



PLANO DE RECUPERAÇÃO
DOS RESERVATÓRIOS DE
REGULARIZAÇÃO DO PAÍS

2º RELATÓRIO DE MONITORAMENTO

EXERCÍCIO 2024



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

SECRETARIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Secretário: Gentil Nogueira de Sá Junior

DEPARTAMENTO DE DESEMPENHO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Diretor: Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica:

André Luís Gonçalves de Oliveira

Cláudia Elisabeth Bezerra Marques

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Francisco José Cerqueira Silva

Juliana Oliveira do Nascimento

Victor Protázio da Silva

Rogério Guedes da Silva

Wilson Rodrigues de Melo Junior

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE

Ministro de Estado de Minas e Energia

Alexandre Silveira de Oliveira

Ministro de Estado das Relações Exteriores

Mauro Luiz Iecker Vieira

Ministro de Estado da Fazenda

Fernando Haddad

Ministro de Estado dos Transportes

José Renan Vasconcelos Calheiros Filho

Ministro de Estado da Agricultura e Pecuária

Carlos Henrique Baqueta Fávaro

Ministra de Estado da Ciência, Tecnologia e Inovação

Luciana Barbosa de Oliveira Santos

Ministra de Estado do Meio Ambiente e Mudança do Clima

Maria Osmarina Marina da Silva Vaz de Lima

Ministro de Estado da Casa Civil da Presidência da República

Rui Costa dos Santos

Ministro de Estado da Integração e do Desenvolvimento Regional

Antônio Waldez Góes da Silva

Ministro de Estado das Cidades

Jader Fontenelle Barbalho Filho

Ministro de Estado Chefe do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República

Marcos Antonio Amaro dos Santos

Ministro de Estado do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços

Geraldo José Rodrigues Alckmin Filho

Ministro de Estado do Desenvolvimento Agrário e Agricultura Familiar

Luiz Paulo Teixeira Ferreira

Ministra de Estado do Planejamento e Orçamento

Simone Nassar Tebet

Ministro de Estado de Portos e Aeroportos

Silvio Costa Filho

Ministro de Estado dos Povos Indígenas

Sonia Bone de Sousa Silva Santos

Presidente da Empresa de Pesquisa Energética

Thiago Guilherme Ferreira Prado

CONVIDADOS A INTEGRAR O CNPE:

Representante dos Estados e do Distrito Federal:

Robson Barbosa
Natália Resende Andrade Ávila (suplente)

Representante da sociedade civil, especialistas em matéria de energia:

Marília Ieda da Silveira Folegatti Mastsuura

Representante de instituições acadêmicas brasileiras, especialistas em matéria de energia:

Vânia Márcia Duarte Pasa
Suzana Borschiver

REPRESENTANTES PARTICIPANTES DO MONITORAMENTO DO PRR

Ministério de Minas e Energia

Guilherme Silva de Godoi
Guilherme Zanetti Rosa
Maria Ceicilene Aragao Martins
Rogério Guedes da Silva
Victor Protázio da Silva
Wilson Rodrigues de Melo Junior

Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional

Alex Fabiano Ribeiro de Magalhães
Alexandre Saia
Nilo da Silva Teixeira
Ramille Araujo Soares de Paula
Tiago de Souza Pereira

Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima

Alexandre Resende Tofeti
Iara Bueno Giacomini
Maria Mônica Guedes de Moraes
Moara Menta Giasson

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Bruno da Cruz Sessa
Carolina Moreira Borges
Dayana Martins Nunes
Débora Dias Jardim Penna
Diogo Pereira Marques Cruz
João Marco Francischetti Ferreira
Maria Aparecida Martinez
Maria Candida Abib Lima
Pedro de Souza Garrido Neto
Roberto Carlos de Souza Junior
Rodrigo Villela de Faria
Simone Borim
Tatiana Frade Gonçalves Mundstock
Tiago Norbiato dos Santos
Vagner dos Santos Begni
Vitor Silva Duarte

Empresa de Pesquisa Energética

Caio Monteiro Leocadio
Elisangela Medeiros de Almeida
Gustavo Fernando Schmidt
Renata Nogueira Francisco de Carvalho
Paula Cunha Coutinho
Thais Pacheco Teixeira

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Cassia Kuki
Fernanda Kazama
Guilherme Matussi Ramalho
Humberto Alencar
Lucas Major
Mariana Iizuka
Nelson Caialcante
Rodrigo Azambuja
Rodrigo Sacchi

Agência Nacional de Energia Elétrica

Esilvan Cardoso dos Santos
Humberto Augusto Viana
Ludimila Lima da Silva
Luiz Gustavo Nascentes Baena
Mateus Machado Neves
Renato de Oliveira Falcão
Wellington de Lemos Santos

Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico

Alan Vaz Lopes
Ana Paula Fioreze
Antonio Augusto Borges de Lima
Consuelo Franco Marra
Ferdnando Cavalcanti da Silva Albuquerque
Leny Simone Tavares Mendonça
Marco José Melo Neves
Patrick Thadeu Thomas
Wesley Gabrieli de Souza

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	7
2 GOVERNANÇA.....	10
3 MONITORAMENTO DAS AÇÕES	12
3.1 Ações de Curto Prazo	12
CP1. Revisão e avaliação da necessidade de recalibração dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos matemáticos, de modo a buscar sinalizações mais aderentes à realidade operativa.	12
CP2. Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de curtíssimo, curto, médio e longo prazos	14
CP3. Reavaliação da dinâmica de operação dos reservatórios no horizonte do PRR, sob uma visão estrutural, considerando como referência a evolução da matriz elétrica indicada no PDE 2031 e observadas as condições de operação de reservatórios definidas pela ANA, em articulação com o ONS.....	17
CP4. Aprimoramento e operacionalização de mecanismos de gerenciamento do consumo de energia elétrica.	19
CP5. Aprimoramento da metodologia da Curva de Referência - CRef (premissas para construção e operacionalização).	20
CP6. Ampliações e reforços dos sistemas de transmissão (interligações regionais)....	24
CP7. Consideração da evolução do Custo Variável Unitário (CVU) no planejamento da operação e formação de preço, considerando aversão ao risco de volatilidade de preços.....	25
CP8. Atualização permanente dos dados históricos e projeções de usos consuntivos da água, com atualização das séries de vazões naturais.....	26
CP9. Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas para UHEs.	27
CP10.1 - Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas	30
CP10.2 Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas - Definição dos níveis mínimos de defluências das UHE Jupia e Porto Primavera.....	31
CP11. Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico, por meio do aprimoramento do ambiente de articulação entre as várias instituições.....	32
CP12. Atualização dos dados referentes às curvas cota-área-volume e avaliação do assoreamento dos reservatórios.	34
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.	35
CP14. Elaboração de estudo para identificação de potenciais reservatórios de regularização que possuam benefícios para a segurança hídrica e para o atendimento aos usos múltiplos da água, inclusive para o setor elétrico, e priorização de novos	

reservatórios para estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental.	36
CP15. Elaboração de estudo de mapeamento de planos e programas, bem como a identificação de áreas prioritárias para revitalização e recuperação de bacias hidrográficas.	37
CP16. Mapeamento de procedimento de licenciamento ambiental e de processos adjacentes	37
CP17. Elaboração de <i>Roadmap</i> que aborde iniciativas e estratégias que permitam o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas.	38
CP18. Avaliação dos critérios para flexibilização de limites de intercâmbio, em horizonte de curto prazo, afeto ao planejamento da operação, em ocasiões excepcionais de atendimento eletroenergéticos do SIN	40
CP19. 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.	42
3.2 Ações de Médio Prazo	45
MP1. Aprimoramento da representação do SIN nos modelos matemáticos para realização dos estudos de planejamento da operação e da expansão.	45
MP3. Avaliação de estudos sobre as mudanças no regime de vazões.	46
MP4. Aprimoramento da metodologia de geração de cenários hidrológicos, considerando cenários climáticos (MP3), para incorporação nos modelos e estudos de planejamento do setor elétrico.	47
MP5. Identificação de oportunidades de melhorias nos processos de planejamento da expansão tendo em vista o monitoramento de indicadores e estatísticas socioambientais de riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas (CP 13).	48
MP7. Implementação de ações locais para melhorar a infiltração de água no solo e mitigação e redução de assoreamento de reservatórios, com investimentos na revitalização de bacias hidrográficas.	49
3.3 Ações de Longo Prazo	55
LP1. Promoção de discussão com a sociedade e com órgãos do sistema ambiental buscando seu entendimento (percepção de risco da sociedade) e avaliação da necessidade de rever a relação de risco/custo no planejamento, e consequentemente visitar os limites estabelecidos nos critérios de garantia de suprimento.	55
LP2. Tratativas com os órgãos ambientais, de recursos hídricos, territoriais, funai e outros envolvidos para a efetivação de melhorias no procedimento de licenciamento ambiental identificadas no mapeamento (CP16).	56
LP3. Promoção de discussão com a sociedade e com órgãos do sistema ambiental buscando seu entendimento sobre o papel das usinas hidrelétricas do país e a utilização de seus reservatórios.	57
LP4. Elaboração de diretrizes para o zoneamento do potencial de expansão da agricultura irrigada x uso da água para geração hidrelétrica.	57
LP5. Desenvolver capacidade de análise sobre os impactos de propostas de restrições hidráulicas e/ou restrições eletroenergéticas nas usinas hidrelétricas em operação.	59
4 INDICADORES GLOBAIS	60
4.1 Indicador IND1 - Média Móvel da Energia Armazenada	60

4.2 Indicador IND2 - Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento	62
4.3 Indicador IND3 - Índice de Vulnerabilidade Socioambiental (IVSA)	64
4.4 Indicador IND4 - Aplicação dos recursos oriundos da Lei nº 14.182/2021 nos programas de revitalização dos recursos hídricos - Execução Anual CPR:	66
4.5 Indicador 5 - Ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica entre os subsistemas do SIN	69
4.6 Indicador IND6 - Aprimoramento dos Modelos	72
4.7 Indicador IND7 - Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas	72
5 CONCLUSÃO	74

1 INTRODUÇÃO

O Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR), foi estruturado no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e tem como principal objetivo unificar esforços voltados à recuperação gradual dos armazenamentos dos reservatórios das usinas hidrelétricas, ao longo de 10 anos, atendendo disposto no art. 30 da Lei nº 14.182, de 2021.

O detalhamento das 31 ações e a definição dos indicadores globais ocorreu ao longo do ano de 2023 e contou com as instituições responsáveis pela execução, gestão e monitoramento das ações, observadas as atribuições e competências próprias. Assim, participaram, sob coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), o Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional (MIDR), o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Na estratégia de implementação, a estruturação das ações e indicadores globais, foram consolidados em [Relatório](#) apreciado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em 18 de dezembro de 2023, no qual foram estabelecidos os cronogramas de atividades e metas para acompanhamento estratégico da efetividade das ações.

A implementação do plano foi iniciada ainda em 2023, tendo as ações de curto prazo (CP), com conclusão prevista até o 3º ano; de médio prazo (MP), entre o 4º e o 7º ano; e, de longo prazo (LP), entre o 8º e o 10º ano.

Visando ampla transparência, as informações do PRR podem ser obtidas em [página dedicada ao tema no site do MME](#), onde encontra-se o [1º Relatório de Monitoramento](#), apreciado pelo CNPE em 26 de agosto de 2024.

O presente relatório tem como objetivo divulgar os avanços ocorridos no segundo ano de execução, no caso 2024, em atendimento à Resolução CNPE nº 8 de 11 julho de 2022 que estabelece a necessidade de apresentar anualmente o tema ao Conselho. A apuração dos dados apresentados considerou avanços registrados até fevereiro de 2025.

Considerando o objetivo do plano, inicialmente é importante observar o período hidrológico de 2023/2024, marcado por eventos climáticos extremos que impactaram diretamente os níveis dos reservatórios e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), sobretudo no sudeste e norte com afluências abaixo da média. Foi observada seca

histórica em especial nos rios Madeir e Xingu, afetando a operação das usinas hidrelétricas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. A grande variabilidade na distribuição espacial e temporal da precipitação ao longo de 2024 associada às políticas operativas que foram adotadas para garantir o atendimento eletroenergético do SIN, refletiram na evolução do armazenamento dos subsistemas do SIN conforme apresentado a seguir.

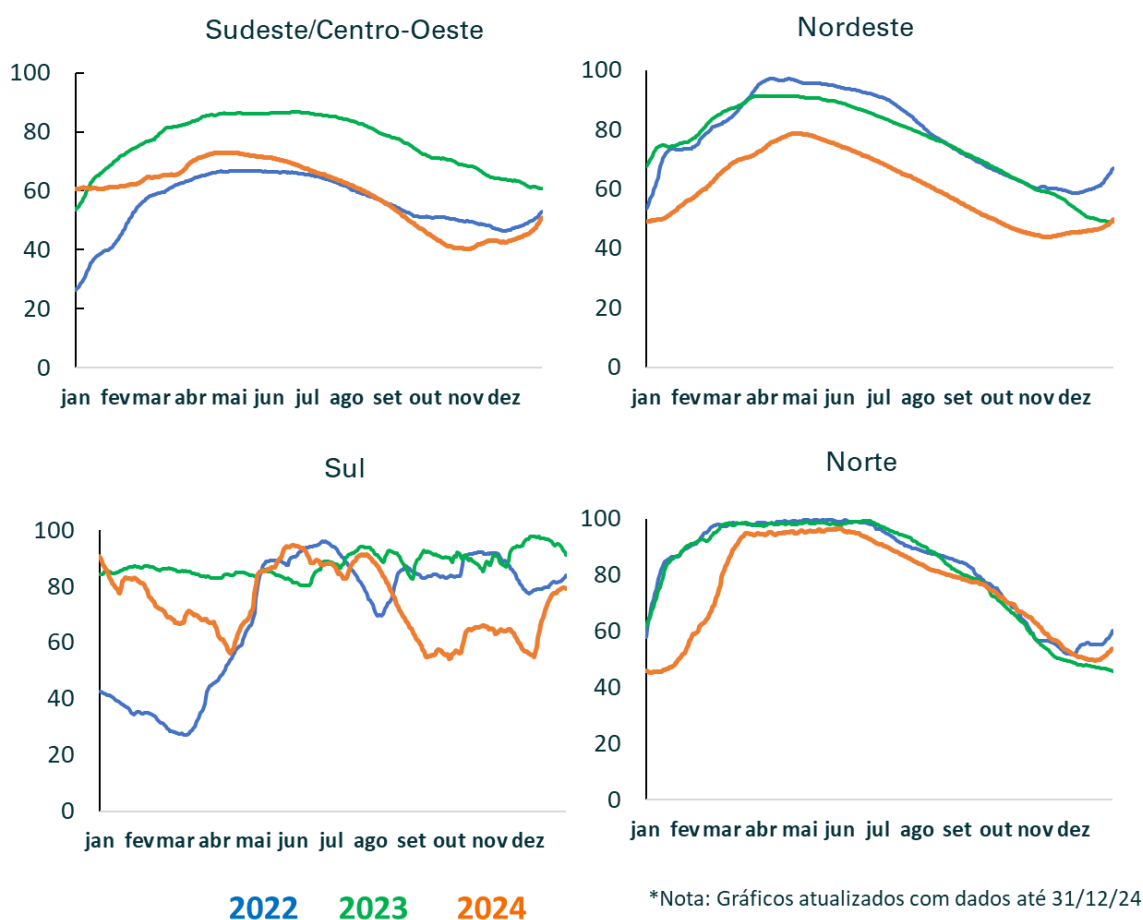


Figura 1 - Evolução da Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Fonte: ONS, dados até 31/12/2024

É possível observar que no início de 2024 houve atraso no replecionamento dos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte, enquanto o Subsistema Nordeste apresentou níveis de armazenamento inferiores aos anos anteriores. Sobretudo em dezembro de 2024 houve precipitações mais favoráveis que propiciaram recuperação no armazenamento do SIN, atingindo 53%, cerca de 7 pontos percentuais menor em relação ao mesmo mês de 2023 (60%).

As informações apresentadas neste relatório levam em consideração os avanços observados na execução das ações do PRR até o mês de fevereiro de 2025.

Os resultados do monitoramento do PRR apontam para execução física global de 41,0%. O detalhamento do cronograma de atividades e correspondentes avanços físicos são disponibilizados em complemento a este Relatório, em painel do monitoramento

disponível no site do MME e acessível em [Painel de Monitoramento do PRR](#) (Figura 2).

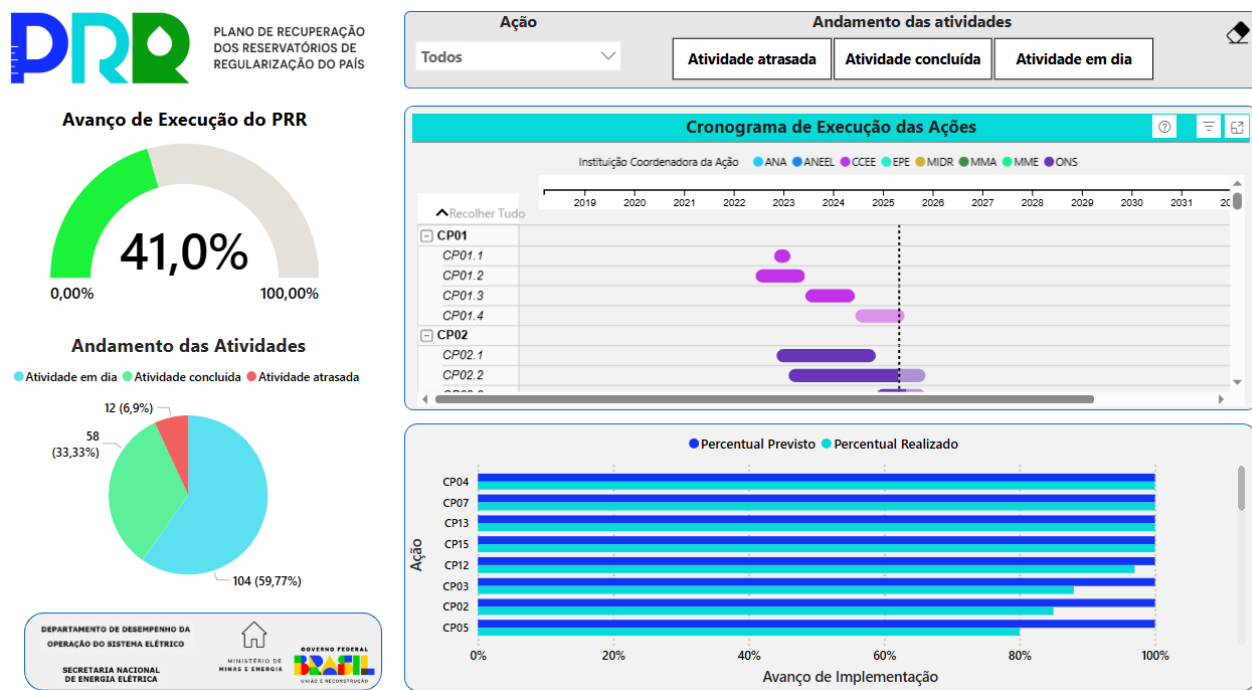


Figura 2 - Visão geral do Painel de Monitoramento do PRR.

2 GOVERNANÇA

A estrutura de governança do PRR advém do art. 30 da Lei nº 14.182/2021, que define o Poder Executivo como responsável pela elaboração, no prazo de 12 meses, do plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização do País, para um horizonte de implementação de 10 anos.

Dada a relevância do tema e sua característica multisetorial, abrangendo não somente o setor elétrico brasileiro, mas também os demais usuários da água no País, fez-se necessário o estabelecimento de uma robusta estrutura de governança, que visa fortalecer o plano e potencializar sua efetividade, considerando a participação de diversos órgãos, entidades e agentes setoriais.

Neste contexto, o CNPE, órgão colegiado instituído pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, é a instância adequada do Poder Executivo para deliberação e definição de estratégias para implementação do PRR.

O CNPE instituiu Grupo de Trabalho (GT) para elaborar esse plano de recuperação dos reservatórios de regularização do país. Esse grupo, coordenado pelo MME, com participação do então Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), concluiu suas atividades com o [Relatório Final](#) e a proposta do PRR, que foi aprovada pelo colegiado por meio da [Resolução CNPE nº 8/2022](#).

As tratativas para elaboração das metas e indicadores globais foram desenvolvidas ao longo de 2023, passando pela Consulta Pública nº 150/2023-MME, culminando no [Relatório de Estruturação de Ações e Construção de Indicadores Globais](#), aprovado pelo CNPE, em reunião no dia 18 de dezembro de 2023. Cabe ao conselho apreciar os resultados do monitoramento e, eventualmente, discutir e tratar temas controversos que dependam da tomada de decisão nesta esfera.

No âmbito do MME, a coordenação do acompanhamento e implementação do PRR compete à Secretaria Nacional de Energia Elétrica (SNEE), por meio do Departamento de Desempenho da Operação do Sistema Elétrico (DDOS), com apoio da Coordenação-Geral de Recursos Hídricos (CGHI). Dentre as atividades de coordenação, incluem-se:

- manter atualizadas as indicações de pontos focais de todas as instituições envolvidas na execução do PRR;
- promover e estimular a articulação entre as instituições envolvidas na execução das ações e apuração dos indicadores;
- coletar informações junto às instituições responsáveis;

- elaborar relatório de monitoramento; e
- promover transparência e a divulgação de informações no site do MME.

Conforme o detalhamento das ações e definição de indicadores globais, foram estabelecidas as instituições responsáveis e demais participantes, com objetivo de criar um ambiente colaborativo para alcance das metas estabelecidas. As instituições responsáveis possuem competência de implementar as correspondentes ações do PRR, bem como de apurar os resultados dos indicadores. Estimuladas pela coordenação do MME, essas instituições mantêm agendas de trabalho para desenvolver as atividades em colaboração com as instituições participantes, que, por sua vez, colaboram com a execução dessas em observância às suas competências. A Figura 3 apresenta esquematicamente a estrutura de governança.



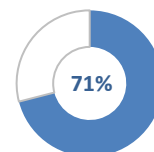
Figura 3 - Estrutura de Governança do PRR.

3 MONITORAMENTO DAS AÇÕES

3.1 Ações de Curto Prazo

Nesta seção são apresentadas as ações de curto prazo. Destaca-se que informações complementares constam do [Painel de Monitoramento do PRR](#).

CP1. Revisão e avaliação da necessidade de recalibração dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos matemáticos, de modo a buscar sinalizações mais aderentes à realidade operativa.



Responsável: CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico), tendo como coordenação da equipe de trabalhos técnicos a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

Essa ação objetiva a avaliação da necessidade de recalibração dos parâmetros do CVaR (Conditional Value at Risk), métrica de aversão ao riscos empregada nos modelos computacionais de otimização do despacho elétrico, planejamento da expansão, cálculo da garantia física e formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). A adoção de um nível de aversão ao risco nos modelos advém das incertezas inerentes aos processos de planejamento da operação e da expansão, como aquelas relativas (i) à variabilidade climática e, consequentemente à disponibilidade dos recursos primários para geração de energia elétrica; (ii) à variação de preços e disponibilidade de combustíveis influenciados pela dinâmica do mercado internacional; (iii) à projeção de carga do sistema de energia elétrica, tendo em vistas mudanças no padrão do consumo; e (iv) às mudanças do clima; dentre outras.

A atividade de construção, avaliação e aprovação da implantação dos indicadores e metas de calibração do CVaR, foi realizada ao longo do Ciclo de Trabalho 2021/2022 da CPAMP em conjunto com a avaliação da metodologia PAR(p)-A, que visava a melhor representação da hidrologia recente na geração de cenários de vazões pelo modelo GEVAZP, conforme apresentado no [relatório técnico da CPAMP deste mesmo ciclo](#).

A metodologia para calibração do CVaR proposta tem como meta, identificar os parâmetros do CVaR que indiquem geração térmica aderente à geração térmica utilizada na construção da CRef (Curva Referencial) a cada estágio, ao menor custo de operação. A CRef é uma curva de armazenamento construída pelo ONS para auxiliar o CMSE na decisão do despacho fora da ordem de mérito. Em linhas gerais, a metodologia consiste em:

1. Observar o nível de armazenamento para cada estágio e consultar a CRef para identificar a curva que determinará o montante de geração térmica necessária que o modelo precisa responder.
2. Verificar em cada estágio, o máximo de geração termelétrica possível levando em consideração o excedente de geração hidráulica compulsória. Assim, para se definir a geração térmica necessária, considera-se o menor valor entre o indicado pela CRef e o máximo valor de geração térmica possível de ser alocado.
3. Verificar o nível de atendimento energético da geração termelétrica (em termos % do total requisitado) ao longo do período analisado conforme Equação a seguir.

$$1 + \frac{\sum_{i=1}^n \min (Geração\ térmica\ simulada_i - Geração\ térmica\ necessária_i; 0)}{\sum_{i=1}^n Geração\ térmica\ necessária_i} \quad (1)$$

4. De acordo com o resultado dos indicadores, será selecionado um agrupamento de pares de CVaR considerando uma tolerância para o atendimento energético da geração termelétrica. Os pares pertencentes ao agrupamento selecionado serão rankeados ao menor custo de geração termelétrica.
5. O primeiro colocado será o principal candidato a ser selecionado.
6. Os pares selecionados no Passo 4 serão levados para a avaliação dos impactos físicos, financeiros e tarifários.

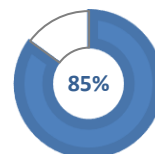
Na ocasião, após a realização de workshops com os Agentes e da [Consulta Pública MME nº 121/2022](#), a CPAMP deliberou pelos seguintes aprimoramentos: i) Emprego da metodologia PAR(p)-A na geração de cenários hidrológicos; ii) Alteração do critério de parada do modelo NEWAVE para 6 iterações consecutivas com ΔZ_{inf} abaixo de 0,1%, limitado ao mínimo de 30 e máximo de 50 iterações para os casos da CCEE e ONS; para os casos da EPE será considerado o número mínimo e máximo de 50 iterações; v) Alteração do CVaR considerando os parâmetros $\alpha=25\%$ e $\lambda=35\%$.

No Ciclo de Trabalho seguinte (2022/2023), foi realizado a avaliação dos aprimoramentos relacionados ao NEWAVE Híbrido (representação individualizada das usinas hidrelétricas no início do horizonte do modelo) e Fontes Intermitentes (representação de cenários de ventos). A [Consulta Pública nº 151/2023](#) foi realizada de 16 de junho de 2023 a 19 de julho de 2023. Foram recebidas 29 contribuições que, de forma geral, expuseram argumentos substanciais que foram impeditivos para a entrada oficial dos aprimoramentos em 2024. Desse modo, a CPAMP deliberou pela não aprovação de Fontes Intermitentes e postergação do NEWAVE Híbrido, não sendo necessário realizar uma recalibração do CVaR.

Por fim, no Ciclo de Trabalho 2023/2024, foi dada continuidade a avaliação da metodologia do NEWAVE Híbrido com a representação das usinas hidráulicas individualizadas no primeiro ano de estudo. Após a realização da [Consulta Pública nº 162/2024](#), o NEWAVE Híbrido foi aprovado com a atualização do CvaR (15,40) para fins de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025,

conforme consta na [Memória de Reunião da Plenária da CPAMP \(25/07/2024\)](#). Para os processos da EPE foi mantido o NEWAVE agregado em Reservatórios Equivalentes com o CvaR (25,35). Desse modo, as atividades realizadas até o momento de apuração desse relatório configuram a conclusão de 71% das atividades previstas nessa ação. Ressalta-se que com a publicação da [Resolução CNPE 01/2024](#) a CPAMP foi extinta, passando a avaliação e aprovação de alterações no nível de aversão ao risco a ser utilizado nos modelos computacionais para a competência do CMSE. Desse modo, o restante das atividades serão concluídas com a avaliação de aversão ao risco no Ciclo de Trabalho 2024/2025 no âmbito do CMSE.

CP2. Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de curtíssimo, curto, médio e longo prazos



Responsável: Comitê Técnico CT-PMO/PLD, com coordenação conjunta do ONS e da CCEE.

O Comitê Técnico trata de assuntos relacionados à elaboração do PMO - Programa Mensal de Operação Energética e da formação do PLD - Preço de Liquidação de Diferenças, em observância à [Resolução Normativa ANEEL nº 1.032](#), de 26 de julho de 2022.

O Grupo de Trabalho de representação de restrições hidráulicas (GT RH) visa aprimorar a representação de condicionantes operativos hidráulicos na cadeia de modelos eletroenergéticos para responder às evoluções no âmbito da gestão dos recursos hídricos e do atendimento eletroenergético do SIN, aproximar os resultados desses modelos com a política operativa e formação do preço e aumentar a previsibilidade sobre a representação dessas informações no PMO, na Programação Diária e na formação de preço.

A ação CP2 visa, portanto, aprimorar a representação das restrições hidráulicas operativas nos modelos matemáticos de curtíssimo, curto, médio e longo prazos, de forma a permitir gestão mais realista dos recursos hídricos e conferir previsibilidade às ações de programação da operação, planejamento da operação e da expansão.

A execução percentual desta ação alcançou 33%, ao final de 2023, valor este associado ao desenvolvimento de duas atividades: a primeira (CP02.1) relacionada ao estudo de caso da representação dos condicionantes e diretrizes hidráulicas da bacia do rio São Francisco (Res. ANA 2.081/2017), uma vez que, no ano de 2023, foi realizado o aprimoramento da representação da Curva de Representação dos Condicionantes Hidráulicos (CRCH), que trouxe ao modelo melhorias no despacho para as usinas situadas no médio e baixo São Francisco; e a segunda (CP02.2), referente ao diagnóstico das restrições hidráulicas do SIN e da forma de representação nos modelos.

Sobre a primeira atividade, destaca-se que foi realizado o aprimoramento do modo

que é representada a CRCH para a bacia do rio São Francisco nos modelos eletroenergéticos, com a substituição da variável vazão defluente máxima por vazão turbinada máxima.

Em relação à segunda atividade (CP02.2), em 2023, foi realizado o levantamento das restrições hidráulicas cadastradas no ONS e feita a categorização dessas restrições por tipos. Informações pormenorizadas foram disponibilizadas no relatório [Diagnóstico das Restrições Hidráulicas do SIN e da Forma de Representação nos Modelos: Levantamento e Categorização dos Condicionantes Operativos Hidráulicos](#), acessíveis no [site do CT PMO/PLD](#) mediante cadastro.

Dentre as informações apresentadas no diagnóstico realizado no ano de 2023, chamou atenção o crescimento do número de condicionantes operativos hidráulicos, sobretudo os temporários. Essa tendência continuou sendo verificada em 2024, conforme Figura 4 e Figura 5, demonstrando assim a relevância do aperfeiçoamento da representação dessas informações nos modelos, que podem trazer impactos na flexibilidade operativa do SIN.

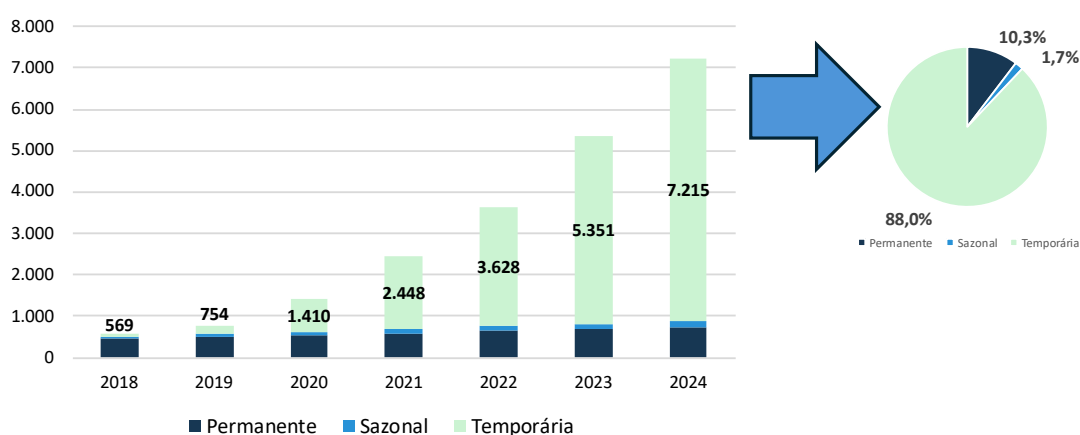


Figura 4 - Quantidade de declarações de condicionantes operativos hidráulicos acumulada por ano, até 31/12/2024.

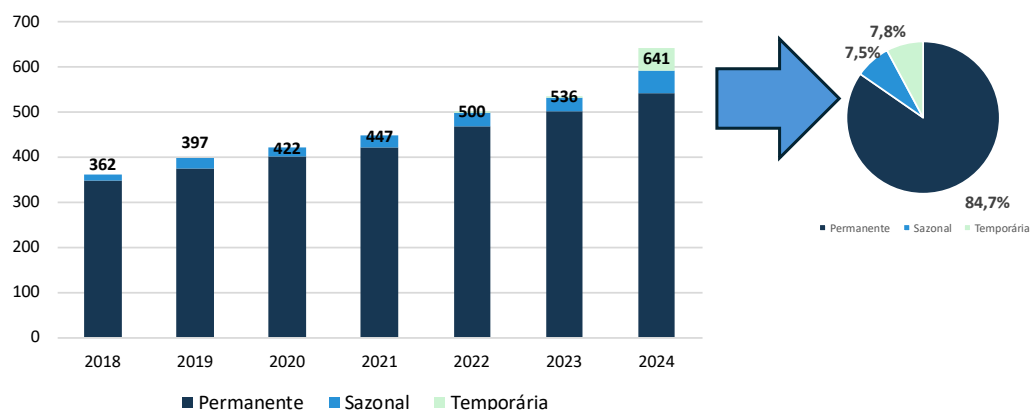


Figura 5 - Quantidade acumulada de declarações de condicionantes operativos hidráulicos vigentes em 31/12/2024.

Ao longo de 2024, houve a conclusão da primeira atividade (CP02.1). Após avaliações conduzidas pelo grupo técnico do CT PMO/PLD, decidiu-se, por ora, não

implementar novos aprimoramentos. Essa decisão foi formalizada na ata da reunião da Comissão Gestora, e atividade foi encerrada em 10/04/24. Em relação à segunda atividade (CP02.2), ao longo de 2024, foram realizadas avaliações e identificadas restrições não controladas de vazões mínimas/máximas (vazões incrementais entre os postos fluviométricos e a usinas hidroelétricas). Foi adotado um local-piloto (Três Marias - Pirapora) com o objetivo de avaliar e definir uma metodologia para avaliação do impacto da representação. A conclusão dessa atividade está prevista para agosto de 2025.

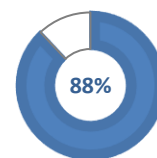
Além disso, em 2024, verificou-se a necessidade de aprimoramento da representação de condicionantes operativos hidráulicos de vazões médias (máximas e mínimas) no modelo de curtíssimo prazo (Dessem). Após evolução das discussões sobre esse assunto ao longo de 2024, constatou-se que seria relevante que a ação CP02 contemplasse atividade relacionada especificamente com esse aprimoramento, considerando sua relevância na melhoria da representação de condicionantes operativos hidráulicos no modelo Dessem, incluindo também, dessa forma, o modelo de curtíssimo prazo no escopo desta atividade.

Nesse sentido, sugere-se, a partir deste relatório de monitoramento, que a terceira atividade dessa ação (CP02.3) seja substituída para **“Aprimoramento da representação dos condicionantes operativos hidráulicos para vazões médias no modelo de curtíssimo prazo”**. Essa atividade foi iniciada em maio de 2024 e será concluída ao longo de 2025, tendo em vista sua importância e, conseqüentemente, sua priorização.

Assim, são ajustados, a partir deste relatório de monitoramento, os seguintes aprimoramentos para a ação CP2:

- Ajuste no título da ação CP2 para: “Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de curtíssimo, curto, médio e longo prazos”.
- Ajuste na caracterização da ação CP2 para: “Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de curtíssimo, curto, médio e longo prazos, de forma a permitir gestão mais realista dos recursos hídricos e conferir previsibilidade às ações de programação da operação, planejamento da operação e da expansão”.
- Inclusão do seguinte produto relacionados à ação CP2: 2 - Implementação de nova versão do Dessem para representação de condicionantes operativos hidráulicos de vazões médias.

CP3. Reavaliação da dinâmica de operação dos reservatórios no horizonte do PRR, sob uma visão estrutural, considerando como referência a evolução da matriz elétrica indicada no PDE 2031 e observadas as condições de operação de reservatórios definidas pela ANA, em articulação com o ONS.



Responsável: ONS, com participação da ANA e da EPE.

A ação se caracteriza pelos estudos de planejamento da expansão da oferta apresentados no Plano Decenal de Expansão (PDE), que indicam uma perspectiva de aumento da oferta das fontes renováveis variáveis (eólica e solar) e da Mini e Micro-Geração Distribuída (MMGD) no horizonte decenal.

Tal acréscimo relevante da oferta de energia renovável variável no sistema exige a reavaliação do papel das hidrelétricas que, potencialmente, deve levar à redução da carga de energia a ser atendida por elas, permitindo maior disponibilidade para outros serviços, como potência e flexibilidade.

Essa realidade traz a oportunidade de reavaliação da dinâmica de operação dos reservatórios no horizonte do PRR, sob uma ótica estrutural, observando-se as condições e restrições de operação de reservatórios definidas pela ANA, em articulação com o ONS.

O objetivo principal é identificar as características operacionais do SIN e aquelas que devem ser aprimoradas para permitir a maximização do nível dos reservatórios para o uso prioritário no atendimento aos requisitos de potência e flexibilidade do SIN, considerando a maior participação das renováveis na matriz.

A ação iniciada vem sendo realizada de forma coordenada com as ações destacadas a seguir, uma vez que as diretrizes de operação dos reservatórios são também utilizadas em outros estudos e guardam relação com os insumos e produtos de todas as atividades relacionadas: CP10 - Avaliação e revisão das restrições operativas hidráulicas; CP2 - Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de médio e longo prazo; CP5 - Aprimoramento da metodologia da Curva de Referência - CRef; e CP9 - Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas para UHEs.

O produto da ação em andamento será um Relatório Técnico, avaliado por todos os participantes, contendo o diagnóstico sobre os benefícios da geração hidrelétrica e sobre a evolução do papel dos reservatórios de acumulação no horizonte do PRR, em função das mudanças de características da expansão da oferta de energia elétrica do sistema, indicadas no PDE, além da definição de métricas para avaliação do papel dos reservatórios, a identificação das condições de contorno, sob os aspectos físicos de operação, para adequação do uso dos reservatórios para atendimento prioritário aos requisitos de potência e flexibilidade, frente à evolução da matriz elétrica e a identificação

das necessidades de aprimoramentos no setor elétrico e em outros setores para uma correta implementação de novas diretrizes de operação que levem a uma mudança na dinâmica de operação dos reservatórios.

Para tanto, as etapas de análise da evolução do papel da geração hidroelétrica, tendo como referência a matriz indicada no PDE 2031, de análise do papel dos reservatórios de acumulação frente à evolução da geração hidroelétrica, de definição das métricas para avaliação do papel dos reservatórios e de explicitação dos benefícios do uso da geração hidroelétrica, já foram realizadas e constam no Relatório Técnico elaborado pelo ONS, que se encontra em fase de validação pelos demais participantes da ação.

Para acompanhamento do adimplemento aos prazos pré-determinados para execução da ação, o ONS atualizou o cronograma com as datas de entrega das atividades já realizadas, assim como a data prevista para a entrega final do Relatório Técnico da ação.

Tabela 1– Atividades previstas para execução da Ação CP3

Atividades Previstas		Prazo Previsto (Início e Término)	
CP03.1	Análise da evolução do papel da geração hidroelétrica, tendo como referência a matriz indicada no PDE 2031 (Realizado)	01/02/2024	30/04/2024
CP03.2	Análise do papel dos reservatórios de acumulação frente à evolução da geração hidroelétrica (Realizado)	01/03/2024	30/04/2024
CP03.3	Definição das métricas para avaliação do papel dos reservatórios (Realizado)	01/05/2024	30/06/2024
CP03.4	Explicitação dos benefícios do uso da geração hidroelétrica. Levar em consideração condições de operação pré-definidas, inserção de MMGD, atendimento à potência (Realizado)	01/05/2024	31/08/2024
CP03.5	Elaboração do Relatório Técnico Preliminar, para discussão com participantes (Realizado)	01/08/2024	10/03/2025
CP03.6	Consolidação do Relatório	01/01/2025	30/06/2025

CP4. Aprimoramento e operacionalização de mecanismos de gerenciamento do consumo de energia elétrica.



Responsável: ANEEL, com participação do ONS e da CCEE.



Essa ação visa fomentar e permitir a participação efetiva de consumidores nos mecanismos de redução do consumo, consolidada por meio do [Programa de Resposta da Demanda](#).

O programa foi regulamentado pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 1.030, de 2022, alterada pela [Resolução Normativa ANEEL nº 1.040](#), publicada em 12/09/2022, com vigência a partir de 1º outubro de 2022 e que englobou medidas de curto prazo com envolvimento ativo e voluntário dos consumidores em troca de benefícios financeiros.

A operacionalização da Resposta da Demanda prevê a oferta de redução de carga de consumidores, previamente habilitados, como recurso adicional para atendimento ao SIN, com objetivo de contribuir para a confiabilidade do sistema e a modicidade tarifária.

Neste programa, podem participar os Agentes participantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que realizam ofertas de redução de demanda, através de plataforma eletrônica disponibilizada pelo ONS, para a seguinte semana operativa. As ofertas selecionadas são acionadas pelo Operador para o dia seguinte do seu despacho e fazem parte do Programa Diária de Operação - PDO. Após apurada a redução solicitada, a CCEE contabilizará e liquidará o valor devido a ser remunerado ao participante em função do produto.

Dentre as atividades previstas no desenvolvimento da Ação CP4 foram concluídas as tratativas de apresentação pelo ONS e CCEE de ajustes aos Procedimentos de Rede (PdR), Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica (PdC) e Regras de Comercialização de Energia Elétrica.

Os ajustes propostos foram avaliados tendo ocorrido a aprovação pela ANEEL de ajuste do submódulo 4.5 “Programação Diária da Operação” do PdR, por meio do [Despacho 3.046/2023](#), de 22 de agosto de 2023. A [Resolução Normativa nº 1.080](#), de 05 de dezembro de 2023 aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL.

Acrescenta-se que por meio da Resolução Autorizativa (REA) nº 12.600, de 30 de agosto de 2022, a ANEEL autorizou o ONS a realizar projeto-piloto sob a forma de sandbox regulatório, vinculado à contratação de disponibilidade para a prestação do serviço de resposta da demanda, com vigência até 31 de dezembro de 2026, trazida pela Resolução Autorizativa nº 15.457, de 10 de setembro de 2024.

O Despacho nº 2.679, de 10 de setembro de 2024, aprovou o Edital do primeiro mecanismo competitivo de Resposta da Demanda, a Rotina Operacional Provisória

apresentada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, e as Regras e Procedimentos de Comercialização Provisórios apresentados Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

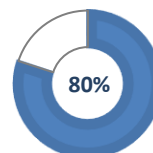
Com isso, o ONS realizou no dia 15 de outubro de 2024, o primeiro processo competitivo para contratação de Resposta da Demanda na modalidade disponibilidade. O ONS contratou 93 MW pelo período de 4 horas (18h às 22h) para dias úteis de 1º de novembro de 2024 até 31 de janeiro de 2025, devendo realizar neste período quatro despachos mensais. O certame resultou ainda em um deságio máximo de até 14,4% do preço-teto. Mais informações podem ser consultadas no [site do ONS](#).

Por fim, informa-se que na [Agenda Regulatória da ANEEL](#) está prevista a Atividade Regulatória para realização de Análise de Resultado Regulatório - ARR, relativo à Resolução Normativa nº 1.030, de 2022, no que se refere ao Programa de Resposta da Demanda.

CP5. Aprimoramento da metodologia da Curva de Referência - CRef (premissas para construção e operacionalização).



Responsável: CMSE (MME, ANEEL, ANP, ONS e CCEE), com participação da ANA.



A Curva Referencial de Armazenamento (CRef) é uma ferramenta, elaborada pelo ONS e aprovada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), de auxílio à tomada de decisão quanto à indicação da necessidade de acompanhamento mais frequente pelo Comitê das condições hidroenergéticas de atendimento ao SIN e quanto à necessidade de adoção ou permanência de medidas adicionais de aversão a risco, com vistas à garantia do atendimento energético do País.

A partir da CRef, em conjunto com as avaliações prospectivas (tendências de redução ou ganho de armazenamento ao longo do horizonte) ou outros estudos que se façam pertinentes, o CMSE poderá, por exemplo, tomar a decisão de acionar geração térmica complementar àquelas despachadas por ordem de mérito. Esse tipo de despacho atualmente é classificado como “Garantia de suprimento energético (GE)”, segundo os Procedimentos de Rede do ONS - Módulo 4 - Submódulo 4.5 - Programação Diária da Operação. Assim, procura-se antecipar despacho termelétrico de usinas com CVU não tão elevados, reduzindo a probabilidade de necessidade de despacho termelétrico futuro, utilizando térmicas de CVU bastante elevados.

Visando esclarecer um pouco mais sobre o assunto, deve-se enfatizar que as usinas hidrelétricas desempenham um papel crucial na matriz de geração de energia elétrica. No entanto, sua eficácia está diretamente relacionada ao volume de água armazenada nos reservatórios. A disponibilidade desse recurso hídrico afeta não apenas a produção de energia, mas também a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético do sistema elétrico brasileiro, evidenciando a importância da CRef.

A energia armazenada é referenciada a um % da Energia Armazenada Máxima (%EARMáx) no SIN e nos principais subsistemas. Desse modo, a Curva Referencial de Armazenamento estabelece uma linha de referência (valores de %EARMáx), que representa os níveis de armazenamento considerados seguros ao longo do ano, para garantir o suprimento de energia elétrica de forma eficiente e confiável. Essa curva é elaborada com base em diversos fatores, como histórico de chuvas, sazonalidade, demanda prevista de energia e de carga, entre outros.

Conforme observação do ONS, devido às últimas expansões do parque gerador hidroelétrico estarem baseadas, em quase sua totalidade, em usinas hidráulicas a fio d'água, sem a agregação de reservatórios de regularização para fazer frente ao crescimento da carga, as condições de armazenamentos iniciais de cada mês e sua evolução ao longo do ano têm tido importância cada vez maior nas avaliações energéticas de curto prazo.

Destaca-se ainda, segundo o Operador, a relevante e crescente participação na matriz de energia elétrica do SIN, de outras fontes renováveis que não são controláveis, como as usinas eólicas, fotovoltaicas e a MMGD, caracterizadas pela variabilidade e intermitência em sua disponibilidade. Este fato vem conduzindo mudança significativa, não só nos padrões operativos do SIN, para a garantia energética nos médio e curto prazos, como também na própria evolução dos estudos energéticos para avaliações de desempenho, que se tornam fortemente sensíveis às condições hidroenergéticas e meteorológicas de curto prazo e às condições econômicas do País, que se refletem no crescimento da carga prevista e realizada.

Consequentemente, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas de curto prazo é fator fundamental na indicação da aplicação de medidas operativas de segurança que reduzam, na prática, os riscos de eventual colapso hidráulico ou mesmo de racionamento, inclusive avaliando-se a oportunidade de articulações com agentes do setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais, para eventuais flexibilizações de restrições operativas de diversas naturezas, tais como de uso múltiplo da água e/ou ambientais.

Ressalta-se que a CRef também busca dar maior previsibilidade e transparência nas ações a serem tomadas pelo CMSE. Nesse sentido, cabe observar que as métricas de monitoramento das condições de atendimento por meio da CRef e os critérios para a determinação do acionamento da geração termelétrica complementar são estabelecidos de forma clara, previsível e reproduzível por qualquer agente do setor elétrico.

Os aprimoramentos dessa ferramenta podem ser observados por meio das análises das Notas Técnicas ONS DPL 0021/2021, ONS DPL 0156/2021, ONS DPL 0032/2023, ONS DPL 0131/2023 e ONS DPL 0133/2024, que apresentaram as premissas e metodologias empregadas na construção das CRef adotadas para os anos de 2021, 2022, 2023, 2024 e 2025, respectivamente. Tais Notas apresentam os estudos para aprimoramento da CRef e são disponibilizadas no sítio eletrônico do ONS, mediante

cadastro no Sintegre, acessível pelo [link CRef - Planejamento ONS](#).

Registra-se que as Curvas Referenciais de Armazenamento para o ano de 2025 foram aprovadas pelo CMSE em sua 299ª Reunião (Ordinária), de 4 de dezembro de 2024, juntamente com as diretrizes para sua utilização pelo Comitê. Informações detalhadas estão disponíveis na Ata da referida reunião (item 3), disponível no [página do CMSE no site do MME](#).

Cabe destacar que, conforme consta da Nota Técnica ONS DPL 0133/2024, para o estabelecimento da CRef considera-se que a demanda energética do SIN seja plenamente atendida, dado um cenário hidrológico conservador e um montante de geração termelétrica previamente despachado. Dessa forma, a curva fica condicionada ao montante de despacho termelétrico, bem como ao cenário hidrológico selecionado e ao nível de segurança indicado para o mês de novembro de cada ano (final do período seco), variáveis essas que buscam retratar a aversão ao risco de curto prazo percebido pelo ONS e pelo CMSE.

A tabela a seguir apresenta algumas das principais premissas e metodologias utilizadas desde 2021 no aprimoramento da CRef:

Tabela 2 – Premissas e metodologia utilizada para aprimoramento das Cref

CRef	Horizonte	Cenários de vazões	Níveis de segurança para o final do período seco	Curvas referenciais (em relação ao despacho térmico)
2021	Bianual	Pior biênio hidrológico para o SIN de todo histórico (2019-2020)	Iguais níveis de segurança, para todas as curvas	Despacho térmico pleno com CVU até /MWh de determinada UTE
2022	Anual	ENAs mais críticas dos últimos cinco anos do histórico (período outubro/2020 a setembro/2021)	Iguais níveis de segurança, para todas as curvas	Despacho térmico pleno com CVU até /MWh de determinada UTE
2023	Anual	ENAs mais críticas dos últimos cinco anos do histórico (período outubro/2020 a setembro/2021)	Iguais níveis de segurança, para todas as curvas	Despacho térmico pleno com CVU até /MWh de determinada UTE
2024	Anual	Cenários de vazões selecionado a partir de 2.000 cenários sintéticos aplicando-se o <i>Conditional Value at Risk</i> – CVaR1%, com foco no período seco e no reservatório equivalente do rio Paraná	Diferentes níveis de segurança, para cada curva	Agregação, em cada curva, de uma parcela de montante semelhante, em MWmed
2025	Anual	Cenários de vazões selecionado a partir de 2.000 cenários sintéticos aplicando-se o <i>Conditional Value at Risk</i> – CVaR1%, com foco no período seco e no reservatório equivalente do rio Paraná	Diferentes níveis de segurança, para cada curva	Agregação, em cada curva, de uma parcela de montante semelhante, em MWmed

Como pode ser observado na tabela anterior, as principais mudanças e aprimoramentos nas metodologias e premissas entre as CRefs estabelecidas para os anos de 2021 a 2025 são:

- **Cenário de vazões:** na construção da CRef de 2025, assim como na de 2024, foi adotado um cenário de vazões selecionado a partir de 2.000 cenários sintéticos aplicando-se o *Conditional Value at Risk* - CVaR1%, com foco no período seco e no reservatório equivalente do rio Paraná. A nova abordagem substitui a escolha de cenários baseada no histórico e aumenta a transparência e reprodutibilidade da metodologia;
- **Níveis de segurança para o final do período seco:** na construção da CRef de 2025, assim como na de 2024, foi adotado um nível de segurança diferente para cada curva, possibilitando maior clareza no uso da CRef, em particular ao final do período seco. Nesse sentido, busca-se, sempre que possível, a definição dos níveis de segurança baseados nas regras de operação vigentes ou propostas pela ANA;
- **Curvas referenciais (em relação ao despacho térmico):** na construção da CRef de 2025, assim como na de 2024, foi adotado como critério para a definição de cada curva, a agregação de uma parcela de montante semelhante, em MWmed, e não mais o despacho térmico pleno com CVU até /MWh de determinada UTE. Dessa forma, buscou-se evitar variação dos montantes a serem despachos em cada curva quando da alteração dos CVUs das usinas termelétricas, dada à grande volatilidade do valor dos combustíveis que influenciam na formação dos CVUs das usinas, ou mesmo quando da indisponibilidade programada ou forçada das usinas associadas à parada para manutenção.

Observa-se que para a CRef de 2025 foram utilizadas as mesmas metodologias da construção da CRef de 2024, o que sinaliza positivamente a favor da previsibilidade do setor elétrico.

Quanto ao indicador estratégico desta ação, que trata dos recursos despachados fora da ordem de mérito, destaca-se que em 2024, não houve necessidade de despacho por garantia de suprimento energético (GE), visto o período chuvoso no último trimestre desse ano ter sido bastante satisfatório, com chuvas acima ou igual à média em bacias das regiões Sudeste e Centro-Oeste, ajudando a recuperar o armazenamento no SIN, que fechou o ano em 53% da EARMáx. No Norte, houve um atraso em 2024 da estação chuvosa.

A CRef tem se mostrado uma ótima ferramenta para acompanhamento das condições hidroenergéticas de atendimento ao SIN pelo CMSE. Em alguns cenários de análise, a visão futura às vezes pode apontar o atingimento das CRef, o que é natural do processo de monitoramento, considerando as diversas incertezas associadas. Sobre isso cabe esclarecer que, apesar da baixa probabilidade de ocorrência, a análise de cenário inferior dos estudos prospectivos é importante, pois permite ao ONS verificar se o sistema possui os recursos eletroenergéticos suficientes para atender à carga, mesmo na pior

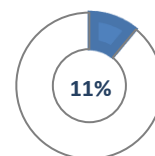
situação considerada. Caso seja verificada alguma desconformidade, o ONS terá tempo suficiente para adotar (ou, se necessário, propor ao CMSE) as providências necessárias para garantir a segurança do suprimento contínuo no País.

Por fim, o trabalho de aprimoramento da CRef previsto na Ação CP5 continuará sendo desenvolvido conforme cronograma, prevendo para 2025 a consolidação da utilização da metodologia e aprovação da CRef/2026.

CP6. Ampliações e reforços dos sistemas de transmissão (interligações regionais).



Responsável: MME, com participação da EPE e do ONS.



A CP6 tem foco na elaboração de estudos e planejamento para ampliações e reforços dos sistemas de transmissão (interligações regionais), que permitem o aumento da confiabilidade, segurança, flexibilidade, qualidade no fornecimento, diversificação de fontes e custos globais adequados para o consumidor final. As interligações regionais permitem a otimização do uso dos recursos pela complementariedade das fontes e a preservação do nível dos reservatórios, considerando a realização de avaliações das limitações na geração causadas por restrições nos intercâmbios, identificando, assim, gargalos, de forma a realimentar o processo de planejamento e minimizando a probabilidade de vertimento nas usinas.

A Programação de Estudos de Planejamento da Transmissão para o ano de 2025 foi recebida pelo MME em 27 de março de 2025, por meio do Ofício n. 0342/2025/DEE/EPE. Atualmente, essa Programação de Estudos encontra-se em análise técnica pelo Departamento de Planejamento e Outorgas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica e Interligações Internacionais. A previsão é que a programação seja aprovada pela Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia até o final do mês de maio do corrente ano.

A atividade de balanço bianual (2023-2025) dos estudos de interligação realizados versus planejados encontra-se em andamento, com um índice de execução de aproximadamente 87%. Este percentual reflete a conclusão pela EPE do [“Estudo de expansão das interligações regionais - Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste”](#), cujo conteúdo retrata a expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste, culminando nas instalações de transmissão e equipamentos ofertados no Leilão de Transmissão nº 2/2023.

Além deste, segue em andamento conforme planejamento, [“Estudo de expansão das interligações regionais - Parte III - Expansão da Capacidade de exportação da região Nordeste”](#), com previsão de conclusão em setembro de 2025, do qual já existem etapas concluídas, como a atualização da base de dados, diagnóstico da capacidade de

importação da região Sul, diagnóstico da capacidade de exportação do Nordeste e montagem de alternativas, tomada de subsídios junto a fabricantes de tecnologia HVDC, reuniões dedicadas com fabricantes de tecnologia HVDC, seleção preliminar da topologia de referência para a expansão, análise de sensibilidade considerando aplicação de diferentes tecnologias HVDC (LCC / VSC) e avaliação técnico-econômica de linhas de transmissão aéreas em corrente alternada e contínua.

O prazo para conclusão desse segundo estudo de planejamento da transmissão foi postergado de 10/2024 para 09/2025 em razão da necessidade de ajustes na base de dados para estudos de transitórios eletromecânicos do ONS, haja vista dificuldades enfrentadas pela EPE para sua utilização.

CP7. Consideração da evolução do Custo Variável Unitário (CVU) no planejamento da operação e formação de preço, considerando aversão ao risco de volatilidade de preços.



Responsável: Comitê Técnico (CT) PMO/PLD, com coordenação conjunta da CCEE e ONS e participação da EPE.

O CVU é utilizado nos modelos de programação energética e formação de preço para todo o horizonte de simulação, sendo que para o modelo NEWAVE (horizonte de até 60 meses) são considerados dois valores de CVU, denominados CVU Conjuntural e CVU Estrutural. O CVU Conjuntural, utilizado nos dois primeiros meses, retrata a variação verificada do preço dos combustíveis desde a data do leilão, sendo utilizado também nos modelos DECOMP e DESSEM. Já o CVU Estrutural, que busca representar a variação do preço dos combustíveis no médio prazo, é utilizado nos demais meses do horizonte.

O objetivo dessa CP é aprimorar a evolução do Custo Variável Unitário (CVU) Estrutural no planejamento da operação e formação de preço, através de uma maior aderência da expectativa futura dos custos associados ao despacho termelétrico com o horizonte de curto prazo. Em consequência. Espera-se uma melhor definição da política operativa do SIN e gestão dos recursos hídricos nos reservatórios.

Atualmente é utilizada uma metodologia para estimativa da evolução do CVU no horizonte de longo prazo no âmbito do Plano Decenal de Expansão Energia - PDE da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. A metodologia empregada pela EPE, foi citada no PRR, e foi definida como ponto de partida para os estudos de aprimoramento metodológico. No âmbito do grupo técnico 5 - GT CVU Estrutural, foram realizadas reuniões junto à EPE para entendimento de tal metodologia e posterior implementação. De forma adicional, buscando expandir o escopo de alternativas metodológicas foram avaliadas outras propostas metodológicas para o cálculo da parcela combustível do CVU Estrutural, totalizando 7 metodologias as quais são fruto de discussões entre a CCEE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, EPE e os agentes.

Na sequência, foram quantificados os resultados de performance das metodologias propostas por meio da avaliação do Erro Médio Percentual Absoluto - MAPE, e Erro Médio Absoluto - MAE. De forma geral, os resultados obtidos no backtest apontaram melhor assertividade e maior regularidade na performance da metodologia-6, que emprega os dados de mercado, caso disponíveis, ou, caso contrário, emprega dados ajustados de projeção da Energy Information Administration - EIA. Já nas simulações dos modelos computacionais de operação e formação de preço, os resultados apontaram convergência do comportamento de resposta dos modelos frente à expectativa como, por exemplo, cita-se a elevação do Custo Marginal da Operação em razão da elevação do CVU das usinas térmica do parque térmico (elevação do CVU da pilha térmica), e a antecipação da geração térmica para o horizonte conjuntural quando observado os resultados das metodologias frente aos do mês operativo de referência.

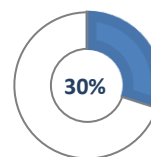
Desta forma, com base na consistência conceitual, nos resultados de performance numérica, e na resposta dos modelos computacionais durante as simulações, o grupo técnico recomendou a adoção da referida metodologia, que tem por definição o uso como fonte primária de dados os preços de contratos futuros negociados em bolsa de valores ou mercados balcão, e quando indisponíveis, o uso dados provenientes de projeção de custo dos combustíveis por instituição pública (EIA) aplicados fatores para aprimoramento da assertividade e volatilidade.

A proposta de adequação nas Regras de Comercialização foi encaminhada a Agência Nacional de Energia Elétrica, sendo tratada no escopo da Consulta Pública ANEEL nº 25/2024, posteriormente aprovada em dezembro de 2024 por meio da [Resolução Normativa ANEEL 1.108/2024](#) - "Regras de Comercialização", que determinou assim a entrada em operação da nova metodologia de cálculo do CVU Estrutural no PMO de fevereiro/2025. Desta forma, a metodologia proposta com base nos objetivos desta CP se encontra operacional desde o referido PMO de fevereiro/2025.

CP8. Atualização permanente dos dados históricos e projeções de usos consuntivos da água, com atualização das séries de vazões naturais.



Responsável: ANA, com colaboração dos órgãos gestores estaduais de recursos hídricos, ONS, ANEEL e Concessionários.



A ação tem como objetivo indicar a evolução da atualização dos dados históricos e projeções de usos consuntivos da água e atualização das séries reconstituídas de vazão natural afluente mensal aos aproveitamentos hidrelétricos do SIN. Essa avaliação é realizada anualmente, no período de duração do PRR, sempre incorporando eventuais atualizações nas séries de usos consuntivos.

Assim, a base de dados anual objetiva atualizar as séries de usos consuntivos e de vazões naturais afluentes mensais aos aproveitamentos hidrelétricos do SIN, as séries históricas e as projeções tendenciais de vazões para usos consuntivos a montante dos

aproveitamentos hidrelétricos, que são disponibilizadas pela ANA em formato adequado ao setor elétrico e incluem mecanismos de atualização periódica para incorporar aprimoramentos nas bases de dados e novos anos às séries ou projeções. As séries de vazões naturais afluentes mensais aos aproveitamentos são disponibilizadas pelo ONS.

As Resoluções ANA [nº 92/2021](#) e [nº 93/2021](#), aprovaram, respectivamente, as séries históricas e as projeções tendenciais de vazões para usos consuntivos a montante de 545 aproveitamentos hidrelétricos (em operação ou em estudo), oficializaram a Base Nacional de Referência de Usos Consuntivos. Trata-se de informação essencial, por exemplo, ao processo de reconstituição de vazões naturais e aos estudos de planejamento energético e de recursos hídricos.

O Módulo SIN no SAR/ANA contempla dados operativos de 162 infraestruturas para geração das usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS. A tabela das séries de vazões médias mensais do ONS abrange 219 aproveitamentos, considerando que as séries de usos consuntivos e de vazões naturais afluentes mensais foram atualizadas para todos os aproveitamentos do SIN.

A Base Nacional de Referência de Usos Consuntivos foi atualizada, em 2024, com a publicação do [Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil - 2ª edição](#), incluindo séries históricas de 1931-2021 e projeções para 2022-2040. As séries históricas e as projeções dos usos consuntivos a montante de aproveitamentos hidrelétricos, conforme as Resoluções ANA nº 92/2021 e 93/2021, estão em atualização.

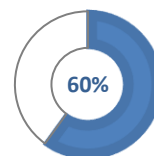
Os dados do banco de usos consuntivos serão atualizados, quando necessário, para incorporar dados consolidados anuais, novos horizontes de projeção e aprimoramentos em métodos e dados disponibilizadas pela ANA e por terceiros.

As séries mensais de vazões naturais dos aproveitamentos do ONS foram atualizadas até 2023. Destaca-se a importância da atualização dos dados de entrada dos modelos computacionais do setor elétrico referentes aos usos múltiplos das águas. Informações dos resultados podem ser obtidos no catálogo de metadados da ANA acerca dos [Aproveitamentos hidrelétricos: usos consuntivos a montante](#).

CP9. Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas para UHEs.



Responsável: ONS, com participação da EPE



A ação CP9 objetiva aprimorar a base de dados das restrições operativas hidráulicas das usinas hidrelétricas que compõem o SIN, abrangendo inclusive restrições associadas a usos não consuntivos da água, cuja adequada consideração nos modelos matemáticos pode ser um passo importante tanto para possibilitar maior previsibilidade do planejamento da operação quanto às ações futuras para garantir a adequabilidade do

sistema e a gestão dos recursos existentes.

Os resultados esperados estão relacionados à construção de um sistema para cadastro, consulta, visualização e disponibilização de informações sobre condicionantes operativos hidráulicos e ao aprimoramento do processo de gestão das informações associadas a esses condicionantes.

Ao longo do primeiro semestre de 2023, houve a realização de workshops (Atividade CP09.1) com diversos atores do setor elétrico para alinhamento com as partes interessadas sobre o escopo da ação, bem como para coletar contribuições a respeito dos aprimoramentos necessários no processo atual de gestão das informações sobre condicionantes operativos hidráulicos e, conseqüentemente, de soluções tecnológicas que poderiam ser desenvolvidas. Foram realizados workshops internos no ONS nos dias 17/03/23 e 05/04/23, ao passo que, para o público externo, os workshops ocorreram separadamente entre o ONS com outros atores do setor elétrico, nas seguintes datas: 18/04/23 e 04/05/23, com a EPE; 08/05/23, com a CCEE; 12/05/23, com a ANEEL; 16/05/23 com o MME; e 14/06/23 com os agentes de geração hidráulica. Ao longo dos meses de julho a setembro de 2023, foi realizada pelo ONS a pré-concepção da nova solução tecnológica (Atividade CP09.2), denominada Sistema de Gestão dos Condicionantes Operativos Hidráulicos - SGCOPHI, que levou em consideração os pontos de aprimoramento levantados na realização dos workshops.

Ainda em 2023, foram levantados, internamente, os aprimoramentos necessários no regramento vigente sobre a temática de restrições hidráulicas (Submódulo 4.7 dos Procedimentos de Rede do ONS), o que subsidiou a proposta de uma versão aprimorada do Submódulo 4.7. Essa versão foi colocada em Consulta Externa pelo ONS, durante o período de 15/02/2024 até 18/03/2024. Findada a Consulta Externa, por meio da Carta CTA-ONS DTA.RA 0565/2024, de 08/04/2024, o ONS enviou à ANEEL as propostas de revisão do Submódulo 4.7 (Responsabilidades), concluindo, dessa forma, a atividade CP09.4. Destaca-se, também, que foi encaminhada à ANEEL a [Nota Técnica NT-ONS DOP 0051/2024](#) com o detalhamento dos aprimoramentos propostos no Submódulo 4.7. A revisão do Submódulo 4.7 teve por objetivo compatibilizar o aparato regulatório com o processo atual de gestão das informações sobre condicionantes operativos hidráulicos, que evoluiu bastante nos últimos anos. Dentre as alterações propostas, destacam-se: a consideração do conceito de condicionante operativo hidráulico (tornando a restrição hidráulica um dos tipos possíveis); a apresentação do conceito de inventário de condicionantes operativos hidráulicos como sendo um produto dinâmico, cujo extrato pode ser feito a qualquer tempo a partir de sistema do ONS que faz a gestão das informações relacionadas aos condicionantes operativos hidráulicos; e a inclusão da possibilidade do ONS declarar condicionante operativo hidráulico.

No período de 30/05/2024 a 15/07/2024, foi aberta a [Consulta Pública ANEEL nº 014/2024](#), sendo o Submódulo 4.7 (Responsabilidades) um dos documentos normativos para o qual foram propostos aprimoramentos. A Nota Técnica NT-ONS DOP 0051/2024 também foi disponibilizada nessa consulta pública. O ONS acompanhou o processo da

consulta pública, o qual foi finalizado no dia 15/07/2024, resultando também na conclusão da atividade CP09.5. Posteriormente, a ANEEL aprovou a publicação da Resolução Normativa nº 1.104/2024, conforme proposta de revisão apresentada pelo ONS para o Submódulo 4.7 (Responsabilidades). No dia 30/10/2024 foi iniciada a vigência do [Submódulo 4.7 \(versão 2024.10\)](#).

Face ao exposto, resta pendente ainda para essa ação, apenas a terceira atividade (CP09.3), que trata da implementação do Sistema de Gestão dos Condicionantes Operativos Hidráulicos - SGCOPHI, que permitirá o cadastro, consulta, visualização e disponibilização de informações relacionadas com os condicionantes operativos hidráulicos. Sobre o desenvolvimento dessa atividade, cumpre destacar que a pré-concepção do sistema foi realizada em 2023, sendo o escopo da atividade CP09.2, e que no início de 2024 ainda não havia necessidade de realização de captação orçamentária para iniciar esta atividade.

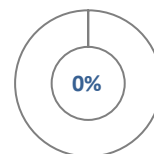
Assim, considerando que, conforme previsto no Art. 30 da Lei 14.182/2021, há a possibilidade de emprego de recursos das contas dos Programas de Revitalização dos Recursos Hídricos para execução de ações do PRR, através do MME, foi enviada a Comitês Gestores dessas contas iniciativa para a implementação do SGCOPHI (Atividade CP09.3), a qual foi aprovada em 29/05/2024. No segundo semestre de 2024, foram iniciadas as discussões com a Eletrobras para a condução do processo de desenvolvimento do SGCOPHI estando, no momento de elaboração deste documento, em discussão a elaboração de termos de referência para o desenvolvimento do sistema.

Considerando a complexidade de organização do processo de desenvolvimento do SGCOPHI, que envolve diversos atores, contratação de empresa terceira para desenvolvimento de sistema e para dispor de recursos humanos adicionais; as tratativas relacionadas a essa atividade iniciaram-se em 2024, porém é previsto que o início do desenvolvimento do sistema ocorra a partir do segundo semestre de 2025, havendo necessidade dos prazos de início e de término da atividade CP09.3 serem ajustados para 01/07/2025 e 31/12/2027, respectivamente.

Assim, no ano de referência deste relatório, a execução percentual da Ação CP9 alcançou 60%, visto que das cinco atividades previstas na ficha desta ação, duas foram totalmente concluídas em 2023 (CP9.1 e CP9.2); duas foram concluídas em 2024 (CP9.4 e CP9.5); e, uma ainda será iniciada (CP09.03).

CP10.1 - Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas

Responsável: ONS, com participação da ANA, ANEEL, MME, MMA, IBAMA e Concessionários.



Objetivo principal desta ação é promover avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas, tendo em vista a "nova" dinâmica de operação dos reservatórios, resultado da execução da ação CP3.

Devido à relação de precedência entre as ações CP3 e CP10.1, foi necessário ajustar o cronograma das duas primeiras atividades da ação CP10.1. Além disso, considerando as discussões internas a respeito da ação CP3 (coordenada pelo ONS), sugere-se que as atividades CP10.1.3 e CP10.1.4 sejam ajustadas para já contemplar direcionamentos estabelecidos na ação CP3. O ajuste do cronograma e as atividades CP10.1.3 e CP10.1.4 constam apresentadas na Tabela 3.

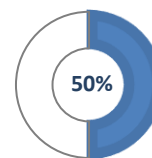
Tabela 3 – Atividades previstas para execução da Ação CP10.1

Atividades Previstas		Prazo Previsto (Início e Término)	
CP10.1.1	Conclusão da Ação CP3.	01/02/2024	30/06/2025
CP10.1.2	Avaliação do diagnóstico da Ação CP3.	02/01/2025	31/08/2025
CP10.1.3	Aprimoramentos no processo de análise, avaliação, aceite e gerenciamento de condicionantes operativos hidráulicos.	02/01/2025	31/12/2025
CP10.1.4	Levantamento da necessidade de aprimoramento em regras operativas e documentos regulatórios que estabelecem regras operativas para usinas hidroelétricas do SIN.	02/01/2026	31/12/2026

CP10.2 Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas - Definição dos níveis mínimos de defluências das UHE Jupia e Porto Primavera



Responsável: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico - ANA, com participação do ONS, MMA, ANEEL, MMA, Ibama e Concessionários.



Conforme registrado no Sistema de Gestão da Atualização de Restrições Hidráulicas do ONS, em que são disponibilizados os Formulários de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica - FSAR-H dos reservatórios pertencentes ao SIN, em 2018 foram registradas para as UHEs Jupia e Porto Primavera restrições permanentes de defluências mínimas de 4.000 m³/s e 4.600 m³/s, respectivamente.

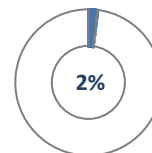
Por se tratar de aproveitamentos do tipo a fio d'água, com baixa capacidade de regularização das vazões do rio Paraná, dependente, dentre outros fatores, de como operam as usinas de regularização a montante, destacadamente as instaladas nos rios Grande e Paranaíba, tornou-se relevante o estabelecimento de condições de vazões remanescentes em Porto Primavera, de modo a não impactar o armazenamento nos reservatórios de montante.

Como um primeiro resultado das atividades foi emitida para a UHE Porto Primavera a [Outorga nº 2378](#), de 16/12/2022, que estabelece a defluência mínima média diária de 3.900 m³/s durante o período de piracema, para funcionamento da escada de peixes, o normativo que determina a defluência mínima durante o período de piracema do rio Paraná.

Tendo em vista a interdependência entre a operação dos reservatórios na bacia do rio Paraná, em 2024, foram publicadas a [Resolução ANA nº 193](#) e a [Resolução ANA nº 194](#), que estabelecem condições de operação para os principais reservatórios das bacias dos rios Paranaíba e Grande, respectivamente. Essas novas condições operativas têm por objetivo reduzir o risco de deplecionamento excessivo dos reservatórios e, assim, conferir maior segurança hídrica para usos múltiplos nessas bacias. As regras foram construídas em articulação com o ONS e a partir de análise de impacto regulatório e consultas públicas realizadas em 2023 e 2024, e entrarão em vigor em dezembro de 2024.

Encontra-se em andamento, em articulação com o ONS, a realização da Análise de Impacto Regulatório sobre propostas de condições operativas para Jupia e Porto Primavera. A atividade consta da agenda regulatória da ANA, com previsão de realização de consulta pública em outubro de 2025 e emissão de Resolução com regras operativas até dezembro de 2025.

CP11. Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico, por meio do aprimoramento do ambiente de articulação entre as várias instituições.



Responsável: MME, com participação do ONS e ANA.

A ação visa o fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico, por meio do aprimoramento do ambiente de articulação entre as várias instituições com competências ligadas ao objetivo de preservação dos usos múltiplos da água, objetivando dar mais tempestividade às tomadas de decisão.

Seu escopo visa mitigar riscos e impactos para o sistema elétrico nacional, ao mesmo tempo em que busca promover a preservação ambiental e o desenvolvimento socioeconômico das regiões envolvidas; e se fundamenta na urgente necessidade de otimizar o arranjo entre as instituições responsáveis pela garantia dos usos múltiplos das águas, no âmbito da gestão dos reservatórios do SIN.

O cronograma inicial para execução da ação contido no [Relatório de Estruturação de Ações e Indicadores do PRR](#), previa início em julho de 2023, no entanto, restou prejudicado em decorrência de indisponibilidade orçamentária para a contratação de consultoria que auxiliaria na execução das atividades.

Em 2024, foi desenvolvida proposta submetida à apreciação do Comitê Gestor do Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos na área de influência dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas de Furnas (CPR Furnas), para pleitear recursos advindos da Lei nº 14.182/2021. A proposta foi aprovada em 29/05/2024, autorizando a aplicação de R\$2.518.389,37 (dois milhões, quinhentos e dezoito mil, trezentos e oitenta e nove reais e trinta e sete centavos) para contratação de estudos que suportarão execução da ação.

Com essa aprovação, passou-se à fase de elaboração do termo de referência (TR) para contratação a ser realizada pela Eletrobras. A versão inicial do TR foi apresentada pela equipe da Eletrobras, a partir da proposta aprovada pelo Comitê Gestor CPR Furnas, passando assim à interação entre equipe de pontos focais designados pelo MME, ONS e ANA para implantação da Ação CP11.

Importante ainda registrar que, apesar da contratação do serviço ser via Eletrobras, conforme disposto na Lei nº 14.182, de 2021, para acompanhamento dos produtos da consultoria foi estabelecido a "supervisão institucional". Esta será exercida pelos órgãos ou entidades que atuam de forma articulada para implementação da ação, tendo como coordenador o MME, proponente dos estudos objeto da contratação.

A versão consolidada do TR foi remetida em 09/11/2024 à Eletrobras para continuidade das tratativas de contratação do serviço, para o qual consta previsão de assinatura do contrato em abril de 2025.

Considerando as informações descritas anteriormente, bem como os prazos

estipulados no termo de referência, foi estabelecido Plano de Ação, contemplando metas e produtos, conforme registrado na Tabela 4. A partir deste planejamento, foi ajustado o cronograma de execução das atividades previstas na Ação CP11.

Tabela 4 – Plano de Ação para execução da CP11

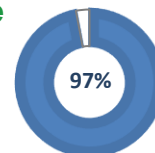
	META	PRODUTO	RESULTADO	PRAZO
I	Garantir recursos do Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos para execução da Ação CP11 - Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do SIN	Inclusão da proposta no Plano de Trabalho dos Programas CPR, conforme consta da Resolução nº 4 dos Comitês Gestores (Link site MIDR)	Garantir recursos financeiro para suporte ao desenvolvimento das atividades previstas na execução da Ação CP11 do PRR.	mai/24
II	Alinhamento institucional envolvendo MME, ANA e ONS, quanto escopo dos trabalhos.	Termo de Referência contendo escopo da contratação de consultoria por meio da Eletrobras.	Convergência quanto as expectativas das instituições envolvidas acerca do escopo para execução da CP11.	nov/24
III	Efetivar a contratação de serviços de consultoria para suporte ao desenvolvimento das atividades.	Contrato assinado pela Eletrobrás com consultoria especializada.	Consultoria disponível para execução dos produtos indicados, mas metas de IV à IX, dando suporte às atividades das instituições envolvidas.	abr/25
IV	(1) Delimitar meios e metodologia para a implementação do método para o fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do SIN. (30 dias a partir da OS)	Plano de Trabalho.	Metodologia desenvolvida para o projeto e para os produtos especificados, incluindo a descrição das atividades e etapas de trabalho que a contratada definir como necessárias para atingir os objetivos propostos.	mai/25
V	(2) Elaborar o diagnóstico da governança da gestão de recursos hídricos, no que tange ao planejamento, à operação e à gestão ordinária dos reservatórios que compõem o SIN. (120 dias a partir da OS)	Relatório com o diagnóstico dos papéis dos atores envolvidos, relação de todas as regulamentações existentes sobre o tema, e identificação de oportunidades de aprimoramentos.	Panorama da governança da gestão de recursos hídricos, no que tange ao planejamento, à operação e à gestão ordinária dos reservatórios que compõem o SIN.	ago/25
VI	(3) Avaliar a governança específica da gestão de reservatórios. (250 dias a partir da OS)	Relatório de avaliação de governança para estabelecimento de regimentos para operação de reservatórios do SIN	Análise crítica sobre a governança existente para a gestão de recursos hídricos e a operação de reservatórios e indicação de melhorias.	dez/25
VII	(4) Avaliar as responsabilidades (jurídica, financeira, civil, ambiental e outras) relacionadas aos condicionantes operativos hidráulicos, notadamente Restrições Hidráulicas, dos aproveitamentos hidroelétricos do SIN que são de interesse sistêmico e propor aprimoramentos sobre o tema. (280	Relatório de avaliação das responsabilidades relacionadas aos condicionantes operativos hidráulicos de aproveitamentos hidroelétricos do SIN	Aprimoramento da definição das responsabilidades relacionadas a condicionantes operativos hidráulicos de aproveitamentos hidroelétricos do SIN.	jan/26

	META	PRODUTO	RESULTADO	PRAZO
	dias a partir da OS)			
VIII	(5) Propor aperfeiçoamento de instrumentos de gestão, governança e monitoramento, por meio de minutas de atos legais e infralegais afetos às competências dos Atores Envolvidos. (320 dias a partir da OS)	Relatório com resumo das discussões, descrição e proposição de minutas de atos legais e infralegais.	Proposta de aprimoramentos do arcabouço legal para promover a melhoria da gestão dos reservatórios do SIN, incluindo situações hídricas adversas.	fev/26
IX	(6) Analisar e propor instrumentos ou estratégias para aprimoramento do atendimento a usos múltiplos da água durante situações excepcionais, bem como da divulgação e comunicação aos usuários das bacias hidrográficas. (360 dias a partir da OS)	Relatório com proposta de instrumentos ou estratégias para o aprimoramento da divulgação e comunicação de situações excepcionais aos usuários das bacias hidrográficas.	Garantir a transparência, mitigando prejuízos decorrentes de situações adversas. Melhoria na divulgação e comunicação dos atores envolvidos na gestão de recursos hídricos junto à sociedade.	mar/26
X	Implementar o aprimoramento do atendimento a usos múltiplos durante situações excepcionais, bem como da divulgação e comunicação aos usuários das bacias hidrográficas.	Formalização das propostas de aperfeiçoamento de instrumentos de gestão, governança e monitoramento por meio de atos legais e infralegais, incluindo audiência pública e consulta pública, caso necessário.	Efetivação das melhorias regulatórias para fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do SIN.	dez/26

CP12. Atualização dos dados referentes às curvas cota-área-volume e avaliação do assoreamento dos reservatórios.



Responsável: ANA, com participação da ANEEL, do ONS e Concessionários.



As atividades desenvolvem-se conforme preconiza a [Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 03/2010](#), de 10 de agosto de 2010, substituída pela [Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 127/2022](#), que estabelece as condições e os procedimentos a serem observados pelos concessionários e autorizados de geração de energia hidrelétrica para a instalação, operação e manutenção de estações hidrométricas visando ao monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico, sedimentométrico e de qualidade da água associado a aproveitamentos hidrelétricos.

A Resolução estabelece que as Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, ao completarem 10 anos em operação comercial, devem realizar a avaliação do assoreamento dos seus reservatórios com a atualização das tabelas Cota x Área x Volume (CAV).

As curvas CAV são parâmetros de entrada de modelos hidrológicos utilizados na simulação de operação de reservatórios do setor elétrico, inclusive para determinação

das garantias físicas dos aproveitamentos hidrelétricos. São também essenciais para o acompanhamento dos processos de assoreamento dos reservatórios, possibilitando a proposição e a priorização de medidas preventivas que visem a reduzir as taxas de assoreamento e a mitigar os impactos desses processos.

Assim, nos termos da Resolução, o universo de aproveitamentos hidrelétricos sujeitos ao processo de atualização da CAV é variável. Considerando a exigência de 10 anos de operação comercial, os dados de entrada da ação têm como referência a data de 7/11/2022, quando esse universo contemplava 135 empreendimentos hidrelétricos. Todos os dados estão disponibilizados no [Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos - SNIRH](#).

Com referência a esse total, 96% do quantitativo de reservatórios de empreendimentos hidrelétricos, totalizando 130 reservatórios, tiveram suas curvas cota-área-volume atualizadas. A totalidade das atualizações tem previsão de apuração para o ano de 2025.

Em termos volumétricos e considerando somente reservatórios de regularização, foram atualizadas as curvas cota-área-volume de 98% da capacidade de regularização dos empreendimentos hidrelétricos sujeitos à Resolução Conjunta ANA e ANEEL nº 127/2022, quantificada em 454.396,10 hm³ em novembro de 2022.

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.



Responsável: Empresa de Pesquisa Energética - EPE



A ação tem como objetivo sistematizar informações relacionadas à riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas relacionados ao setor de energia para a realização de análises estatísticas socioambientais, considerando:

- levantamento e tratamento de dados brutos oriundos da literatura e fontes de dados oficiais disponíveis;
- a possibilidade de monitorar a evolução e identificar tendências dos indicadores;
- a necessidade de subsidiar o planejamento energético;
- a possibilidade de comparação dos indicadores do Brasil com os outros países; e
- a possibilidade de tornar os indicadores acessíveis para a sociedade.

Sobre a primeira etapa da ação, foi concluída a elaboração do [Documento Base](#) e disponibilizado no site da EPE em junho de 2022.

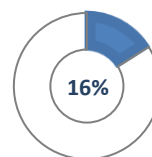
Este documento serviu como subsídio para a segunda etapa da ação, com a

realização de Consulta Pública entre os dias 15/06/2022 e 15/08/2022 e workshops, por meio de 5 eventos virtuais em julho de 2022, dos quais participaram 104 representantes de 74 diferentes instituições.

Em setembro de 2023 foi aprovada a estruturação da base de dados, parte da terceira etapa de ação, concluída em março de 2024 com a incorporação dos dados ao ambiente da EPE.

Posteriormente, no âmbito da ação MP5, será avaliada a construção de ferramenta de acesso e divulgação dos dados para permitir o aprimoramento das análises de riscos climáticos, mitigação, e adaptação às mudanças climáticas no planejamento energético.

CP14. Elaboração de estudo para identificação de potenciais reservatórios de regularização que possam benefícios para a segurança hídrica e para o atendimento aos usos múltiplos da água, inclusive para o setor elétrico, e priorização de novos reservatórios para estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental.



Responsável: MIDR, com participação do MME, EPE, MMA, ANA, ANEEL, IBAMA dentre outras instituições.

Trata-se da elaboração de estudo, ou de um conjunto de estudos, que identifiquem potenciais reservatórios de regularização de vazões, para atendimento de demandas de múltiplos usuários da água, de forma a aumentar a capacidade de armazenamento do SIN ou de reduzir a pressão de outros usuários sobre o uso da água de reservatórios do SIN, englobando a definição de critérios e a priorização de novos reservatórios para o desenvolvimento de estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental.

No âmbito do MIDR foi dado início em 2022 ao estudo de avaliação estratégica integrada e planejamento de intervenções hídricas elaborado para as seguintes bacias: rios São Francisco, Parnaíba, Araguaia-Tocantins, Munim, Itapecuru e Mearim e na área de influência do Projeto de Integração do Rio São Francisco. Ao longo de 2023 foram realizadas entregas parciais, contemplando Relatórios com Caracterização da Área de Abrangência dos Estudos; Cenários Prospectivos de Desenvolvimento Regional; e sobre Efetividade das Demandas e Balanço Hídrico.

Em 2024, foram entregues a Análise Estratégica Integrada e a Avaliação de Custo-Benefício Social e Econômico. Atualmente está em revisão a Análise Institucional, com foco na sustentabilidade da operação. Essas entregas perfazem de 60% do objeto do estudo.

CP15. Elaboração de estudo de mapeamento de planos e programas, bem como a identificação de áreas prioritárias para revitalização e recuperação de bacias hidrográficas.



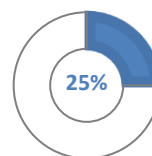
Responsável: MIDR, com participação do MME, EPE, ANA e ONS.

A ação tem como objetivo apresentar os planos e programas de revitalização e recuperação de bacias hidrográficas mapeados, a identificação das áreas prioritárias, com a definição de mecanismos que subsidiem a aplicação de recursos disponíveis, conforme as diretrizes previstas na Política Nacional de Revitalização de Bacias Hidrográficas - PNRBH, quando aplicáveis, observar o disposto nos art. 6º e 8º da Lei nº 14.182 de 12 de julho de 2021, que destina recursos e institui Programas de Revitalização de Recursos Hídricos.

Com esse intuito, o MIDR concluiu o [Documento Base da PNRBH](#), onde são apresentadas as bases para a implementação de iniciativas de revitalização de bacias hidrográficas no território nacional. Foi elaborado diagnóstico das bacias hidrográficas brasileira, que aponta potencialidade e criticidades, e que possibilitou a hierarquização das sub-regiões hidrográficas quanto as prioridades para projetos de revitalização.

Segundo informações do MIDR no Documento Base foi estabelecida metodologia de priorização de áreas para a recuperação ambiental nas bacias, contemplando áreas nas bacias do Rio Parnaíba, Rio São Francisco, Rio Paranaíba e Rio Grande.

CP16. Mapeamento de procedimento de licenciamento ambiental e de processos adjacentes



MME e

EPE.

Responsável: Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, com participação do IBAMA,

O licenciamento ambiental é um dos principais instrumentos da política ambiental. Além do Governo Federal, as unidades federativas também realizam o licenciamento, de forma que um mesmo tipo de empreendimento pode passar por procedimentos diferentes de licenciamento a depender da sua localização, ou seja, a depender de qual unidade federativa se localize.

Buscar as melhores práticas de licenciamento ambiental já promovidas pelos Estados e intercambiá-las pode ser uma ação eficiente no intuito de melhorar o uso deste importante instrumento da política ambiental.

Desta forma, esta ação objetiva realizar amplo diálogo com os órgãos ambientais licenciadores a fim de mapear os procedimentos de licenciamento ambiental, que é etapa inicial para a busca das melhores práticas e a consequente melhoria do processo de licenciamento das UHEs com reservatório, linhas de transmissão e demais

empreendimentos do setor elétrico.

Em 2023 o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima - MMA iniciou tratativas de atualização da publicação [Procedimentos de Licenciamento Ambiental do Brasil](#), tendo em vista que a versão atualmente disponível do E-Book no [Portal Nacional de Licenciamento Ambiental - PNLA](#) é de 2016. Até o final de 2023, apenas cinco estados e o governo federal haviam atualizado as informações.

O MMA, em 2024, realizou articulações com os demais estados, integrantes do Sisnama, tendo obtido atualização dos procedimentos do licenciamento ambiental de vinte e um estados e do governo federal, totalizando em 82% de respostas no preenchimento dos formulários. Para dar andamento ao trabalho de forma mais célere, ainda em 2024 houve a celebração de Termo de Execução Descentralizada (TED) entre o MMA e a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) para elaboração da 2ª edição da publicação “Procedimentos de Licenciamento Ambiental do Brasil”, cujas atividades serão desenvolvidas no ano de 2025.

A partir da retomada do trabalho do MMA junto à UFMG, passou-se nova revalidação das informações obtidas até o momento.

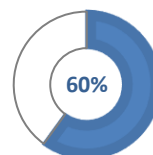
O trabalho da Universidade destacará os procedimentos de licenciamento ambiental específicos, se houver, das tipologias usinas hidroelétricas, pequenas centrais hidroelétricas e linhas de transmissão nos Estados, Distrito Federal e do IBAMA, bem como sobre atividades acessórias como audiências públicas.

A realização desta atividade possibilitará, além da divulgação das informações relacionadas aos procedimentos do licenciamento ambiental, a identificação das principais dificuldades e lacunas nos procedimentos de licenciamento ambiental existentes em todo o território brasileiro, permitindo a proposição de melhorias e a articulação de políticas que visem minimizar as dificuldades enfrentadas pelos órgãos ambientais. Desta forma, será um insumo importante para o avanço das atividades previstas na ação CP16.

CP17. Elaboração de *Roadmap* que aborde iniciativas e estratégias que permitam o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas.



Responsável: EPE com participação do MMA



As questões relacionadas às mudanças climáticas vêm trazendo transformações na produção da energia, nos hábitos de consumo, na economia, na legislação e, conseqüentemente, na forma de planejar o sistema energético.

Nesse sentido, projeções climáticas e seus potenciais impactos estão sendo

discutidos e avaliados no planejamento de longo prazo do setor, auxiliando no desenvolvimento de um sistema capaz de manter suas funções em cenários adversos.

Diante disso, conforme previsto na execução da ação CP17, a primeira atividade realizada foi a revisão bibliográfica. Esse trabalho pretendeu compreender melhor as relações entre as mudanças climáticas e o setor elétrico brasileiro. Com isso, espera-se formar uma base de conhecimento fundamental para aprofundar estudos e avaliações com foco em aumentar a resiliência do sistema.

Cumprindo cronograma do PRR, conforme planejado, em dezembro de 2023 foi concluída pela EPE a [Nota Técnica NT-016/2023-EPE-DEA-SMA "Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas - Revisão Bibliográfica"](#), bem como [Caderno Síntese](#) com resumo do estudo.

Na Nota Técnica é apresentada uma revisão do conceito de resiliência, e são listadas instituições, referências bibliográficas, plataformas e base de dados disponíveis, todos relacionados ao tema resiliência às mudanças climáticas em sistemas elétricos. Além disso, são discutidas as perspectivas futuras das mudanças do clima para o Brasil e os potenciais impactos no Sistema Elétrico, cuja síntese pode ser observada na figura a seguir.

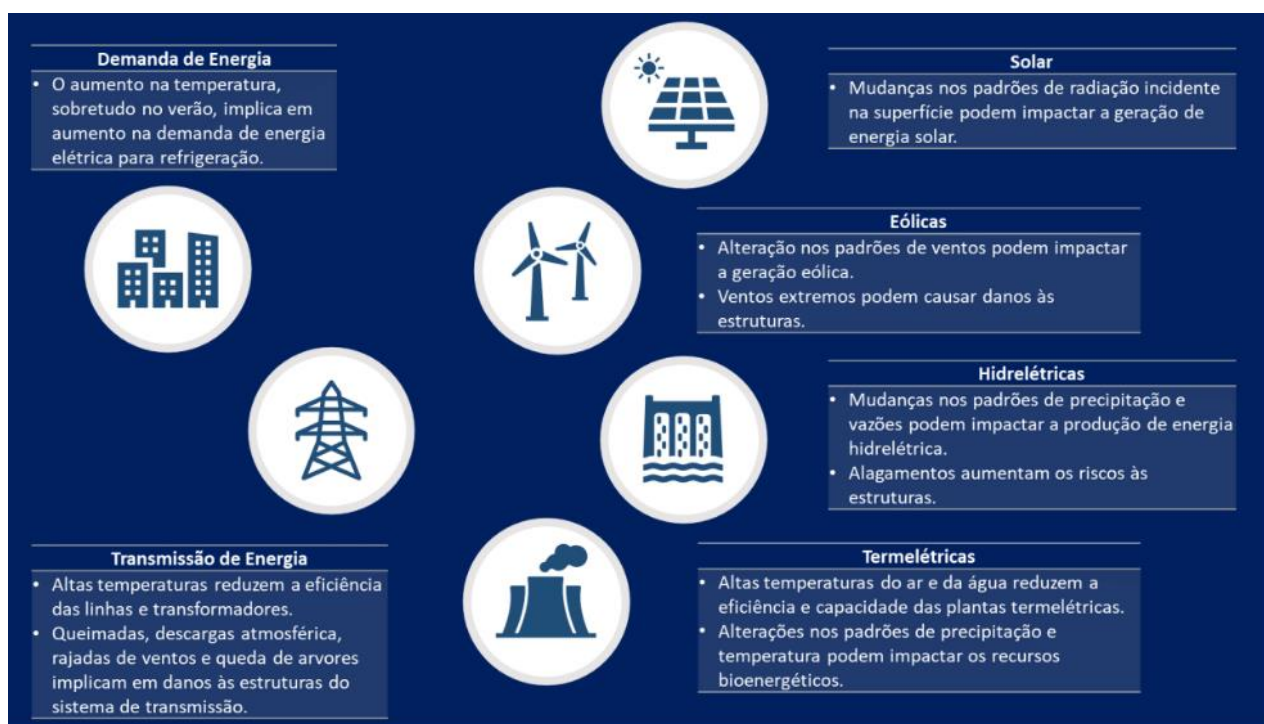


Figura 6 - Impactos potenciais das mudanças climáticas no sistema elétrico.

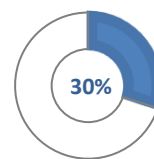
Fonte: [Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico às Mudanças Climáticas \(epe.gov.br\)](#)

Ao longo de 2024 foi estruturada a metodologia para o desenvolvimento do [Roadmap](#) e iniciada a etapa de elaboração de fact sheets temáticos, que sintetizam informações sobre a relação entre mudanças climáticas e 6 temas-chave, selecionados por serem estratégicos para o entendimento da resiliência climática do sistema elétrico brasileiro: Hidreletricidade, Geração Eólica, Geração Solar, Termelétricidade,

Transmissão e Demanda de energia elétrica. Essa etapa visa oferecer uma visão clara e acessível dos temas, facilitando a compreensão por diversos públicos e servindo como base para o desenvolvimento de estratégias para fortalecer a resiliência do setor elétrico brasileiro no contexto de mudanças climáticas. Em dezembro de 2024 foi publicado o [Fact Sheet de Hidreletricidade e Mudanças Climáticas](#), os demais fact sheets estão previstos para ser publicados ao longo de 2025.

A etapa final, será a de consolidação do *Roadmap* com diretrizes para fortalecimento da resiliência do setor elétrico, em resposta às mudanças climáticas, cuja previsão de conclusão é dezembro de 2025. Essa etapa prevê a apresentação de visão sistêmica do SEB, abordando a resiliência climática de maneira transversal, considerando as interdependências entre as fontes de geração, a transmissão e a demanda. Simultaneamente, pretende-se definir estratégias e propor ações coordenadas para fortalecer a resiliência do sistema elétrico considerando diferentes cenários climáticos. Além disso, serão mapeados os principais desafios e oportunidades para o fortalecimento da resiliência frente às mudanças climáticas, assim como as lacunas de conhecimento a serem preenchidas. Como resultado, espera-se discutir e indicar possíveis aprimoramentos em estudos, metodologias e ferramentas do planejamento energético para fortalecimento da resiliência do setor elétrico, em resposta às mudanças climáticas.

CP18. Avaliação dos critérios para flexibilização de limites de intercâmbio, em horizonte de curto prazo, afeto ao planejamento da operação, em ocasiões excepcionais de atendimento eletroenergéticos do SIN



Responsável: ONS, com participação de EPE, ANEEL e CCEE.

A CP18 tem como objetivo ampliar o intercâmbio eletroenergético entre os subsistemas do SIN (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) por meio do desenvolvimento de metodologias que possibilitem identificar com precisão os riscos (tais como perda de carga e comprometimento dos equipamentos) e os benefícios (avaliados em termos de EAR e do Risco de Déficit) decorrentes da flexibilização dos critérios de segurança em situações excepcionais. Essa abordagem promove um melhor aproveitamento da matriz energética e fortalece a resiliência climática do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para essa ação, considera-se além do atual critério de confiabilidade (N-2), que pressupõe perdas duplas de linhas de transmissão, o critério de perdas simples (N-1) e, se necessário, o critério (N), nos quais os limites são definidos com base no esgotamento da capacidade da rede em condições normais de operação. Dessa forma, são estabelecidas as máximas transferências de energia entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para cada critério de segurança, permitindo confrontar os riscos e benefícios associados.

O cronograma de trabalho do ano de 2024 foi severamente impactado pelo blecaute ocorrido em agosto de 2023. A disparidade entre a resposta dos equipamentos do SIN frente à ocorrência e a resposta deles em ambiente de simulação trouxe à luz a identificação de divergência dos dados encaminhados pelos agentes, sendo necessário a aplicação de medidas preventivas para manutenção da segurança e a revisão dos estudos de limites mais aderentes com a nova característica do SIN. Desta forma, foi necessário visitar a forma de avaliação dos riscos do SIN, cujo impacto é direto nesta ação de curto prazo.

Após estas discussões o ONS reavaliou parte dos Procedimentos de Rede, principalmente o Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, encaminhando para a ANEEL propostas de alterações para a adequação em dois critérios de planejamento, o de afundamento de tensão, encaminhado na carta CTA-ONS DTA RA 2376 2023, de dezembro de 2023, e o de perda dupla, encaminhado na carta CTA-ONS DTA RA 1355 2024, de setembro de 2024, concluindo a ação referente à “Atividade CP18.1 - Avaliação da regulamentação referente aos critérios de segurança elétrica do SIN”.

Outra ação realizada no início do segundo semestre de 2024 culminou na elaboração do relatório RT-ONS DPL 0623/2024, que apresenta a análise da flexibilização dos critérios operacionais N, N-1 e N-2 para os limites das interligações e o mapeamento dos respectivos riscos.

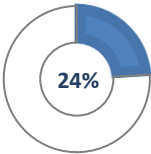
Em relação às interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, onde a operação enfrenta limitações na exportação de energia do Nordeste, decorrentes dos curtailments impostos pelo controle de frequência e restrições elétricas baseadas em limites regionais e sistêmicos, o estudo analisou a maximização do aporte de energia na região Sudeste/Centro-Oeste em momentos críticos de carga elevada, através da chegada de energia concomitante pelos Bipolos de Xingu, pela interligação Norte/Sudeste e pela interligação Nordeste/Sudeste (BIP+FNS+FNESE). Adicionalmente, foi avaliado o valor máximo de exportação da região Nordeste (EXPNE), visando otimizar o aproveitamento de suas fontes renováveis. Em relação à interligação Sul/Sudeste, a análise concentrou-se no Recebimento da região Sul (RSUL), com objetivo de otimizar os fluxos de energia em cenários de elevada demanda e escassez hídrica.

Desta forma, espera-se que as conclusões deste relatório, aliadas à experiência obtida nas ações de enfrentamento à crise hídrica de 2021, possibilitem o desenvolvimento de uma metodologia robusta, aplicável tanto em casos de atendimento à ponta quanto em situações de escassez energética.

Tendo em vista informações aqui apresentadas, foi necessário ajuste no cronograma da ação, de forma que prazo para término da atividade CP18.2 passa para 30/05/2025, CP18.3 para 30/08/2025, CP18.4 para 30/09/2025, mas não impactando o término previsto para ação em dezembro de 2025.

Cabe destacar que as atividades realizadas até o momento de apuração desse relatório representam a conclusão de 30% dos resultados previstos nessa ação.

CP19. 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.



Responsável: MME, com participação do ONS, ANEEL, CMSE e concessionários.

A CP19 é caracterizada pela ampliação do intercâmbio eletroenergético entre os subsistemas do SIN (Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) por meio da implantação de usinas hidrelétrica e empreendimentos de transmissão que promovem essa integração, permitindo um melhor aproveitamento das matrizes energéticas, reduzindo custos de produção e incrementando significativa segurança ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Nos três primeiros anos, de 2023 a 2026, o objetivo é atualizar as informações de linhas de transmissão e subestações que comporão a base do indicador de ampliação do intercâmbio regional, de modo a contemplar as ampliações previstas no horizonte decenal de implementação do PRR, sendo que já se encontram executadas as adições de 24% na extensão total da malha, representando 35% do ganho de intercâmbio médio realizado, já contemplando a inserção dos novos empreendimentos de transmissão leiloados em 2024. No horizonte de monitoramento diferenciado, não há implantação de usinas hidrelétrica que aumentem os intercâmbios regionais.

Assim, no desenvolvimento da ação, que engloba uma série de execuções de linhas de transmissão (LT), no ano de 2024 entrou em operação, as linhas ãa LT 500 kV Porto Sergipe - Olindina - Sapeaçu, com 387,0 km de extensão e a LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C2 (N/NE/SE-CO), com, 165,0 km, obra que contribui com 1.700 MWmédios de ganho na capacidade de intercâmbio.

Tabela 5– Empreendimentos de Transmissão Monitorado

Atividades Previstas		Prazo Contratual (Início)	Tendência Ano	Extensão Prevista (km)	Extensão Realizada (km)	Ganho de Intercâmbio Prevista (MWméd)	Ganho de Intercâmbio Realizado (MWméd)
CP19.1	LTs 500kV Xingu-Serra Pelada C1, C2; Serra Pelada-Miracema C1, C2; Serra Pelada-Itacaiúnas C1; SE Serra Pelada N/NE/SE-CO)	08/03/2018	2023	886,0 km	886,00 km	1500 MW	1500 MW
CP19.2	LT 500 kV Porto Sergipe-Olindina-Sapeaçu (N/NE/SE-CO)	21/09/2018	2024	387,0 km	387,0 km	1700 MW	1700 MW
CP19.3	LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C2 (N/NE/SE-CO)	08/03/2018	2024	165,0 km	165,0 km		

Atividades Previstas		Prazo Contratual (Início)	Tendência Ano	Extensão Prevista (km)	Extensão Realizada (km)	Ganho de Intercâmbio Prevista (MWméd)	Ganho de Intercâmbio Realizado (MWméd)
CP19.4	LT 500kV Sapeaçu - Camaçari IV C1 (N/NE/SE-CO)	20/03/2020	2023	107,5 km	107,5 km	510 MW	510 MW
CP19.5	LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 (N/NE/SE-CO)	31/03/2021	2026	359,0 km	359,0 km	1300 MW	-
CP19.6	LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II C1	31/03/2021	2026	329,0 km	0 km		
CP19.7	LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C1	31/03/2021	2026	283,0 km	0 km	700 MW	-
CP19.8	LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C1	30/09/2022	2027	214,0 km	0 km	500 MW	-
CP19.9	LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C2, CS	30/09/2022	2027	214,0 km	0 km		
CP19.10	LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 e SE 500 kV Nova Ponte 3	30/09/2022	2027	598,0 km	0 km		
CP19.11	LT 440 kV Araraquara 2 - Araraquara, C3, CS	30/09/2022	2027	11,0 km	0 km		
CP19.12	LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3, C2, CS	30/09/2022	2027	291,0 km	0 km		
CP19.13	LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C2, CS	30/09/2022	2027	307,0 km	0 km		
CP19.14	Seccionamento da LT 500 kV Itumbiara - Nova Ponte, C1, na SE Nova Ponte 3	30/09/2022	2027	72,0 km	0 km	900 MW	-
CP19.15	LT Jaíba-Janaúba 6-Janaúba 3-CD; LT jan.6-Capelinha 3-G. Valadares 6-C1 e SE jan.6, Capel.3 e Jaíba	30/09/2022	2027	680,0 km	0 km		
CP19.16	LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2 - C1 e LT 345 kV Viana 2 - Viana - C3	30/09/2022	2027	85,0 km	0 km		
CP19.17	LT 500 kV Janaúba 6 - Capelinha 3 - C2 e LT 500 kV Capelinha 3 - Governador Valadares 6 - C2	30/09/2022	2027	374,0 km	0 km		
CP19.18	LTs 500 kV Pirapora 2 - Buritizeiro 3 - S. Gotardo 2 e Buritizeiro 3 - S.G.do Pará e SE Buritizeiro 3	30/09/2022	2027	677,0 km	0 km		
CP19.19	LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2 C1 e SE 500/345 kV Santos Dumont 2 (novo pátio 500 kV)	30/09/2022	2027	142,0 km	0 km		
CP19.20	LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2, C1 e C2, CD	30/09/2022	2027	298,0 km	0 km		
CP19.21	LT 500 kV Jaguará - Estreito, C2, CS	30/09/2022	2027	45,5 km	0 km	600 MW	-
CP19.22	LT 500 kV Janaúba 6 - Presidente Juscelino	29/09/2023	2028	302,9 km	0 km		
CP19.23	LT 500 kV Buritizeiro-São Gonçalo do Para C2	29/09/2023	2028	349,0 km	0 km		

Atividades Previstas		Prazo Contratual (Início)	Tendência Ano	Extensão Prevista (km)	Extensão Realizada (km)	Ganho de Intercâmbio Prevista (MWméd)	Ganho de Intercâmbio Realizado (MWméd)
CP19.24	LT 500 kV Xingó - Camaçari II C1 e C2	29/09/2023	2028	714,0 km	0 km		
CP19.25	LTs 500 kV Buritirama-Barra II-Correntina-Arinos 2, SE 500 kV Barra II e SE 500 kV Correntina	30/09/2023	2029	703,7 km	0,0 km	3000 MW	
CP19.26	LTs 500 kV Juazeiro III - Campo Formoso II - Barra II e SE 500 kV Campo Formoso II	29/09/2023	2029	413,0 km	0,0 km		
CP19.27	LTs 500 kV Governador Valadares 6 - Leopoldina 2 - Terminal Rio e SE 500 kV Leopoldina 2	29/09/2023	2029	1044,0 km	0,0 km		
CP19.28	LTs 500 kV Gentio do Ouro II-Bom Jesus da Lapa II C2; Bom Jesus da Lapa II-Jaíba C1; Jaíba-Buritizeiro 3 C1	29/09/2023	2029	807,0 km	0,0 km		
CP19.29	LTs 500 kV Gentio do Ouro II-Bom Jesus da Lapa II C3; Bom Jesus da Lapa II-Jaíba C2; Jaíba-Buritizeiro 3 C2	29/09/2023	2029	807,0 km	0,0 km		
CP19.30	LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III C2	29/09/2023	2029	316,0 km	0,0 km		
CP19.31	LT 500kV Poções III – Medeiros Neto II C2	29/09/2023	2029	336,0 km	0,0 km		
CP19.32	LT 500kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C2	29/09/2023	2029	276,5 km	0,0 km		
CP19.33	LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1	03/04/2024	2029	388,4 km	0,0 km		
CP19.34	LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves-C3	28/06/2024	2029	368,0 km	0,0 km		
CP19.35	LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II C1	28/06/2024	2029	220,0 km	0,0 km		
CP19.36	LT 500 kV São João do Piauí II - Ribeiro Gonçalves C3	28/06/2024	2029	309,0 km	0,0 km		
CP19.37	Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 na SE São João do Piauí II	28/06/2024	2029	4,0 km	0,0 km		
CP19.38	Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C2 na SE São João do Piauí II	28/06/2024	2029	4,0 km	0,0 km		
CP19.39	LTs 500 kV Quixadá-Crateús-Teresina, SE 500 kV Teresina IV, SE 500 kV Crateús e Compensação Síncrona	29/06/2024	2029	441,6 km	0,0 km		
			TOTAL	14329,0 km	1915,5 km	10710 MW	3710 MW

3.2 Ações de Médio Prazo

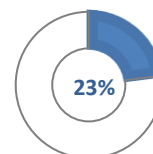
A ação Ação “MP2-Revisão do modelo de mercado de contratação da oferta de geração de energia elétrica”, por ora está cancelada, conforme descrito no [Relatório de Estruturação de Ações e Construção Indicadores Globais do PRR](#).

A ação MP6-“*Elaboração de estudos para viabilização de novos reservatórios de regularização*” depende da identificação dos projetos prioritários no âmbito da ação CP14, restando incipiente as informações necessárias à sua governança.

MP1. Aprimoramento da representação do SIN nos modelos matemáticos para realização dos estudos de planejamento da operação e da expansão.



Responsável: CPAMP, com coordenação da equipe de trabalhos técnicos pela CCEE.



Essa ação se caracteriza pelo aprimoramento da representação do SIN nos modelos de otimização do despacho elétrico, planejamento da expansão, cálculo da garantia física e cálculo do PLD, considerando discretização temporal e espacial adequada, compatíveis com a realidade operativa do Sistema.

A CPAMP finalizou a atividade de construção, avaliação e aprovação da implantação dos indicadores e metas do Plano de Recuperação de Reservatórios. Os indicadores operacionais foram baseados na evolução das etapas de cada Ciclo de Trabalho da CPAMP até 2029 com a meta de conclusão das atividades dentro do prazo de cada cronograma. Já o indicador estratégico foi baseado nos desvios entre os despachos dos modelos em relação a geração verificada com a meta de diminuição desses desvios a cada nova implementação.

Durante o Ciclo de Trabalho 2022/2023, a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP avaliou os aprimoramentos relacionados ao NEWAVE Híbrido (representação individualizada das usinas hidrelétricas no início do horizonte do modelo) e Fontes Intermitentes (representação de cenários de ventos). A [Consulta Pública nº 151/2023](#) foi realizada de 16 de junho de 2023 a 19 de julho de 2023. Foram recebidas 29 contribuições que, de forma geral, foram contra a entrada oficial dos aprimoramentos em 2024.

Dentre os principais pontos de preocupação apontados nas contribuições, consta a necessidade de melhorias na metodologia, como a implementação da correlação temporal entre os cenários hidrológicos e de ventos, resultando em uma negativa na aprovação da metodologia pelo Plenário da CPAMP, devendo o tema ser repriorizado para implementação de aprimoramentos e nova avaliação.

Acerca dos estudos de aprimoramentos de NEWAVE Híbrido, as principais preocupações contidas nas contribuições consistiram na necessidade de aprofundamento dos estudos para melhor entendimento da resposta do modelo e o

tempo computacional elevado para a execução do modelo . Desse modo, a deliberação do Plenário da CPAMP ([Deliberação Plenária](#)) foi pela postergação do emprego oficial do NEWAVE Híbrido com a continuidade dos estudos no Ciclo de Trabalho subsequente.

No Ciclo de Trabalho 2023/2024, foi dada continuidade a avaliação da metodologia do NEWAVE Híbrido com a representação das usinas hidráulicas individualizadas no primeiro ano de estudo. Após a realização da [Consulta Pública nº 162/2024](#), o NEWAVE Híbrido foi aprovado com a atualização do CVaR(15,40) para fins de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025, conforme consta na [Memória de Reunião da Plenária da CPAMP \(25/07/2024\)](#). Para os processos da EPE foi mantido o NEWAVE agregado em Reservatórios Equivalentes com o CVaR(25,35).

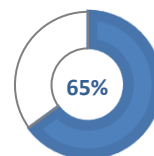
Nesse mesmo Ciclo de Trabalho, além do aprofundamento dos estudos do NEWAVE Híbrido, foi iniciada também os estudos para aprimoramentos de Unit Commitment Hidráulico. Porém, ao longo dos estudos, os casos executados de maior complexidade apresentaram altos tempos computacionais, havendo a necessidade de implementação da consistência de dados para identificação de inviabilidades. Desse modo, o Plenário deliberou pela não continuidade do Unit Commitment Hidráulico no Ciclo de Trabalho 2023/2024, conforme consta na [Memória Reunião Plenária CPAMP \(26/10/2023\)](#). Desde então no quesito de melhoria de tempos computacionais foram implementados aprimoramentos no tratamento de simetrias e inclusão de desigualdades válidas que trouxeram benefícios, porém ainda não foram o suficiente para a implementação do Unit Commitment Hidráulico. Atualmente a equipe está trabalhando na implementação da identificação de inviabilidades, obtenção de limites mais apertados para as variáveis de decisão e redução do número de variáveis e restrições. Esta atividade será replanejada, quando da implantação da nova governança específica segundo a [Resolução CNPE 01/2024](#).

Desse modo, as atividades realizadas até o momento de apuração desse relatório configuram a conclusão de 23% das atividades previstas nessa ação. Ressalta-se que com a publicação da [Resolução CNPE 01/2024](#) a CPAMP foi extinta, cabendo à ANEEL a instituição, a organização e a supervisão de comitê de governança específica para avaliação dos aprimoramentos. As demais atividades serão concluídas até julho de 2029 nesse novo âmbito.

MP3. Avaliação de estudos sobre as mudanças no regime de vazões.



Responsável: CPAMP, com coordenação da equipe de trabalhos técnicos pela CCEE e participação MIDR e ANA.



A MP3 objetiva a identificação de mudanças no regime de vazões do SIN e investigação de suas causas, quanto a padrões associados à variabilidade climática e/ou mudança do clima/uso do solo.

Trata-se de um projeto desenvolvido pelo ONS, com financiamento do Banco Mundial, no âmbito do Projeto Meta II (Subprojeto 23-1), iniciado em março de 2023 e paralisado por contingenciamento de verba em 2024.

Dentre suas atividades, a apresentação do relatório de coleta e análise de dados de modelos acoplados de previsão de precipitação, desenvolvido no âmbito do Projeto Clima do META II, foi concluída em abril de 2024.

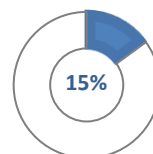
Além disso, foi elaborado o relatório de avaliação preliminar sobre variabilidade/mudança climática nas séries de vazões do SIN, o qual foi analisado e aprovado pelo ONS em agosto de 2024, concluindo essa atividade.

No entanto, a atividade relacionada a elaboração do relatório de pesquisa de possíveis causas e de eventual previsibilidade de alteração e/ou manutenção dos índices climáticos e seus efeitos nas vazões não foi iniciada devido à paralisação do Projeto Meta II (Subprojeto 23-1) por contingenciamento de verba.

O Projeto Clima deverá ser reestruturado de modo a obter novo orçamento e possibilitar a retomada às atividades não iniciadas.

Ressalta-se que com a publicação da [Resolução CNPE 01/2024](#), a avaliação dos aprimoramentos metodológicos nos modelos computacionais passará a ser regido por uma nova governança específica a partir de agosto de 2024.

MP4. Aprimoramento da metodologia de geração de cenários hidrológicos, considerando cenários climáticos (MP3), para incorporação nos modelos e estudos de planejamento do setor elétrico.



Responsável: CPAMP, com coordenação da equipe de trabalhos técnicos pela CCEE.

Essa ação prevê como produto desenvolvimento de metodologia de geração de cenários hidrológicos com maior acurácia, capaz de utilizar informações climáticas acerca de suas variabilidades e persistência de tendências hidrológicas.

Como parte de sua consecução, foi concluída a apresentação pela coordenação do GT-CH do CT PMO/PLD do relatório da atividade “Avaliação de modelos de geração de cenários sintéticos de aflúências” (curto e médio prazos).

A construção e avaliação do indicador estratégico (NCRPS) foi concluída em agosto de 2024, abrangendo a implementação dos códigos computacionais e a avaliação do indicador estratégico. Essa avaliação foi realizada por meio da comparação entre os cenários sintéticos de vazão gerados pelos modelos PARP e PARPa, considerando um horizonte de 60 meses. O estudo utilizou o histórico de dados de 2007 a 2023, contemplando a configuração completa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

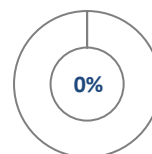
Desse modo, as atividades realizadas até o momento de apuração desse relatório

configuram a conclusão de 15% das atividades previstas nessa ação.

As atividades relacionadas à elaboração do relatório sobre a análise de variáveis climáticas e estruturas de correlação que possam ser incorporadas aos modelos de planejamento da operação e expansão do SIN e do relatório sobre metodologias para estimativas de cenários hidrológicos e meteorológicos mensais com uso de informações climáticas não foram iniciadas devido à paralização do projeto META II (Subprojeto 23-1) por contingenciamento de verba em 2024. O Projeto Clima do META II deverá ser reestruturado de modo a obter novo orçamento e possibilitar a retomada às atividades não iniciadas.

Ressalta-se que com a publicação da Resolução CNPE 01/2024, a avaliação dos aprimoramentos metodológicos nos modelos computacionais passará a ser regido por uma nova governança específica a partir de agosto de 2024. Portanto, as demais atividades desta ação ainda não foram iniciadas.

MP5. Identificação de oportunidades de melhorias nos processos de planejamento da expansão tendo em vista o monitoramento de indicadores e estatísticas socioambientais de riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas (CP 13).

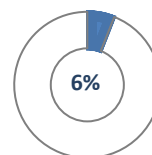


Responsável: EPE.

Com a conclusão da CP13 pela incorporação, ao ambiente da EPE, da base de dados de indicadores e estatísticas socioambientais de riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas no setor de energia, foi iniciada a análise dos dados e a capacitação da equipe para o desenvolvimento das análises e visualizações, no âmbito da ação MP5.1.

Atualmente, está sendo definido o escopo e o cronograma de atividades para a construção de uma ferramenta de acesso e divulgação dos dados que irá subsidiar o aprimoramento das análises de riscos climáticos, mitigação, e adaptação às mudanças climáticas no planejamento energético.

MP7. Implementação de ações locais para melhorar a infiltração de água no solo e mitigação e redução de assoreamento de reservatórios, com investimentos na revitalização de bacias hidrográficas.



Responsável: MIDR, com participação dos Comitês Gestores das Contas dos Programas de Revitalização criados pela Lei 14.2182/2021, CODEVASF e ANA.

Essa ação se caracteriza pela implementação das ações locais para melhorar a infiltração de água no solo e para reduzir processos erosivos, contribuindo para mitigação e redução do assoreamento de reservatórios.

Nesse sentido, os projetos a serem selecionados para o plano de trabalho anual serão executados com recursos provisionados nos próximos 10 anos, a partir de 2023, nas contas dos Programas de Revitalização (CPR São Francisco e Parnaíba e CPR Furnas), garantidos pela Lei nº 14.2182/2021, devendo ser observadas as diretrizes constantes do Decreto nº 10.838/2021, que tem como objetivo principal a conservação de água e do solo nas áreas prioritárias.

O produto final da ação se conformarão pelas ações práticas ao longo do período de execução do plano de trabalho, ressaltando-se que os resultados obtidos poderão ser ampliados considerando ainda a disponibilidade anual de recursos do Orçamento Geral da União e de outras fontes para projetos voltados à revitalização de bacias hidrográficas.

As primeiras ações aprovadas pelos Comitês Gestores da CPR São Francisco e Parnaíba e CPR Furnas, com objetivo de ampliar recarga das vazões afluentes e a flexibilidade operativa dos reservatórios, constam na [Resolução nº 5 CPR São Francisco e Parnaíba](#) e [Resolução nº 5 CPR Furnas](#), publicadas em atendimento à [Resolução nº 02 de 2023](#), que dispõe sobre procedimentos para elaboração e execução do Plano de Trabalho.

No âmbito do Comitê Gestor da CPR-São Francisco e Parnaíba, foram habilitadas um total de 67 ações no ano de 2024, com foco na revitalização das bacias, a flexibilização operativa, totalizam o valor alocado de R\$ 944.015.864,70.

As ações contemplam todas as sub-regiões hidrográficas da área definida na Lei 14.182/2021. Com ações diretas serão beneficiados 53 municípios, sendo 8 em Minas Gerais, 14 na Bahia, 21 em Pernambuco, 4 no Maranhão, 4 em Sergipe e 2 em Alagoas.

O Comitê Gestor da CPR-Furnas habilitou 8 ações que vão beneficiar as bacias hidrográficas localizadas na área de influência dos reservatórios de Furnas, totalizando R\$ 285.413.612,84 com ações distribuídas em 5 estados, contemplando 150 municípios em 4 sub-regiões hidrográficas distintas.

As ações que compoem os Planos de trabalho da CPR-São Francisco e Parnaíba e da CPR São Francisco são apresentadas nas Tabela 6 e Tabela 7, respectivamente.

Tabela 6 - Plano de trabalho CPR-São Francisco e Paraníba

Ação	Valores aprovados (R\$)	Enquadramento	Metas sinérgicas
Execução de obras de reforma/recuperação da estrada de acesso ao Parque Nacional da Serra da Canastra, município de São Roque de Minas	47.131.867,74	Revitalização	Ações de conservação de solo e água no meio rural
Restauração do barco à Vapor Benjamim Guimarães	5.314.152,49	Flexibilidade Operativa	Flexibilidade Operativa
Recuperação Ambiental de APP hídricas em áreas críticas das Bacias dos Rios São Francisco e Parnaíba - Detalhamento	3.000.000,00	Revitalização	Recuperação de vegetação nativa em APPs degradadas
Estudo e Projeto básico para melhoria das condições de navegabilidade em áreas críticas no trecho do Baixo São Francisco.	2.860.000,00	Flexibilidade Operativa	Flexibilidade Operativa
Levantamento das restrições de captações em torno dos lagos de Sobradinho e Paulo Afonso.	2.090.000,00	Flexibilidade Operativa	Flexibilidade Operativa
Estudo das linhas d'água do Rio Parnaíba no trecho a jusante da UHE Boa Esperança.	2.768.120,00	Flexibilidade Operativa	Flexibilidade Operativa
Projeto de Revitalização Hidroambiental das Microbacias do Rio Samburá e do Ribeirão dos Patos, Sub-bacia do Alto São Francisco (MG).	24.189.088,22	Revitalização	Proteção de zonas favoráveis à recarga
Projeto de Revitalização Hidroambiental das Microbacias do Alto Rio São Miguel, Bebedouro e Rio Piratinga, Sub-bacia do Alto Urucuia, Médio São Francisco (MG)	68.135.705,38	Revitalização	Proteção de zonas favoráveis à recarga
Projeto de Revitalização Hidroambiental da Microbacia Alto Rio Riachão, sub-bacia do rio Pacuí, Médio São Francisco (MG)	3.441.029,73	Revitalização	Proteção de zonas favoráveis à recarga
Projeto de Revitalização Hidroambiental da Microbacia Rio das Pedras, sub-bacia do rio Verde Grande, Médio São Francisco (MG)	5.668.348,44	Revitalização	Proteção de zonas favoráveis à recarga
Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas das usinas hidrelétricas (UHEs) do Sistema Interligado.	5.551.724,14	Flexibilidade Operativa	Flexibilidade Operativa
Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico nacional.	1.519.717,72	Flexibilidade Operativa	Flexibilidade Operativa
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Canapi	950.000,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Macururé	2.668.978,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Malhada	13.040.194,30	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Morpara	11.046.442,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Paratinga	22.355.952,60	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de São Felix do Coribe	25.421.023,50	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras

Ação	Valores aprovados (R\$)	Enquadramento	Metas sinérgicas
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Sento Sé	5.071.083,90	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Xique-Xique	65.637.980,20	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Petrolândia	18.000.000,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Cedro São João	10.308.307,08	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Guararu	3.600.000,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Malhada dos Bois	3.500.000,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Afogados da Ingazeira	25.000.000,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Belém do São Francisco	13.927.200,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Bodocó	4.219.288,67	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Exu	5.107.761,30	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Santa Terezinha	4.356.010,10	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Trindade	5.841.521,80	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Moreilândia	2.541.381,70	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Canarana	23.999.387,50	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Lapão	8.184.392,20	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Parnarama	2.600.000,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Santa Quitéria	6.300.000,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras

Ação	Valores aprovados (R\$)	Enquadramento	Metas sinérgicas
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Buritizeiro	12.500.000,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Buíque	5.993.000,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Calumbi	7.497.476,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Ibimirim	26.647.376,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Igaracy	11.791.696,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Sertânia	2.158.716,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Tabira	7.987.300,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Canhoba	12.338.877,51	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Central	909.569,45	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Remanso	1.560.740,88	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Araioles	921.375,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Coelho Neto	2.452.500,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Araripina	2.751.500,00	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Ouricuri	2.547.637,70	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Proposta de implementação do sistema de esgotamento sanitário do município de Aquidabã	1.075.000,35	Revitalização	Contribuição para o abatimento de cargas poluidoras
Expansão da rede na Bacia do São Francisco	14.119.000,00	Revitalização	Medidas de Adaptação às Mudanças Climáticas
Expansão da rede Bacia do Parnaíba	12.102.000,00	Revitalização	Medidas de Adaptação às Mudanças Climáticas
Barragem Rio das Velhas	10.000.000,00	Revitalização	Medidas de Adaptação às Mudanças Climáticas

Ação	Valores aprovados (R\$)	Enquadramento	Metas sinérgicas
Barragem Paracatu	10.000.000,00	Revitalização	Medidas de Adaptação às Mudanças Climáticas
Barragem Caatinga	10.000.000,00	Revitalização	Medidas de Adaptação às Mudanças Climáticas
Barragem Rio do Sono	10.000.000,00	Revitalização	Medidas de Adaptação às Mudanças Climáticas
Barragem Urucuia	10.000.000,00	Revitalização	Medidas de Adaptação às Mudanças Climáticas
Monitoramento das ações aprovadas pelos Comitês	1.103.311,99	Governança	Monitoramento das ações CPR -São Francisco e Parnaíba
Abastecimento de água em PÃO DE AÇÚCAR-AL	6.000.000,00	Revitalização	Melhorias ao abastecimento de água
Abastecimento de água em PILÃO ARCADEO-BA	15.368.739,00	Revitalização	Melhorias ao abastecimento de água
Abastecimento de água em REMANSO-BA	8.761.058,28	Revitalização	Melhorias ao abastecimento de água
Abastecimento de água em ITACURUBA-PE	3.075.590,00	Revitalização	Melhorias ao abastecimento de água
Abastecimento de água em JATOBÁ-PE	7.311.780,00	Revitalização	Melhorias ao abastecimento de água
Abastecimento de água em PETROLÂNDIA-PE	7.892.080,00	Revitalização	Melhorias ao abastecimento de água
Abastecimento de água em PETROLINA (CRISTÁLIA) e LAGOA GRANDE (ALTO DA CABECEIRA) -PE	3.017.560,00	Revitalização	Melhorias ao abastecimento de água
Adutora da Fé - 2ª Etapa Do Sistema Integrado De Abastecimento de Água Nos Municípios De Bom Jesus Da Lapa, Riacho De Santana E Igarorã	258.840.436,83	Revitalização	Melhorias ao abastecimento de água
Contratação de auditoria independente (art. 6º, V do Decreto nº 10.838/2021)	1.944.885,00	Governança	Auditoria Independente
TOTAL HABILITADO CPR-SÃO FRANCISCO E PARNAÍBA	944.015.864,70		

Tabela 7 - Plano de trabalho CPR-FURNAS

Ação	Valores aprovados (R\$)	Tipo de Ação	Metas sinérgicas
Proposta para elaboração de Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica, Ambiental e Fundiária (EVTEA) e Projeto Básico para alteamento ou construção de nova ponte sobre o rio Grande, a montante da Usina Hidrelétrica de Marimbondo - Ponte Gumerindo Penteado	3.300.000,00	Flexibilidade Operativa	Flexibilidade Operativa
Conclusão das obras de ampliação do canal de navegação a jusante da Usina Hidrelétrica de Nova Avanhandava, no Estado de São Paulo (Art. 8º, §1º e §6º, da Lei nº 14.182/2021 e Art. 5º, § 4º do Decreto nº 10.838/2021).	211.986.093,47	Flexibilidade Operativa	Conclusão das obras de ampliação do canal de navegação a jusante da Usina Hidrelétrica de Nova Avanhandava Lei 14.182/2021
Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas das usinas hidrelétricas (UHEs) do Sistema Interligado.	3.648.275,86	Flexibilidade Operativa	Flexibilidade Operativa

Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico nacional.	998.671,65	Flexibilidade Operativa	Flexibilidade Operativa
Implantação de 200 Unidades Demonstrativas de Recuperação de Nascentes com Espécies Florestais de Interesse Econômico e Conversão de Voçorocas e Áreas Degradadas em Nascentes	39.628.538,26	Proteção de zonas favoráveis à recarga	Recuperação de vegetação nativa em APPs degradadas
Monitoramento das ações aprovadas pelos comitês	725.033,60	Monitoramento das ações CPR - Furnas	Monitoramento das ações
Expansão e modernização da rede de estações meteorológicas automáticas da CPR Furnas	23.153.000,00	Monitoramento das ações CPR - Furnas	Medidas de Adaptação às mudanças climáticas
Auditoria Independente			
Contratação de auditoria independente (art. 6º, V do Decreto nº 10.838/2021)	1.974.000,00	Monitoramento das ações CPR - Furnas	Monitoramento das ações
TOTAL HABILITADO NA CPR-FURNAS	285.413.612,84		

Sobre as ações em execução do Plano de Trabalho, o projeto “Restauração do Barco a Vapor Benjamim Guimarães”, foi o único com desembolsos registrados no exercício de 2024, totalizando R\$ 1.171.447,67, ou seja, 22% da ação. Os valores de desembolsos são relativos a dezembro de 2024, tendo em vista a apuração trimestral realizada pela auditoria independente.

Foi criada no sítio eletrônico do MIDR, [página dos Comitês Gestores](#), para dar transparência às deliberações, bem como disponibilizar informações sobre as ações aprovadas, por meio do Painel em Power BI denominado “Monitoramento das Ações Aprovadas pelos Comitês de Contas Decreto Nº10.838/2021”, no item Monitoramento das Ações.

Ainda, o MIDR celebrou termos de execução descentralizadas, TEDs, visando ações de melhoria de infiltração de água no solo e redução de processos erosivos que poderão contribuir para a mitigação e redução do assoreamento dos reservatórios. Os recursos são provenientes do Orçamento Geral da União - OGU.

O TED-UFOP tem como objeto a “Proposição de carteira de projetos de intervenção vislumbrando o aumento da recarga das vazões afluentes, ampliação da flexibilização operativa dos reservatórios e melhoria da navegabilidade nas bacias dos rios São Francisco, Parnaíba, Paranaíba e Grande”, cujas metas foram a proposição de carteira de Projetos para recuperação de nascentes, determinação de áreas assoreadas por sensoriamento remoto, estudos de cenários de flexibilização das operações dos reservatórios e a carteira de projetos para melhoria da navegabilidade do rio São Francisco.

Já os TEDs IFNMG e IFSULMG tiveram como objeto a oferta de vagas em adesão à linha de Fomento bolsa-formação na área de Recursos Hídricos e de qualificação profissional em recursos hídricos e desenvolvimentos socioambiental com cursos EAD de 160h e 200h, capacitando 1250 pessoas em formação inicial e continuada.

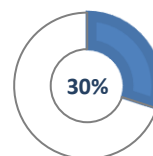
Tabela 8 - Projetos viabilizados com recursos do Orçamento Geral da União em áreas de interesse para a recuperação dos reservatórios.

INSTRUMENTO	VALOR TOTAL	VALOR EXECUTADO EM 2024	Metas sinérgicas
TED com UFOP - Proposição de carteira de projetos de intervenção vislumbrando o aumento da recarga das vazões afluentes, ampliação da flexibilização operativa dos reservatórios e melhoria da navegabilidade nas bacias dos rios São Francisco, Parnaíba, Paranaíba e Grande.	11.121.332,56	1.539.074,98	Proteção de zonas favoráveis à recarga e Flexibilidade Operativa.
TED IFNMG/Pronatec MEC - Formação profissional para Revitalização de Bacias Hidrográficas	500.000,00	500.000,00	Ações de capacitação em revitalização
TED IFSulMG/Pronatec MEC - Formação profissional para Revitalização de Bacias Hidrográficas	500.000,00	0,00	Ações de capacitação em revitalização
TOTAL	11.621.332,56	2.039.074,98	18% de execução

3.3 Ações de Longo Prazo

As ações de longo prazo têm previsão de conclusão até final do período de 10 anos de execução do PRR, portanto até 2032.

LP1. Promoção de discussão com a sociedade e com órgãos do sistema ambiental buscando seu entendimento (percepção de risco da sociedade) e avaliação da necessidade de rever a relação de risco/custo no planejamento, e consequentemente visitar os limites estabelecidos nos critérios de garantia de suprimento.



Responsável: EPE com participação do MME.

A ação LP1 encontra-se adiantada na execução de algumas de suas atividades e baseia-se no desafio hídrico vivenciado em 2021, que promoveu a reflexão a respeito dos cenários hidrológicos projetados no planejamento, se contemplam ou não situações críticas, bem como se, na análise do atendimento aos critérios de suprimento vigentes, esses cenários mais extremos estariam contemplados, considerando, ainda, a relação custo versus risco do planejamento da expansão, uma vez que, quanto menor o risco aceitável, maior a necessidade de planejamento e investimento.

Em maio de 2023 foi publicado pela EPE o documento [“Escassez Hídrica de 2021 - Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade”](#), trazendo a consolidação e a discussão dos resultados das primeiras etapas desta ação. As avaliações realizadas no relatório mostram que o processo de geração de cenários de aflúências fornece grande variabilidade de cenários, com Energia Natural Afluyente - ENA superiores e inferiores à média de longo termo, e que preservam outras

características do histórico como a reprodução de períodos secos. Logo, se confirma a presença de séries sintéticas muito próximas às observadas no período entre 2020-2021 e, inclusive, algumas até mais restritas do que as observadas na operação recente.

Além disso, demonstra-se que o modelo consegue fornecer respostas adequadas à realidade, do ponto de vista energético, de acordo com a criticidade da série de afluência introduzida na simulação.

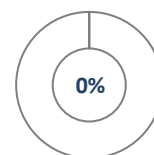
Não obstante, de forma a melhor retratar a realidade operativa, a EPE propõe aperfeiçoamentos na representatividade das restrições de operação das hidrelétricas, conforme já antecipadas pelo PDE2031; avanços nos modelos computacionais oficiais no âmbito da CPAMP; e diversificação e competição entre fornecedores de modelos matemáticos para expansão da geração e transmissão.

Ainda, foram concluídas as análises dos impactos técnicos e econômicos ao considerar diferentes métricas de risco na avaliação dos critérios de suprimento. As análises mostram que as atuais métricas para avaliação da garantia de adequabilidade de suprimento do sistema consideram explicitamente a percepção de risco da sociedade frente às incertezas futuras inerentes ao processo de planejamento, não dimensionando o sistema para uma situação livre de risco, pois os custos associados aos investimentos seriam extremamente desproporcionais, sem razoabilidade econômica.

Para próxima etapa, estão previstas uma pesquisa direcionada à sociedade e discussões entre as instituições participantes do PRR.

Ainda, uma consulta pública para discussão com a sociedade e com órgãos do sistema ambiental sobre a percepção de risco no atendimento aos critérios de suprimento e seu impacto na recuperação/preservação dos reservatórios e, finalmente, a revisão dos critérios de garantia de suprimento (métricas + limites), caso necessário, com aprovação pelo CNPE e publicação dos normativos necessários.

LP2. Tratativas com os órgãos ambientais, de recursos hídricos, territoriais, funai e outros envolvidos para a efetivação de melhorias no procedimento de licenciamento ambiental identificadas no mapeamento (CP16).

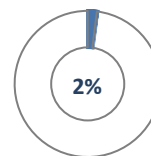


Responsável: MMA e MME, com participação de MIDR, ABEMA, EPE, IBAMA, Órgãos Gestores de Unidades de Conservação, ANA, Secretarias de Recursos Hídricos, FUNAI, IPHAN, INCRA, SVS/MS, FMASE e outros.

A ação está prevista para iniciar em janeiro de 2026, considerando o vínculo que possui com a CP16, a qual está sob a responsabilidade do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA) e ainda se encontra em execução.

Existem ações preparatórias em andamento para contratação de consultoria, que visam garantir a adequação e a continuidade das atividades planejadas de forma a assegurar o alinhamento com as iniciativas em curso. Serão empregados recursos do Programa de Revitalização de Recursos Hídricos, previstos na Lei 14.182/2021, para suporte à execução das atividades.

LP3. Promoção de discussão com a sociedade e com órgãos do sistema ambiental buscando seu entendimento sobre o papel das usinas hidrelétricas do país e a utilização de seus reservatórios.

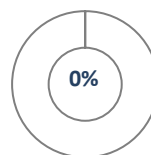


Responsável: MME e EPE, com participação de IBAMA, ICMBio, MIDR, ANA, ANEEL, ABRAGE, FMASE.

A atividade LP3.1, que consiste em atualizar os estudos de identificação e classificação de potenciais reservatórios de regularização no Brasil, está em andamento, com ações preparatórias em execução.

O objetivo dessa atividade é avaliar os benefícios sob diversas óticas (energética, econômica, social e ambiental), proporcionando uma análise abrangente dos potenciais reservatórios e suas implicações em diferentes setores. A atividade teve início em janeiro de 2025 e tem previsão para término em dezembro de 2026. Dois eventos já foram realizados sobre o assunto, sendo um [Webinar sobre Usinas Reversíveis e Hidrelétricas no Brasil](#), realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 27 de janeiro de 2025; e um [Seminário sobre Sistemas de Armazenamento Hidráulico](#), em 20 de março de 2025 coordenado pela Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas de Energia.

LP4. Elaboração de diretrizes para o zoneamento do potencial de expansão da agricultura irrigada x uso da água para geração hidrelétrica.



Responsável: MIDR, com participação de entidades representadas no CNRH.

O Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH) é um órgão colegiado de caráter consultivo e deliberativo, criado pelas Leis nº 9.984/2000 e 12.334/2010, cuja competência é a de “promover a articulação dos planejamentos nacional, regionais, estaduais e dos setores usuários elaborados pelas entidades que integram o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e formular a Política Nacional de Recursos Hídricos, nos termos da Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997”.

Desde a sua criação, o CNRH já teve 239 resoluções aprovadas, sendo as últimas aprovadas em sua reunião ordinária de setembro de 2024.

Considerando a necessidade de aperfeiçoamento do processo de gerenciamento de recursos hídricos no País, observou-se a necessidade de reativação e reestruturação do Conselho pelo MIDR, que tem a responsabilidade de sua gestão e acompanhamento.

Desta forma, o MIDR deu início ao processo de restituição do Conselho no primeiro semestre de 2024, iniciado com a publicação do Decreto Federal nº 11.960, de 21 de março de 2024, que dispõe sobre a nova estrutura do CNRH. A partir de então, deu-se início ao processo, conforme apresentado a seguir.

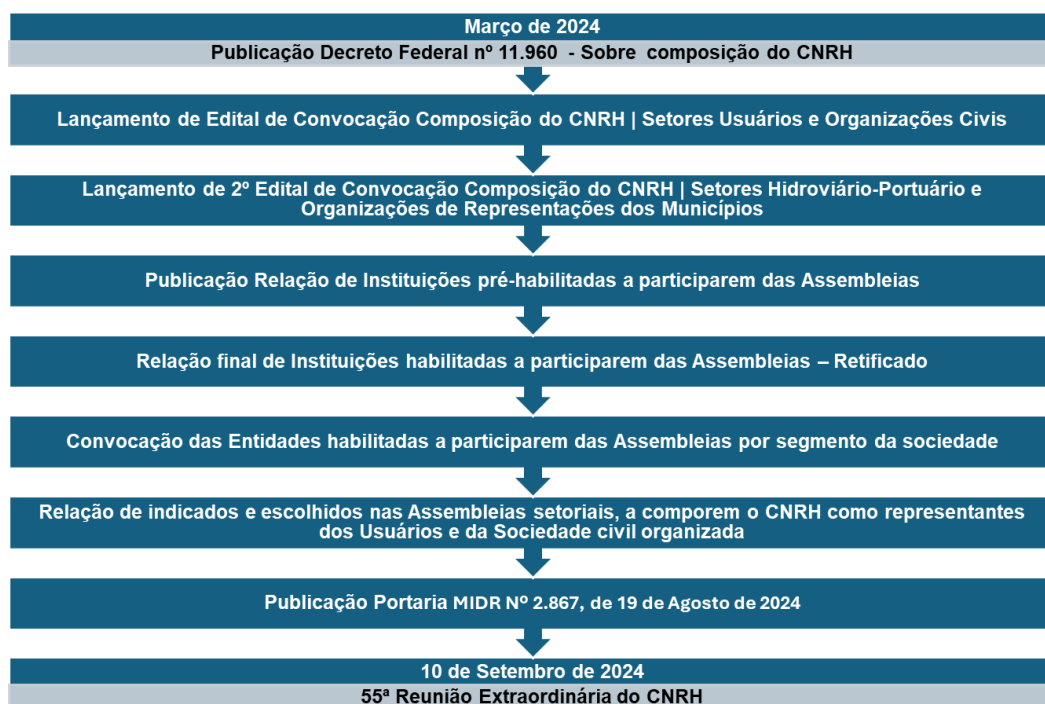


Figura 7 - Etapas do processo de reestabelecimento do CNRH em 2024.

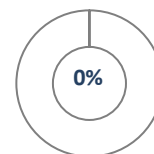
Uma vez estabelecidos os membros, foi agendada a 55ª Reunião Extraordinária do CNRH, que ocorreu no dia 10 de setembro de 2024. Nesta ocasião, os membros tomaram posse de suas cadeiras, aprovaram deliberações que haviam sido formalizadas Ad Referendum e a composição das Câmaras Técnicas (CTs).

A partir da composição das CTs, houve a nomeação dos membros para compô-las, mediante aprovação do MIDR, conforme os critérios definidos no Regimento Interno. Após esta etapa, foram agendadas as primeiras reuniões de cada Câmara, com o objetivo de eleger seu presidente e relator, além de definir as prioridades acerca das ações previstas no Plano Nacional de Recursos Hídricos - PNRH, para compor o cronograma de trabalho. Estas reuniões ocorreram entre 25 e 29 de novembro.

Com a recomposição do CNRH, bem como com avanço na implementação das ações PNRH, espera-se avançar a partir de janeiro de 2026, a elaboração de diretrizes

para o zoneamento do potencial de expansão da agricultura irrigada e o uso da água para geração hidrelétrica, conforme previsto no cronograma de execução da ação.

LP5. Desenvolver capacidade de análise sobre os impactos de propostas de restrições hidráulicas e/ou restrições eletroenergéticas nas usinas hidrelétricas em operação.



Responsável: ONS, com participação da EPE, ANA, MIDR, MME, ANEEL e usuários da água.

A LP5 tem como objetivo aprimorar a capacidade de analisar os possíveis impactos das propostas de restrições hidráulicas e/ou restrições eletroenergéticas nas usinas hidrelétricas em operação. Para tanto, a ação prevê a contratação de uma consultoria para levantamento do estado da arte das metodologias e ferramentas atualmente disponíveis para execução da referida análise.

Em função da previsão de contratação de consultoria, a ação sofreu um atraso em seu cronograma original, uma vez que não foi provisionado orçamento para execução dentro do ciclo 2022-2024. No entanto, a ação foi considerada na previsão orçamentária do ONS para o ciclo 2025-2027 e teve seu início reprogramado para agosto de 2025. Considerando a postergação da primeira atividade, as demais também sofreram ajuste em seus cronogramas. A Tabela a seguir apresenta novos prazos pactuados.

Tabela 9 - Atividades previstas para execução da Ação LP5

Atividades Previstas		Prazo Previsto (Início e Término)	
Atividade LP5.1	Diagnóstico do estado da arte das metodologias e ferramentas atualmente utilizadas pelas instituições para avaliação do impacto de restrições hidráulicas e/ou eletroenergéticas	01/08/2025	31/07/2026
Atividade LP5.2	Workshops para verificação de aprimoramentos de metodologias e ferramentas atualmente utilizadas	03/08/2026	30/07/2027
Atividade LP5.3	Estabelecimento de Plano de Ação com a participação das instituições envolvidas para o desenvolvimento das ações oriundas das atividades LP5.1 e LP5.2	02/08/2027	31/07/2028
Atividade LP5.4	Implementação do Plano de Ação	01/08/2028	31/12/2032

4 INDICADORES GLOBAIS

4.1 Indicador IND1 - Média Móvel da Energia Armazenada



Responsável pela apuração: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Considerando o propósito do PRR em harmonizar iniciativas de diferentes instituições no sentido de contribuir, de maneira gradual, sustentável e estruturante, com a recuperação dos reservatórios ao longo de 10 anos, preservando a segurança energética, os usos múltiplos e a modicidade tarifária, este indicador global refere-se ao acompanhamento da Energia Armazenada (EAR), em termos de percentual da Energia Armazenada máxima (EAR_{máx}) dos subsistemas e do SIN.

O indicador tem como ações associadas a CP1, CP2, CP3, CP4, CP5, CP6, CP8, CP9, CP10.1, CP10.2, CP11, CP12, CP14, CP18, MP3, MP4, MP6, MP7, LP4 e LP5, correspondendo, portanto, em atividades vinculadas às frentes de atuação Aspectos Físicos dos Reservatórios (FA1), Dinâmica de Operação dos Reservatórios (FA2) e Modelagem Matemática (FA4).

A EAR representa a energia associada a um volume de água disponível nos reservatórios que pode ser convertido em geração na própria usina e em todas as usinas a jusante na cascata, cuja variação está diretamente relacionada ao volume dos reservatórios dos empreendimentos hidráulicos.

Assim, o IND1 objetiva monitorar a implementação do PRR sob a perspectiva de ganhos de armazenamento, fazendo a verificação das expectativas existentes à maior predominância, ao longo do tempo, da operação das usinas hidrelétricas em patamares de armazenamento mais elevados.

O indicador é mensurado a partir do cálculo da média móvel do armazenamento do SIN e da agregação dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste + Sul, e Nordeste + Norte, em base diária, para uma janela de 10 anos e apuração anual. Seu cálculo é obtido conforme formulação matemática apresentada em (1), (2) e (3).

$$(1) \text{EAR}_{med,SIN} = \frac{1}{k} * \sum_{i=n-k+1}^n \text{EAR}_{i,SIN}$$

$$(2) \text{EAR}_{med,SSE} = \frac{1}{k} * \sum_{i=n-k+1}^n \text{EAR}_{i,SSE}$$

$$(3) \text{EAR}_{med,NNE} = \frac{1}{k} * \sum_{i=n-k+1}^n \text{EAR}_{i,NNE}$$

EAR_{med,SIN} , EAR_{med,SSE} , EAR_{med,NNE}: média móvel da EAR no período de 10 anos para o SIN, para a agregação dos subsistemas Sul+Sudeste/Centro-Oeste e dos

subsistemas Norte+Nordeste, respectivamente;

$EAR_{i,SIN}$, $EAR_{i,SSE}$, $EAR_{i,NNE}$: valor da EAR no dia i para o SIN, para a agregação dos subsistemas Sul+- Sudeste/Centro-Oeste e dos subsistemas Norte+Nordeste, respectivamente;

i : dia de referência;

n : número de dias na amostra de dados;

k : número de dias na amostra considerada no período de 10 anos.

Conforme dados apurados pelo ONS e apresentados na Tabela 10 e na Figura 8, observa-se melhora nos indicadores de Energia Armazenada no SIN, bem como nas agregações dos subsistemas Sul+Sudeste/Centro-Oeste e Norte+Nordeste. É importante destacar a influência das condições hidrológicas, favoráveis ou desfavoráveis verificadas em cada ano, sobre o resultado desse iniciador. A média móvel de Energia Armazenada no SIN no período de 2015 a 2024 apresentou um acréscimo em relação aos períodos anteriores (2013-2022 e 2014-2023). Esse aumento pode ser parcialmente explicado pela exclusão do ano de 2014, caracterizado por condições hidrológicas desfavoráveis, e pela inclusão do ano de 2024, que apresentou um cenário hidrológico mais favorável.

Tabela 10– Histórico de apuração do Indicador 1

Indicador	Média móvel EAR no período de 2013 a 2022	Média móvel EAR no período de 2014 a 2023	Média móvel EAR no período de 2015 a 2024	Meta ao final dos 5 primeiros anos do PRR
$EAR_{med,SIN}$	41,0%	43,7%	46,3%	$EAR_{med,SIN} > 45\%EAR_{máx}$
$EAR_{med,SSE}$	40,1%	42,6 %	45,2%	$EAR_{med,SSE} > 45\%EAR_{máx}$
$EAR_{med,NNE}$	44,1%	47,5%	49,9%	$EAR_{med,NNE} > 55\%EAR_{máx}$

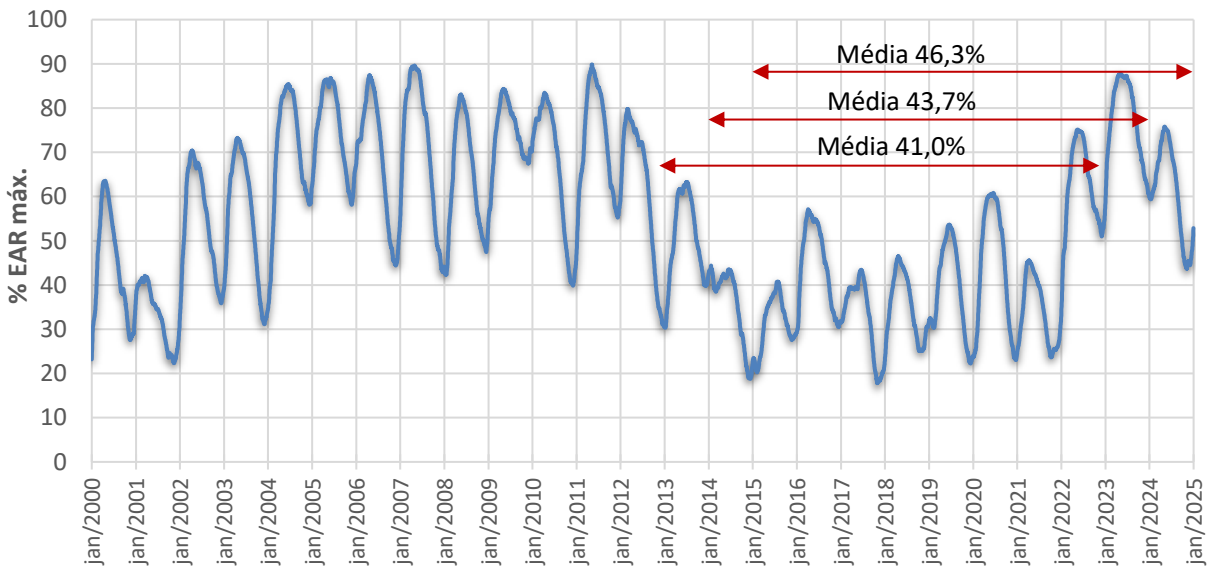


Figura 8 – Registros diários do percentual de Energia Armazenada (EAR) no SIN.

4.2 Indicador IND2 - Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento



Responsável pela apuração: Operador Nacional do Sistema Elétrico

O indicador tem como objetivo acompanhar os valores de armazenamento das bacias dos rios Grande e Paranaíba, que correspondem a cerca de 60% do armazenamento máximo da agregação do subsistema SE/CO + S e 45% do armazenamento máximo do SIN.

De forma conjunta e complementar ao IND1, busca-se avaliar o comportamento e equilíbrio ao longo dos anos, do armazenamento nessas bacias, pois mesmo em condições adequadas de armazenamento equivalente da agregação do subsistema SE/CO + S, um desequilíbrio acentuado, entre os armazenamentos das bacias dos rios Grande e Paranaíba, pode conduzir à adoção de medidas operativas adicionais, ao longo do período seco, para a preservação dos armazenamentos na bacia em condição mais deteriorada.

Conforme metodologia, é avaliada a diferença, em pontos percentuais, entre os armazenamentos, em % $EAR_{m\acute{a}x}$, das bacias dos rios Grande e Paranaíba ao final de cada período seco, tendo-se como referência o valor de até 20 p.p. para essa diferença.

As ações associadas para o acompanhamento desse indicador são CP1, CP2, CP3, CP4, CP5, CP6, CP8, CP9, CP10.1, CP10.2, CP11, CP12, CP14, CP18, MP3, MP4, MP6 e MP7, correspondendo portanto em atividades vinculadas às frentes de atuação Aspectos Físicos dos Reservatórios (FA1), Dinâmica de Operação dos Reservatórios (FA2) e Modelagem Matemática (FA4).

A Figura 9 apresenta a evolução dos armazenamentos das referidas bacias no período 2000 a 2024. A Figura 10, por sua vez, apresenta a evolução das diferenças diárias entre os armazenamentos das duas bacias para o mesmo período.

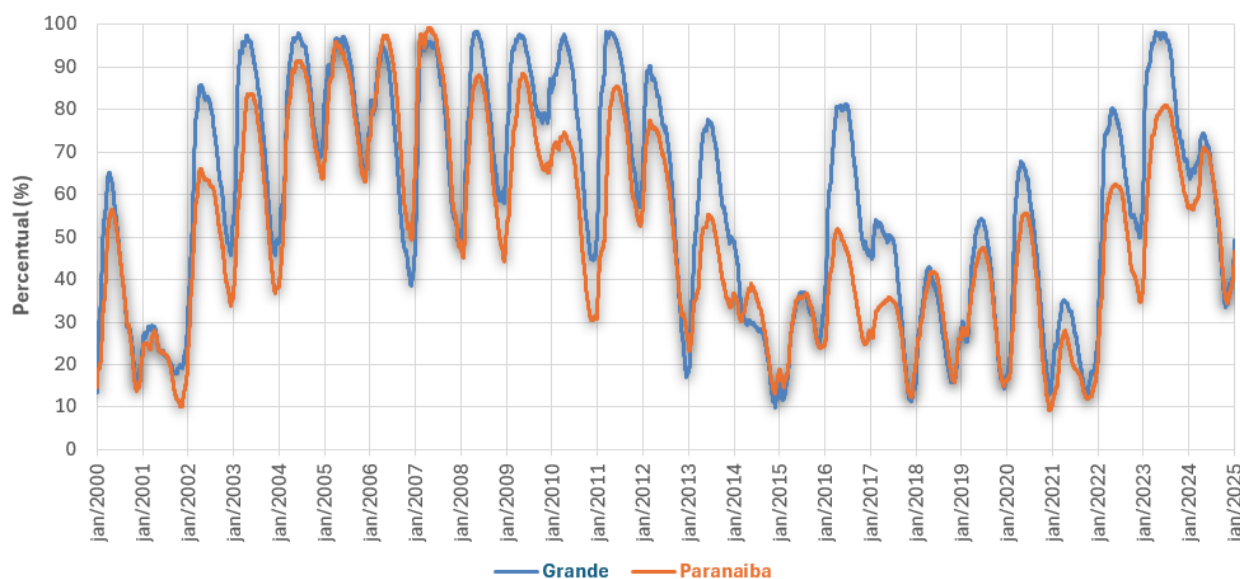


Figura 9 - Armazenamento nas bacias dos rios Grande e Paranaíba (%EARmax) 2000 – 2024.

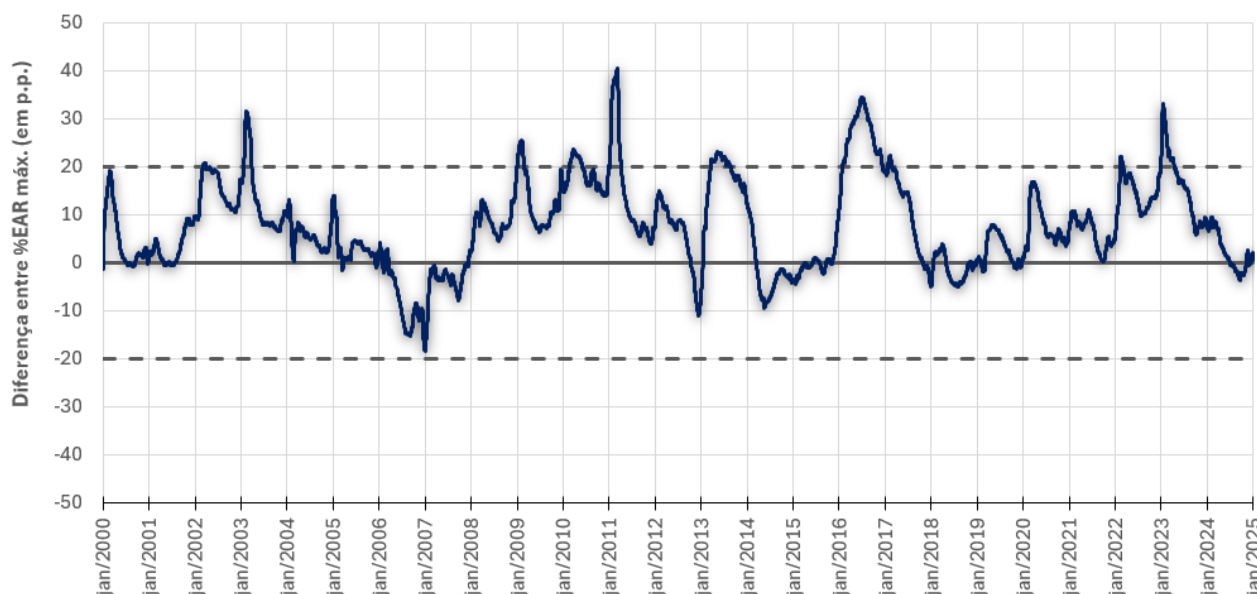


Figura 10 - Diferença entre os armazenamentos [%EARmax Grande - %EARmax Paranaíba].

No final do dia 30/11/2024, foram verificados os armazenamentos de 37,6% e 37,4% das Energias Armazenadas Máximas (EARmáx), respectivamente, das bacias dos rios Grande e Paranaíba, portanto com uma diferença de 0,2p.p. entre elas, a qual é inferior ao valor de referência de 20p.p.

4.3 Indicador IND3 - Índice de Vulnerabilidade Socioambiental (IVSA)



Responsável pela apuração: Ministério da Integração e Desenvolvimento Regional

O Índice de Vulnerabilidade Socioambiental (IVSA) identifica, de forma integrada, os elementos de maior vulnerabilidade ambiental e socioeconômica que caracterizam uma bacia hidrográfica, sendo composto pela média ponderada dos índices de Vulnerabilidade Ambiental (IVA) e de Vulnerabilidade Socioeconômica (IVS).

O Índice de Vulnerabilidade Ambiental relaciona quatro critérios de conservação e uso dos solos para mapear áreas de vulnerabilidade, nas bacias hidrográficas contempladas nos programas de revitalização criados pela Lei nº 14.182, de 2021 (São Francisco, Parnaíba, Rio Grande, Paranaíba, Tietê e Paraná). São os critérios: adequação do uso do solo, densidade de focos de calor, susceptibilidade à erosão e balanço hídrico quantitativo.

O Índice de Vulnerabilidade Social é estruturado na forma de uma “árvore” de decisão, onde informações socioeconômicas, demográficas e da estrutura rural de cada setor censitário sejam correlacionadas em componentes principais, que representam aspectos distintos da vulnerabilidade social.

Variando em 5 classes, o IVSA possibilitará a análise espacial da bacia com relação ao aumento ou redução de áreas de vulnerabilidade, inclusive mapeando as áreas que mudaram de classe durante período de análise. Permite a identificação de áreas ou recursos em risco e as ameaças impostas pela diminuição ou perda de tais recursos.

O IVSA permitirá avaliar a dimensão socioambiental da área da bacia sob influência das ações de recuperação dos reservatórios.

As informações do IVSA serão representadas em mapas, que possibilitarão a visualização de suas 5 classes (Muito Alto, Alto, Médio, Baixo e Muito Baixo), com suas respectivas áreas apuradas. Com informações de avanço entre uma apuração e outra, o indicador será de fácil entendimento.

Atualmente, foi apurado através de um estudo da área das cabeceiras das bacias estabelecidas como prioritárias, abrangendo 30% da área total de influência da Lei 14.182/2021. Os relatórios podem ser acessados pelo [link](#), disponível na [página do Comitês Gestores das Contas dos Programas de Revitalização dos Recursos Hídricos](#), no portal do MIDR.

Foi apresentado pela UFV ao MIDR proposta de ação com o objetivo de definir áreas prioritárias para a recuperação ambiental, visando a revitalização das bacias hidrográficas dos rios Paranaíba, Grande, Paraíba do Sul, Tietê e Paraná (RH1), consequentemente, promover melhoria na disponibilidade de água e na segurança hídrica para as cidades, reservatórios, geração de energia e atividades agropecuárias.

Ainda contempla gerar o Índice de Vulnerabilidade Socioambiental para as bacias hidrográficas com a geração de scripts em linguagem R que possibilitem o processamento de imagens e informações, de forma automatizada, para contribuir na atualização dos diferentes índices utilizados na priorização de áreas para recuperação ambiental.

A área de estudo proposta abrange quarenta unidades hidrográficas do Plano Nacional de Recursos Hídricos (PNRH - Nível 2 de Sub-bacias¹), que estão distribuídas nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tietê, Paraíba do Sul e Paraná (RH1) (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**). No total, são 693.846,29 km² de área compreendidas em parte de seis Unidades da Federação: Minas Gerais, Goiás, São Paulo, Rio de Janeiro, Mato Grosso do Sul e Paraná, mais o Distrito Federal.

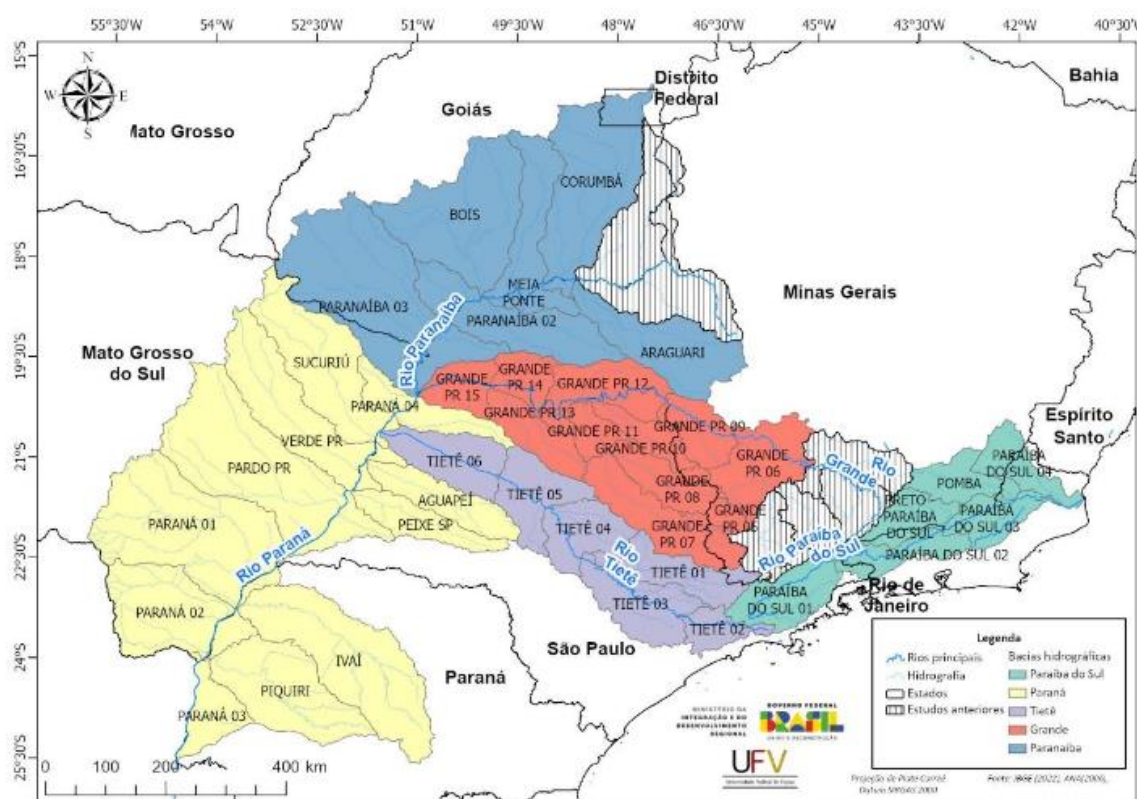


Figura 11 - Distribuição espacial da área de estudo proposta, contendo quarenta sub-bacias, distribuídas nas bacias dos rios Grande, Paraíba do Sul, Paranaíba, Tietê e Paraná (RH1).

Ao final do estudo a área de influência dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas de Furnas terá sua totalidade mapeada com a identificação do IVSA, além de informações, em mapa, do potencial de recarga hídrica (Área de Recarga) para as bacias hidrográficas, de áreas prioritárias para revitalização das bacias hidrográficas e o mapa final de áreas prioritárias com stakeholders e partes interessadas, incluindo lideranças regionais e público alvo direto (produtores rurais, usuários da água, prefeituras, empresas de geração de energia, dentre outros).

Tendo em vista a grande extensão territorial da Bacia do Rio São Francisco do e do

Parnaíba, o estudo contemplando a área da CPR-São Francisco e Parnaíba será realizado posteriormente, com a mesma metodologia.

No entanto, cabe esclarecer que o IVSA tem como foco identificar as modificações ocorridas nas áreas de atuação das contas de revitalização pela implementação das ações. Assim, a apuração deve ocorrer quando a maior parte das ações já estejam implementadas ou em estágio avançado. Desta forma, sugere-se a apuração deste indicador a partir de 2028.

As ações que possuem interface para contribuir com alcance do indicador são CP11, CP12, CP13, CP15 e MP7, todas associadas às atividades da frente de atuação para melhoria de aspectos físicos dos reservatórios (FA1).

4.4 Indicador IND4 - Aplicação dos recursos oriundos da Lei nº 14.182/2021 nos programas de revitalização dos recursos hídricos - Execução Anual CPR:



Responsável pela apuração: Ministério da Integração e Desenvolvimento Regional

Conforme disposto na Lei nº 14.182, de 2021, foram criados os Programas de Recursos Hídricos, contemplando recursos para bacia do Rio São Francisco e Parnaíba, bem como para bacias hidrográficas das áreas de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, cujas áreas beneficiadas são apresentadas na Figura 12.

O indicador se propõe a monitorar o avanço na aplicação dos recursos, por meio do desembolso (investimento pago) realizado para implementação efetiva de projetos com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios. Ressalta-se ainda que conforme previsto no [§ 2º do Art. 30 da Lei nº 14.182, de 2021](#), tais recursos podem ser utilizados para execução do PRR.

Os aportes anuais previstos, ao longo de 10 anos e corrigidos pelo IPCA, nas correspondentes Contas do Programa de Revitalização (CPR) são de:

- 350.000.000,00 (trezentos e cinquenta milhões de reais) anuais, na CPR São Francisco e Parnaíba; e
- 230.000.000,00 (duzentos e trinta milhões de reais) anuais, na CPR Furnas.

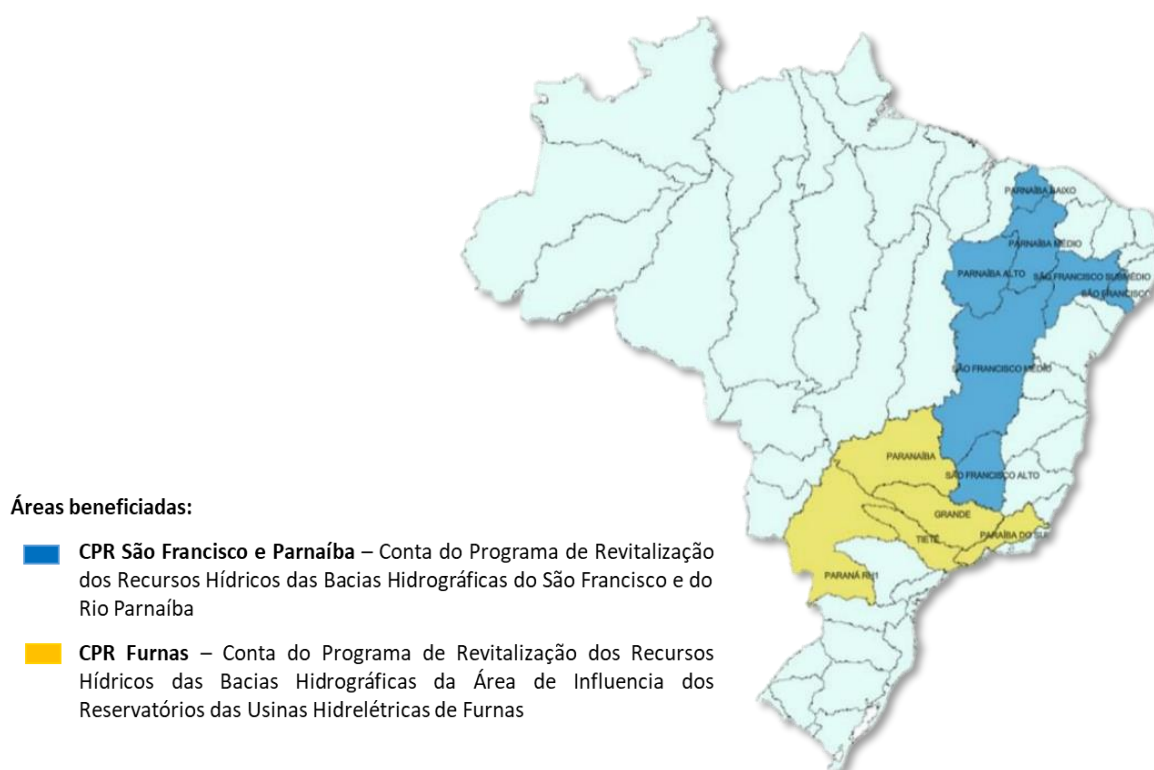


Figura 12 – Bacias hidrográficas beneficiadas pelos Programas de Revitalização de Recursos Hídricos

O Comitê Gestor das contas foi instituído conforme [Decreto nº 10.838, de 2021](#). Dentre os avanços no ano de 2023, destaca-se a retomada de suas atividades após atualização na composição, conforme Decreto nº 11.653, de 23 de agosto de 2023. As reuniões foram retomadas em outubro de 2023, constando no [site do MIDR](#) as deliberações, bem como informações sobre os projetos aprovados.

As propostas e projetos definidos pelo Comitê Gestor até dezembro de 2024 constam consolidados no Plano de Trabalho aprovado pela [Resolução nº 5 CPR São Francisco e Parnaíba](#) e [Resolução nº 5 CPR Furnas](#).

Os valores disponíveis nas contas e valor de ações aprovadas até fevereiro de 2025 são discriminados a seguir:

- **CPR Furnas: R\$ 802.410.620,61**, compreende depósitos anuais de R\$230.000.000,00 dos anos de 2023, 2024 e 2025, acrescidos os rendimentos de aplicações financeiras que somam R\$ 72.628.566,31, e o reajuste pelo IPCA que soma R\$ 39.782.054,30 (Data base: junho/2022).
- **CPR São Francisco e Parnaíba: R\$ 1.218.755.630,96**, compreende os depósitos anuais de R\$ 350.000.000,00 dos anos de 2023, 2024 e 2025, acrescidos os rendimentos de aplicações financeiras que somam R\$ 110.462.799,05, e o reajuste pelo IPCA que soma R\$ 60.537.651,36 (Data base: junho/2022).

E os valores aprovados nos Planos de Trabalho são:

- **CPR Furnas: R\$ 285.413.612,84.**

- CPR São Francisco e Parnaíba: **R\$ 944.015.864,70**.
- Desta forma, até o momento foram alocados 35,6% dos recursos disponíveis na CPR Furnas e 77,5% da CPR São Francisco e Parnaíba.
- Sobre as ações em execução do Plano de Trabalho, o projeto “Restauração do Barco a Vapor Benjamim Guimarães”, foi o único com desembolsos registrados no exercício de 2024, totalizando R\$ 1.171.447,67.

Tabela 11– Valores disponíveis e alocados em ações aprovadas pelos Comitês Gestores

Conta	Valor em conta	Valor total de projetos aprovados	Valor Pago/Desembolsado
CPR São Francisco e Parnaíba	R\$ 1.218.755.630,96	R\$ 944.015.864,70	R\$ 1.171.447,67
CPR Furnas	R\$ 802.410.620,61	R\$ 285.413.612,84	R\$ 314.355,95
Total	R\$ 2.021.166.251,57	R\$ 1.229.429.477,54	R\$ 1.485.803,62

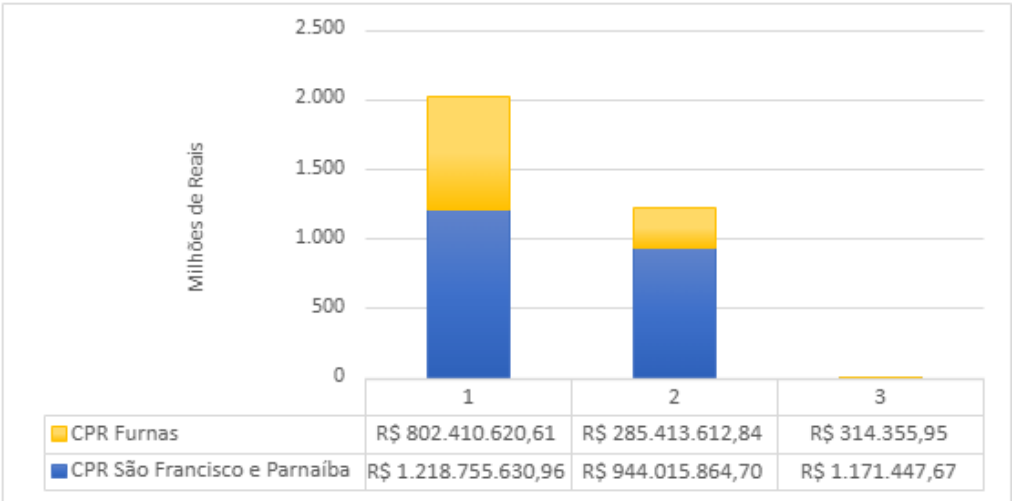


Figura 13 – Valores disponíveis e alocados em ações aprovadas pelos Comitês Gestores.

4.5 Indicador 5 - Ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica entre os subsistemas do SIN



Responsável pela apuração: Ministério de Minas e Energia

O IND5 é associado à capacidade de transferência de energia entre os subsistemas Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, cuja referência inicial para o acompanhamento da capacidade de escoamento é 11.500 MW médios, conforme definido no [Relatório de Estruturação de Ações e Definição dos Indicadores Globais](#). O incremento de capacidade de intercâmbio entre os subsistemas tem efeitos positivos na dinâmica, na segurança e gera a possibilidade de preservação de estoques dos nossos reservatórios de regularização.

No ano de 2023 entrou em operação, como previsto, as linhas - LTs 500kV Xingu - Serra Pelada - Miracema, com 886,00 km de extensão, obra que contribuiu com 1.500 MW médios de ganho na capacidade de intercâmbio, e ainda, antecipadamente, a LT 500 kV Porto Sergipe - Olindina - Sapeaçu, com 107,5 km de extensão, ampliando em 510 MW médios, conforme previsto. Contudo, após a perturbação sistêmica ocorrida em 15 de agosto de 2023, foi necessário ajustar os limites de operação conjuntural do intercâmbio Norte-Nordeste para as regiões Sudeste/Centro-Oeste até que sejam concluídas as avaliações e cumpridas as recomendações do Relatório da Perturbação, momento em que o ONS revisitará os limites a serem praticados na operação, demonstrando assim que a ampliação da capacidade de intercâmbio depende também dos limites dinâmicos e condições de segurança na rede.

No ano de 2024 entrou em operação, a LT 500 kV Porto Sergipe-Olindina-Sapeaçu (N/NE/SE-CO) com 387 km de extensão, a LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C2 (N/NE/SE-CO) com 165 km, a LT 500kV Morro do Chapéu II - Poções III C1 (N/NE/SE-CO) com 359 km, ampliando em 1.700 MW médios.

Ressalta-se que após a perturbação sistêmica ocorrida em 15 de agosto de 2023, foi necessário ajustar os limites de operação conjuntural do intercâmbio Norte-Nordeste para as regiões Sudeste/Centro-Oeste até que sejam concluídas as avaliações e cumpridas as recomendações do Relatório da Perturbação, momento em que o ONS revisitará os limites a serem praticados na operação, demonstrando assim que a ampliação da capacidade de intercâmbio depende também dos limites dinâmicos e condições de segurança na rede.

A evolução do intercâmbio, métrica do indicador IND5, é representada abaixo na Figura 14, destacando a mudança de perspectiva dado os novos cenários a partir da nova configuração de escoamento definida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, tendo ampliado, até o momento, a capacidade de intercâmbio entre os subsistemas para 12.500 MW médios.

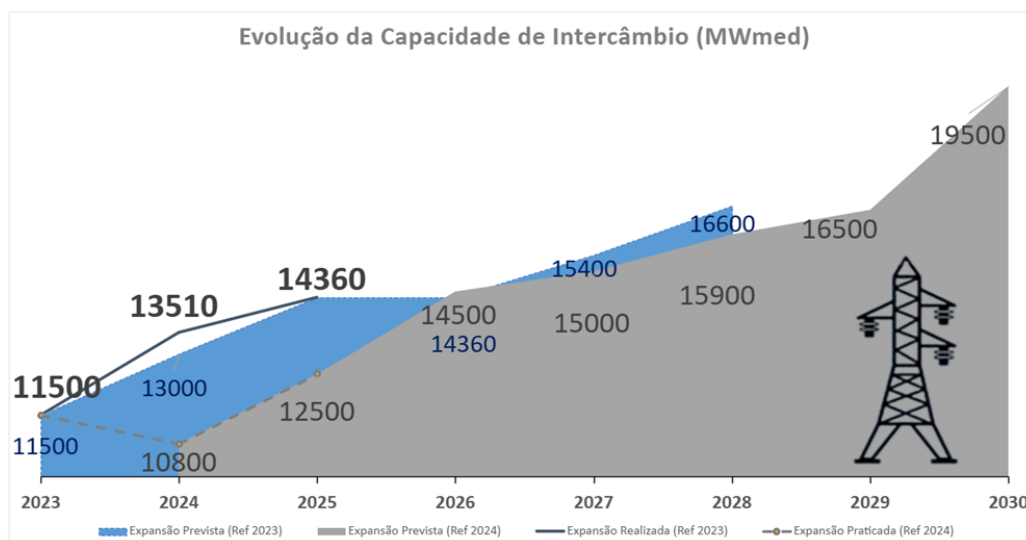


Figura 14 - Evolução da capacidade de intercâmbio a partir do Indicador 5 (MWmed).
Fonte: DDOS/MME

Esta capacidade de intercâmbio é estudada pelo ONS e mensurada no Plano de Operação de Médio Prazo (PAR/PEL), que anualmente adiciona novas obras ao estudo e indica os principais empreendimentos para a operação. Portanto, para o ciclo de 2025, demonstrado no PAR/PEL 2024 houve a inclusão das linhas: LTs 500 kV Buritirama-Barra II-Correntina-Arinos 2, SE 500 kV Barra II e SE 500 kV Correntina; LTs 500 kV Juazeiro III - Campo Formoso II - Barra II e SE 500 kV Campo Formoso II; LTs 500 kV Governador Valadares 6 - Leopoldina 2 - Terminal Rio e SE 500 kV Leopoldina 2; LTs 500 kV Gentio do Ouro II-Bom Jesus da Lapa II C2; Bom Jesus da Lapa II-Jaíba C1; Jaíba-Buritizeiro 3 C1; LTs 500 kV Gentio do Ouro II-Bom Jesus da Lapa II C3; Bom Jesus da Lapa II-Jaíba C2; Jaíba-Buritizeiro 3 C2; LT 500kV Morro do Chapéu II - Poções III C2; LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II C2; LT 500kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C2; LT 500 kV Marimbondó 2 - Campinas, C1; LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves-C3; LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II C1; LT 500 kV São João do Piauí II - Ribeiro Gonçalves C3; Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves C1 na SE São João do Piauí II; Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves C2 na SE São João do Piauí II; LTs 500 kV Quixadá-Crateús-Teresina, SE 500 kV Teresina IV, SE 500 kV Crateús e Compensação Síncrona.

A Figura 15 apresenta a localização geográfica das linhas que compõem a interligação entre os subsistemas, enquanto a Figura 16 mostra a evolução dos limites da Exportação da Região Nordeste (ExpNE) em MWmédios.

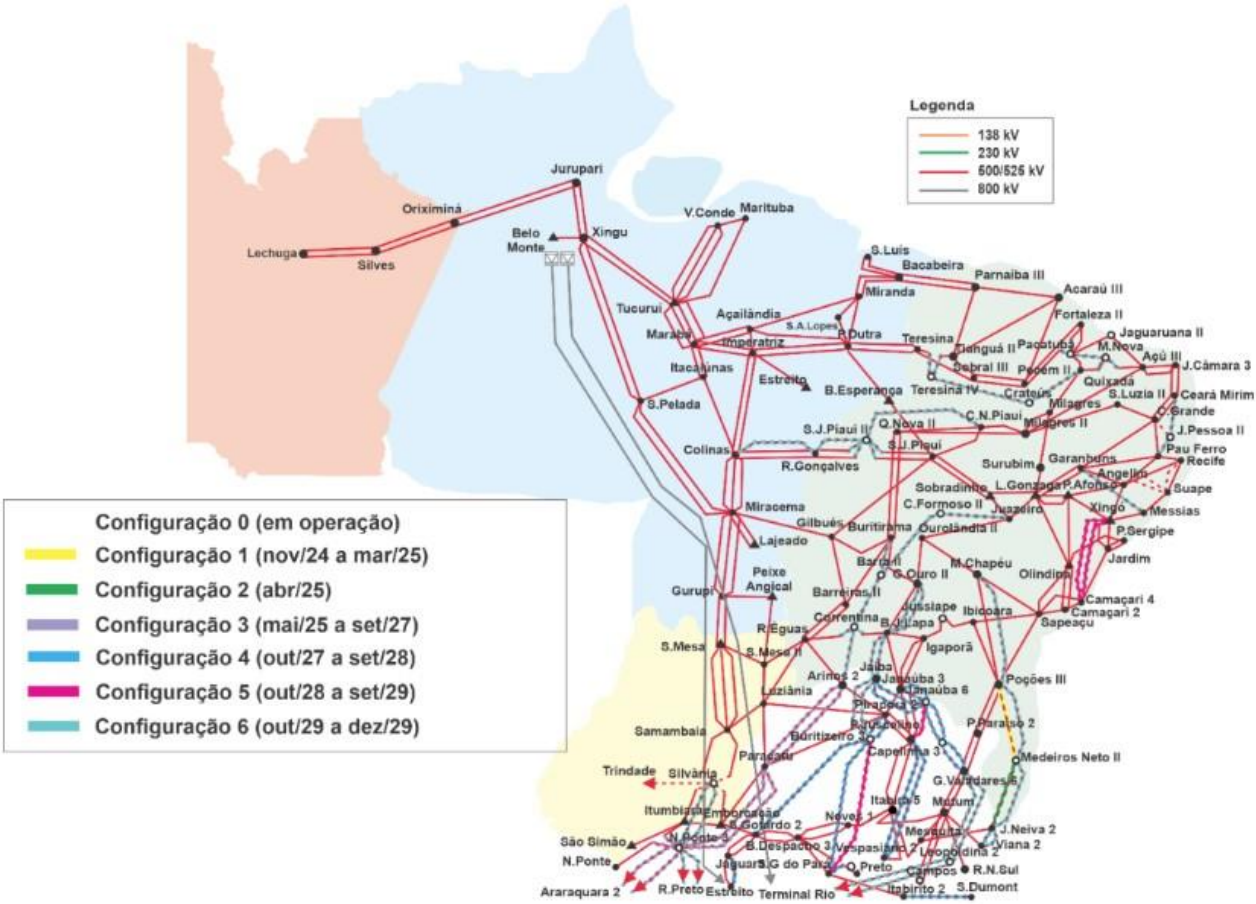


Figura 15 - Localização Geográfica – Horizonte 2029 - Configurações.
Fonte: PAR/PEL 2024

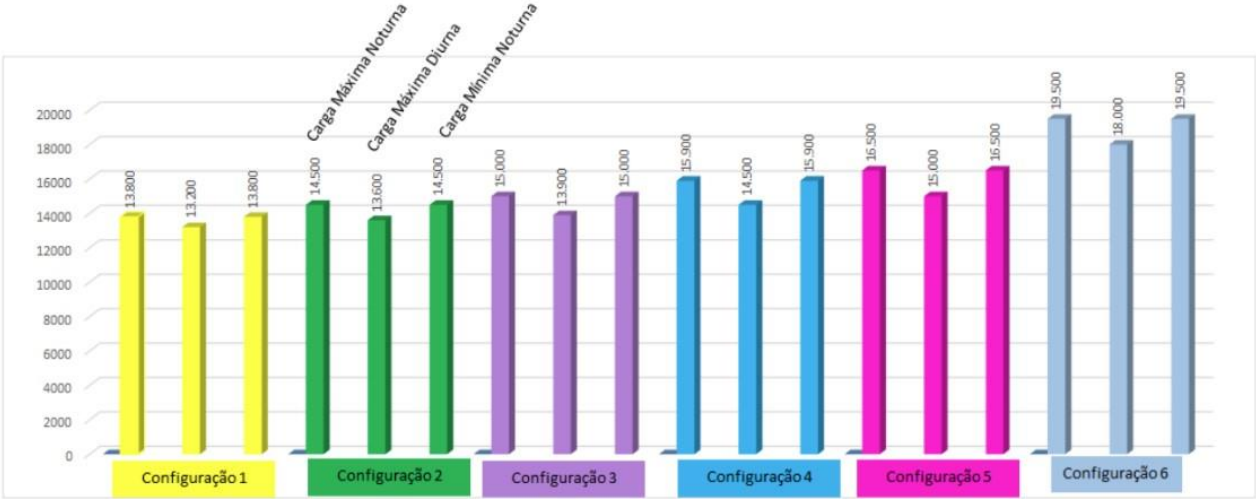


Figura 16 – Limites Sazonalizados de Transferência de Energia entre os subsistemas Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste (MWmed).
Fonte: PAR/PEL 2024

As informações detalhando os empreendimentos monitorados e seus impactos no intercâmbio foram apresentados no âmbito da ação CP19.

4.6 Indicador IND6 - Aprimoramento dos Modelos



Responsável pela apuração: Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Indicador 6 tem por propósito avaliar a capacidade dos aprimoramentos nos modelos matemáticos de preservar os níveis mínimos de armazenamento e promover a elevação estrutural deste. O indicador baseia-se na comparação entre a operação observada e a fornecida pelo modelo, antes e depois de um determinado aprimoramento.

Conforme registrado no [1º Relatório de Monitoramento do PRR](#), considerando a natureza intrínseca do IND6, que se fundamenta na análise dos resultados do modelo com e sem os aprimoramentos propostos, e tendo em conta que nenhum aprimoramento foi aprovado durante o exercício de 2023, o ONS conclui que a avaliação do referido indicador não se aplicaria para aquele ano.

Durante a apuração do indicador IND6 para ano de 2024, foi identificada a necessidade de revisar a sua metodologia para melhor refletir os objetivos pretendidos na avaliação das evoluções metodológicas.

Diante disso, a metodologia atualmente empregada na construção desse indicador está sendo aprimorada e será oportunamente apresentada ao longo de 2025.

4.7 Indicador IND7 - Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas



Responsável pela apuração: Empresa de Pesquisa Energética

O indicador IND7 possui o objetivo de monitorar o comportamento e magnitude da carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas, durante o período de vigência do PRR. Para tanto, sua metodologia foi, inicialmente, delineada conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que por sua vez, é responsável por apresentar o panorama de mudanças e aprimoramentos das matrizes elétrica e energética ao longo do horizonte decenal, de modo a evidenciar o aumento expressivo da oferta de energia renovável variável no SIN e, por conseguinte, a potencial redução da carga de energia a ser atendida pelas usinas no decorrer dos próximos anos.

Desse modo, a importância do indicador reside na possibilidade de preservação dos níveis de armazenamento dos reservatórios diante da redução de geração hidrelétrica em detrimento das fontes intermitentes. Isso significa, portanto, uma estratégia de otimização da operação das usinas hidrelétricas para o fornecimento de outros produtos e serviços, como potência (MW) e flexibilidade (MW/h), em prol das necessidades futuras do SIN.

O IND7 se propõe a apresentar uma visão de futuro com uma perspectiva do

planejamento da expansão, o qual permitiria acompanhar a carga líquida de energia anual projetada, cujo valor caracteriza a demanda de energia residual que deve ser atendida pelas hidrelétricas do SIN. A definição dessa variável é resumida como o valor residual da diferença entre a demanda bruta de energia e a soma da geração das fontes renováveis não-despacháveis, geração da MMGD e a geração inflexível termelétrica.

A metodologia prevê o monitoramento anual da evolução percentual da carga líquida de energia, até o período final do horizonte do PRR (2032). Como caso base, foi estabelecido o PDE 2031, tendo sido o último aprovado à época, a partir do qual se fariam as análises de comparação da carga líquida e impacto das ações do PRR.

A Portaria MME nº 831/2025 aprovou o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Este documento apresenta as perspectivas da expansão do setor de energia para os próximos 10 anos, considerando o período de 2025 a 2034. As indicações de expansão do sistema para o horizonte decenal são públicas e foram objeto de discussão com a sociedade em Consulta Pública, permitindo, portanto, a aferição deste indicador.

Dessa forma, a Figura 17 ilustra a comparação entre a carga líquida a ser atendida pelas hidrelétricas do PDE 2034 e do PDE 2031.

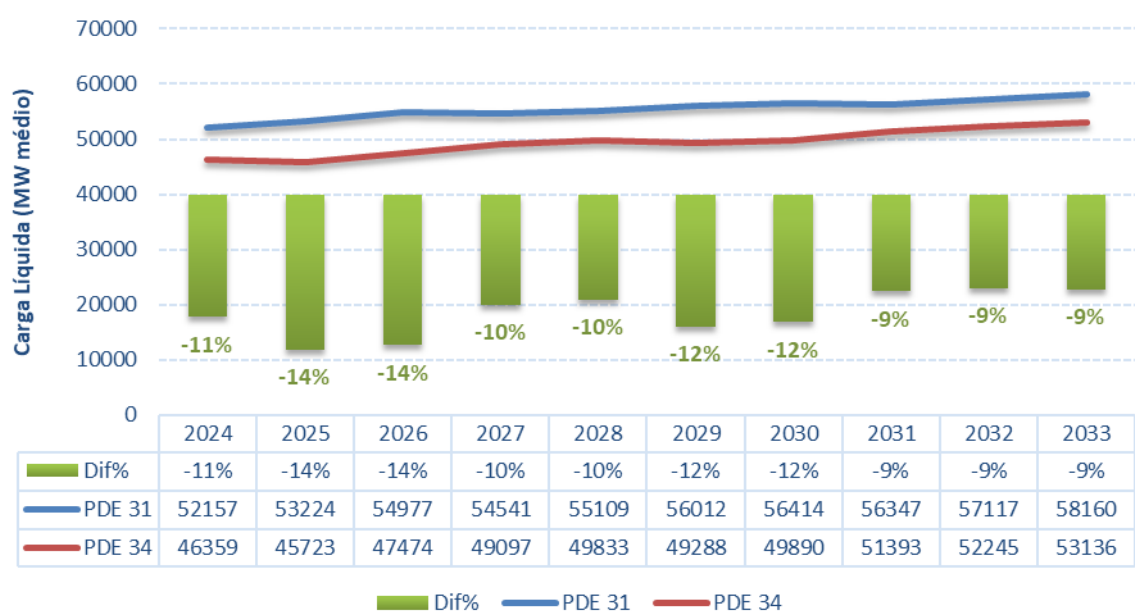


Figura 17 - Comparação entre as projeções de carga líquida de energia a ser atendida pelo parque hidrelétrico, em MW médio.

Observa-se, em todos os anos do horizonte avaliado, redução percentual da carga líquida na nova expansão indicativa, quando comparada a do ciclo anterior (PDE 2031). A aplicação da métrica estabelecida no IND7, ou seja, a variação percentual da carga líquida de energia anual calculada para o SIN, entre os estudos do PDE 2031 e PDE 2034, demonstra uma redução percentual média de 10,8%, estando na direção das metas estabelecidas no monitoramento anual.

5 CONCLUSÃO

Esta diminuição confirma que, ainda que exista previsão de aumento da demanda de energia nos próximos anos, em geral impulsionada pelas projeções de crescimento do PIB, existe a expectativa de maior participação das fontes renováveis variáveis na matriz brasileira, destacadamente a eólica, solar fotovoltaica e a MMGD, cuja contribuição energética também será mais relevante, reduzindo a pressão sobre as hidrelétricas e seus reservatórios. Com isso, caminha-se para a manutenção dos níveis de reservatórios em condições mais favoráveis, favorecendo a preservação dos mesmos para usos múltiplos da água e segurança sistêmica, além de permitir a ampliação da capacidade de contribuição das hidrelétricas para o atendimento aos requisitos de potência e flexibilidade do sistema.

Portanto a partir deste novo plano decenal, foi possível fazer a apuração do IND7, considerando, inclusive, os impactos das ações do PRR iniciadas em 2023 e que se encontram concluídas ou em estágio de desenvolvimento e buscam melhorar a gestão dos recursos hídricos e preservação dos níveis dos reservatórios.

As ações que possuem impactos para o IND7 são CP1, CP2, CP3, CP4, CP5, CP7, CP9, CP10.1, CP10.2, CP12 e MP3, todas associadas às atividades da frente de atuação para Planejamento da Operação e Expansão do SIN (FA3).

Os dados e informações apresentadas neste relatório atendem ao disposto na Resolução CNPE nº 8, de 11 julho de 2022, que estabelece a necessidade de apresentar anualmente, ou sempre que solicitado pelo Conselho Nacional de Política Energética, a evolução da implementação do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País. Conforme andamento das ações que sustentam os objetivos do PRR, foi evidenciado, o percentual de execução global contabilizado em 41,0%, com dados apurados até fevereiro de 2025.

Visando conferir transparência na execução do PRR, o MME disponibiliza os relatórios anuais de monitoramento, bem como outras informações sobre a execução do plano em sua [página eletrônica](#). Complementarmente a este relatório, detalhes dos cronogramas das atividades e evolução dos indicadores globais podem ser acompanhados pelo [Painel de Monitoramento do PRR](#).

Por fim, destaca-se a relevância do trabalho sinérgico entre as instituições envolvidas, reiterando compromisso contínuo com a recuperação gradual dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras, observando a gestão dos usos múltiplos das águas, para proporcionar maior segurança energética e hídrica para a sociedade.



PLANO DE RECUPERAÇÃO
DOS RESERVATÓRIOS DE
REGULARIZAÇÃO DO PAÍS



MARÇO DE 2025