Para que seja melhor ponderada a conformidade da estratégia em relação ao briefing, uma vez que ela está diretamente condicionada à verba estipulada.</p> aprimorar procedimentos existentes buscando avaliar a necessidade de uma regulamentação para o estabelecimento de procedimentos para realizar uma campanha de conscientização do uso eficiente da energia elétrica com recursos do PEE regulado pela ANEEL;⁷ <p>⁷Do ponto de vista do Regulador, como forma de tornar o processo mais ágil e alinhado a futuras situações que demandem nova intervenção em massa no curto prazo junto aos consumidores, foi instaurada a Tomada de Subsídios nº 012/2022 (Processo nº 48500.005630/2021-07), para identificação de escopo e metodologias de avaliação dos resultados, de um procedimento a ser utilizado em campanha de conscientização, para posterior incorporação em proposta de regulamentação, internalizando o projeto nos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética (PROPEE). A intenção consiste em possibilitar a definição de diretrizes e condições para realização de uma campanha, sem a necessidade de mobilização institucional como ocorreu em 2021.</p>

Estudos e documentação que subsidiaram a decisão e a avaliação da medida

Nota Técnica nº 0098/2021-SPE-ASD-GDG-SRG-SFG-SFF-SCG-SFE-SCT/ANEEL (SIC: 48547.001064/2021-00);

Nota Técnica nº 112/2022 - AID/ANEEL (SIC: 48585.001105/2022-00);

Boletim Trimestral de Consumo de Eletricidade nº 8, ano II, da EPE; e

Tomada de Subsídios nº 012/2022 (Processo nº 48500.005630/2021-07).