

**AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES
DE ATENDIMENTO
ELETROENERGÉTICO DO
SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL - ESTUDO
PROSPECTIVO JANEIRO A
JUNHO DE 2022**

JANEIRO DE 2022

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova

20211-160 – Rio de Janeiro – RJ

Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

© 2022/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DGL 0011/2022

**AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES
DE ATENDIMENTO
ELETROENERGÉTICO DO
SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL - ESTUDO
PROSPECTIVO JANEIRO A
JUNHO DE 2022**

JANEIRO DE 2022

Sumário

1	Introdução	5
2	Objetivo	10
3	Condições Hidroenergéticas e Operação Hidráulica do SIN	11
	3.1 Condições hidroenergéticas	11
	3.2 Operação hidráulica do SIN	16
	a) Bacia do rio Paraná	18
	b) Bacia do rio São Francisco	39
	c) Bacia do rio Tocantins	42
4	Premissas e Casos Simulados	44
	4.1 Cenários de precipitação	44
	4.2 Cenários de afluências	55
	4.3 Carga de Energia	57
	4.4 Geração das Usinas Não Simuladas Individualmente	58
	4.5 Restrições Operativas Hidráulicas	59
	4.6 Disponibilidade Térmica	59
	4.7 Geração Mínima da UHE Itaipu	61
	4.8 Intercâmbio N-NE / SE-CO	62
	4.9 Casos Simulados	63
5	Resultados da Simulação Energética	64
	5.1 Resultados para o Caso Base	64
	5.2 Resultados para o Caso de Sensibilidade com Limitação do Despacho Térmico até o CVU de 1500 R\$/MWh em Janeiro/2022	73
	5.3 Resultados para o Caso de Sensibilidade com Limites de Transmissão Definidos Segundo Critério N-1	77
6	Resultados do Balanço de Potência	79
7	Conclusões e Recomendações	83
8	ANEXO A – Resultados da Simulação Prospectiva Considerando o Cenário 2020/2021	85

Introdução

O Planejamento da Operação Energética tem por objetivo avaliar as condições de atendimento à carga prevista de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo os resultados dessas análises apresentados em dois horizontes distintos: curto e médio prazos.

Especificamente para o horizonte de curto prazo, o ONS desenvolve estudos prospectivos de cunho conjuntural, cujo objetivo é fazer uma prospecção de evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas do SIN. Os resultados desses estudos subsidiam as deliberações do CMSE sobre a necessidade da adoção de medidas operativas adicionais ao despacho por ordem de mérito, visando garantir o equilíbrio conjuntural de curto prazo da operação do SIN.

Ao longo dos últimos anos, a precipitação observada em algumas das principais bacias hidrográficas integrantes do SIN tem se mostrado significativamente abaixo da média histórica. O déficit de precipitação acumulado nos últimos 10 anos em algumas bacias chega alcançar um valor maior do que o total de chuva que ocorre em média em um ano.

Em consequência, as vazões afluentes às usinas localizadas em algumas bacias que compõem o SIN, nestes últimos anos, também têm se situado abaixo da média histórica. Ressalta-se que, em algumas dessas bacias, observaram-se as piores sequências hidrológicas de todo o histórico de vazões de 91 anos (1931/2021).

Diante desse contexto hidrológico desfavorável, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), sob o comando do Ministério de Minas e Energia (MME), em reunião extraordinária, realizada em 16/10/2020, autorizou o ONS a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito e a importação de energia sem substituição a partir da Argentina e do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018, medida esta que permanece em vigor desde então.

Além dessa importante medida de aumento das disponibilidades energéticas, foram também implementadas pelo ONS, em articulação com o MME, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os agentes de geração hidroelétrica, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), órgãos ambientais e outros setores usuários de recursos hídricos, um conjunto de flexibilizações de restrições operativas que se tornaram importantes para a preservação das condições de armazenamento no SIN.

No entanto, mesmo com a manutenção das deliberações do CMSE, os níveis de armazenamento dos reservatórios localizados na bacia do rio Paraná não se recuperaram de forma satisfatória ao longo do período úmido 2020/2021, resultado

da pior sequência hidrológica dos últimos 50 anos do histórico para o período de outubro a setembro na bacia do rio Paraná, no trecho da sua calha principal.

Na Nota Técnica ONS DGL 0059/2021 foi apresentada uma contextualização sobre a situação hidroenergética crítica da bacia do rio Paraná e foram apresentadas avaliações de flexibilizações de restrições operativas no sentido de manter a governabilidade da bacia, com destaque para a flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupiá e Porto Primavera para 2.300 m³/s e 2.700 m³/s, respectivamente, a partir de julho de 2021, bem como a flexibilização da cota mínima de operação da hidrovia Tietê-Paraná em Ilha Solteira e Três Irmãos nesse mesmo mês.

Posteriormente, na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021, os Estudos Prospectivos foram atualizados, considerando o horizonte de julho a novembro de 2021. Tal estudo incorporou as flexibilizações de restrições hidráulicas autorizadas e considerou dois cenários com relação à disponibilidade térmica: cenário conservador e cenário superior. Os resultados mostraram que ao se considerar o cenário conservador, o atendimento eletroenergético é garantido considerando-se a flexibilização dos limites de transmissão para o critério N-1 a partir de setembro, em conjunto com a flexibilização das condições de operação das UHE Furnas, Mascarenhas de Moraes e das usinas da bacia do São Francisco, definidas através das Resoluções ANA 80/2021 e 81/2021. Ao se considerar o cenário superior, o atendimento eletroenergético é garantido sem necessidade das flexibilizações dos limites de transmissão e das Resoluções ANA 80/2021 e 81/2021.

Uma nova atualização dos Estudos Prospectivos foi apresentada na Nota Técnica ONS DGL 0093/2021, considerando o horizonte de agosto a novembro de 2021. Tal estudo mostrou uma degradação nas condições de afluência em relação àquelas consideradas nos estudos anteriores, em especial nas bacias do subsistema Sul. Os cenários hidrológicos adotados nos estudos prospectivos têm sido obtidos através do uso de modelo hidrológico, considerando as condições atuais do solo, a adoção de precipitação prevista nos 45 primeiros dias de horizonte e a utilização da precipitação verificada do ano de 2020 até o final do horizonte (30 de novembro de 2021). Como os totais de chuva prevista considerados no Estudo Prospectivo apresentado na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021 não se confirmaram e a precipitação observada em 2021 foi inferior àquela verificada em 2020, em especial nas bacias da região Sul, as afluências observadas ficaram abaixo daquelas consideradas no cenário hidrológico adotado no estudo anterior. Essa degradação resultou em uma redução dos níveis de partida em agosto de 2021 de cerca de 10 pontos percentuais daqueles prospectado na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021, além de uma redução de cerca

de 2.000 MWmed na Energia Natural Afluente do SIN no período de agosto a novembro de 2021.

Na Nota Técnica ONS DGL 0093/2021 foram apresentados os resultados de dois casos, ambos considerando a flexibilização dos limites de transmissão para o critério N-1 a partir de agosto, em conjunto com a flexibilização das condições de operação das UHE Furnas, Mascarenhas de Moraes e das usinas da bacia do São Francisco definidas através das Resoluções ANA 80/2021 e 81/2021. A diferença dos dois casos está no cenário de disponibilidade térmica. Os resultados mostraram que ao se considerar o cenário conservador de disponibilidade térmica, há déficit de energia. Ao se considerar o cenário superior de disponibilidade térmica, não há déficit de energia, porém, o atendimento aos requisitos de potência é viabilizado com o uso de parte da reserva de potência operativa. Tais resultados mostraram a impescindibilidade do aumento da oferta em cerca de 5,5 GWmed a partir de setembro/2021 até novembro/2021.

Na Nota Técnica ONS DGL 0103/2021 foi apresentada uma nova avaliação prospectiva para o horizonte de setembro a novembro de 2021, considerando uma melhoria nas condições de afluências, além de uma atualização da disponibilidade térmica, em função de providências acerca das medidas para aumento da disponibilidade energética. Os resultados indicaram não haver déficit de energia, embora os principais reservatórios da bacia do rio Paraná cheguem ao final do período seco com níveis críticos de armazenamento. Com relação ao balanço de potência, os resultados do cenário que considera disponibilidade térmica conservadora indicaram déficit de potência no mês de novembro. No cenário com maior disponibilidade térmica, não há déficit de potência, embora haja necessidade de utilização parcial da reserva de potência operativa.

Na Nota Técnica ONS DGL 0136/2021, foram apresentados os estudos prospectivos para o horizonte de outubro de 2021 até abril de 2022. Os resultados mostraram que em relação ao atendimento energético de 2021, observa-se um cenário mais otimista, com a caracterização do início do período úmido sem indicações de atraso, em comparação ao que foi apresentado na NT ONS-DGL 0103/2021. Com relação a avaliação das condições de atendimento até abril de 2022, foram adotados dois cenários de afluências, baseados nas chuvas dos biênios 2017/2018 (limite superior) e 2020/2021 (limite inferior). Considerando o cenário de precipitação 2020/2021, os resultados mostraram que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste chega ao final de abril/2022 com 30,7% EARmáx, considerando despacho térmico intenso nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul ao longo de todo período úmido. Tal nível é 4 pontos percentuais abaixo do nível verificado em 30 de abril de 2021, o que traz preocupações com relação ao atendimento energético para 2022.

No dia 20/10/2021, a ANA encaminhou ao ONS o “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/ 2021 a abril/2022”. De acordo com o exposto nesse documento, o Plano indica medidas adicionais de operação dos principais reservatórios de regularização integrantes do SIN a serem adotadas no período úmido 2021/2022, de dezembro de 2021 a abril de 2022, voltadas à promoção de recuperação dos níveis de armazenamento, com foco na segurança hídrica e na garantia dos usos múltiplos da água em 2022 e nos anos seguintes. Sua adoção se destina à mitigação dos efeitos da situação de escassez hidroenergética em 2021, que provocou a redução significativa dos níveis esperados nos reservatórios ao final de novembro deste ano.

As análises apresentadas na Nota Técnica ONS DGL 0146/2021 contemplaram as recomendações desse Plano da ANA. Os principais resultados para o cenário 2020/2021 (limite inferior) foram que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste chega ao final de abril/2022 com 38,5% EARmáx, considerando despacho térmico intenso nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul ao longo de todo período úmido. Tal nível é 4 pontos percentuais acima do nível verificado em 30 de abril de 2021, o que ainda traz preocupações com relação ao atendimento energético para 2022. Outro ponto de preocupação era o baixo volume útil do reservatório da UHE Sobradinho (12,2% do volume útil), que estaria na Faixa de Restrição. Cumpre ainda destacar que essa última nota técnica subsidiou a manifestação do ONS sobre o Plano proposto, conforme Carta ONS DGL 2346/2021, encaminhada à ANA em 03/11/2021, na qual constam a proposição de ajustes, as ressalvas sobre os estudos realizados e recomendações do Operador ao Plano elaborado.

Destaca-se que, em novembro de 2021, as ações indicadas no Plano da ANA foram formalizadas com a promulgação das seguintes resoluções:

- Resolução ANA Nº 108, de 19/11/2021, que dispõe sobre condições temporárias para operação dos reservatórios de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba;
- Resolução ANA Nº 110, de 23/11/2021, que dispõe sobre condições de operação temporárias complementares às outorgas dos reservatórios de Furnas e Marechal Mascarenhas de Moraes, no rio Grande; e
- Resolução ANA Nº 111, de 29/11/2021, que dispõe sobre as recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional.

O exposto nessas resoluções, bem como as tratativas feitas junto à ANA em relação aos protocolos de reestabelecimento das condições de navegabilidade da hidrovia Tietê-Paraná foram considerados nos estudos prospectivos

desenvolvidos em dezembro de 2021, cujas premissas e resultados constam na Nota Técnica ONS DGL 0154/2021. Os resultados de tal estudo mostraram melhora das condições de armazenamento em relação ao estudo anterior, em especial aquela do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Mostrou também a possibilidade de atendimento aos condicionantes do Plano de Contingência proposto pela ANA, regulamentados através das resoluções ANA nº 108, 110 e 111/2021, além do atingimento da cota de 323,3 m em Ilha Solteira no final de março/2022, nível que viabiliza as obras de derrocamento de Nova Avanhandava.

As premissas e resultados do presente Estudo Prospectivo, além da consideração das resoluções emitidas pela ANA, as quais regulamentam o “Plano de Contingência para Recuperação de Reservatórios do SIN”, também consideram o “Protocolo de Compromisso nº 1/2021”, firmado entre ANA, Rio Paraná Energia S/A (RPESA) e ONS, que tem como objetivo a recuperação do nível mínimo normal operativo do reservatório da usina hidroelétrica de Ilha Solteira.

2**Objetivo**

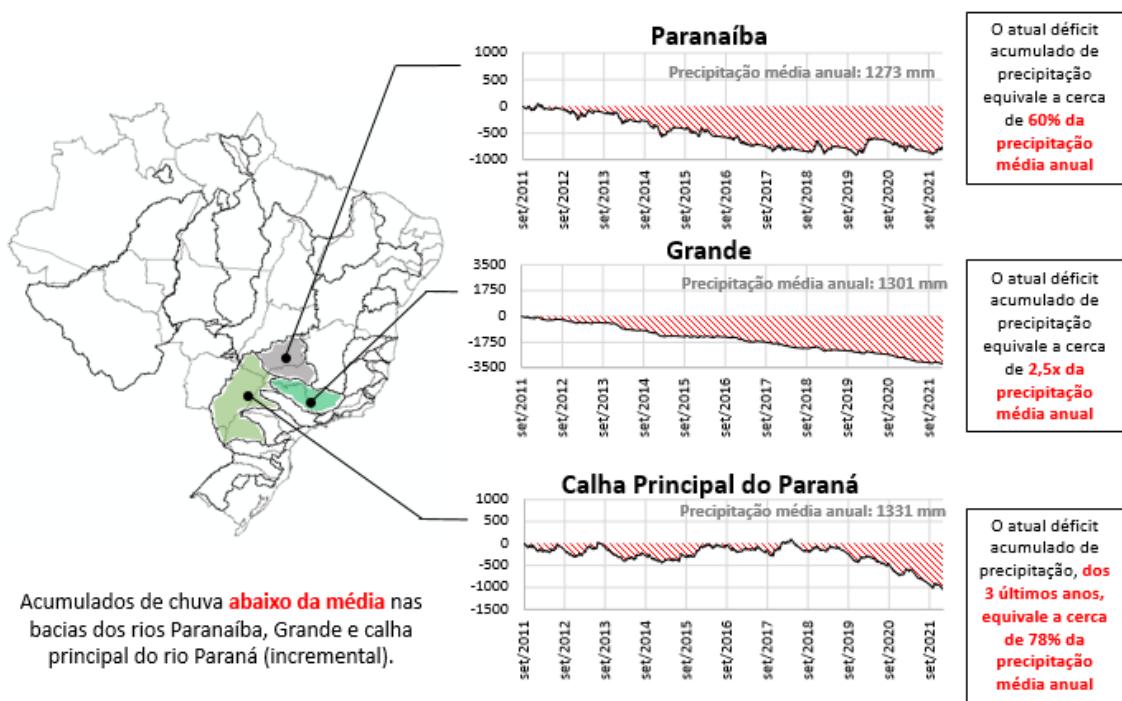
Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar as condições hidroenergéticas e operação hidráulica do SIN, as premissas, cenários e resultados do novo Estudo Prospectivo realizado pelo ONS para o horizonte de janeiro a junho de 2022, apresentados na Reunião Ordinária do CMSE do dia 12 de janeiro de 2022.

3 Condições Hidroenergéticas e Operação Hidráulica do SIN

3.1 Condições hidroenergéticas

Ao longo dos últimos anos a precipitação observada tem sido significativamente abaixo da média histórica em algumas das principais bacias hidrográficas com Usinas Hidroelétricas (UHE) integrantes do SIN. O déficit de precipitação acumulado nos últimos 10 anos em algumas bacias chega alcançar um valor maior do que o total de chuva que ocorre em média num ano, como o caso da bacia do rio Grande, uma das principais formadoras da bacia do rio Paraná, que acumula um déficit nesse período maior que o total de chuva média de dois anos, como indicado na Figura 3-1, na qual consta a evolução do déficit de chuva acumulado desde setembro de 2011 até dezembro de 2021 nas bacias dos rios Paranaíba e Grande, bem como no trecho da bacia incremental à calha principal do rio Paraná, até a UHE Itaipu.

Figura 3-1: Anomalia de precipitação nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos

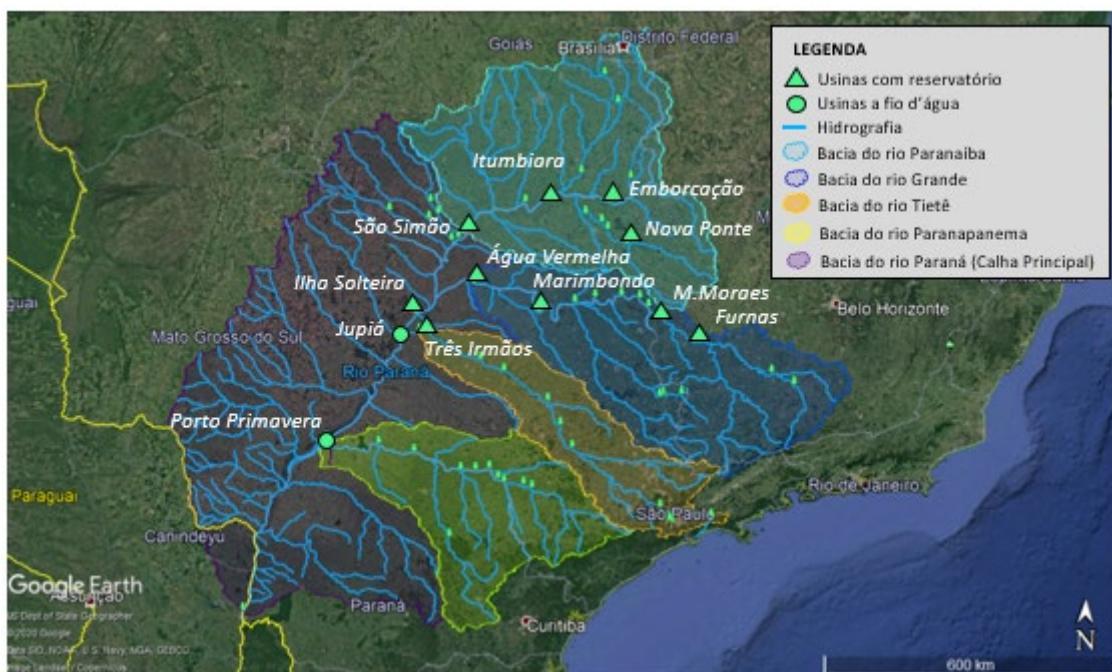


Em consequência, as vazões afluentes às usinas localizadas em algumas bacias que compõem o SIN, nestes últimos anos, também têm se situado abaixo da média histórica. Ressalta-se que, em algumas dessas bacias, observaram-se as piores

sequências hidrológicas de todo o histórico de vazões de 91 anos (1931/2021). Considerando de forma agregada, as vazões para todo o SIN, no último período de janeiro de 2021 a dezembro de 2021, configuraram a pior condição hidrológica já observada para esse período no histórico.

Nesse contexto, merece atenção a situação hidrológica crítica da bacia do rio Paraná (Figura 3-2), que engloba as bacias dos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema, e na qual se encontram os principais reservatórios de regularização do SIN. Essas usinas e respectivos reservatórios são de extrema importância para a operação do SIN, pois os recursos neles estocados são capazes de garantir energia nos períodos secos, quando não há contribuições significativas das usinas instaladas na região Norte do País, que em muito contribuem no atendimento da carga do SIN nos períodos chuvosos. O conjunto de reservatórios das usinas localizadas na bacia do rio Paraná corresponde a cerca de 76% da capacidade máxima de armazenamento do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e um pouco mais da metade (53%) da capacidade de armazenamento de todo o SIN.

Figura 3-2: Bacia do rio Paraná, delimitada a partir da UHE Itaipu, com indicação de usinas importantes para a gestão hidráulica a montante da UHE Porto Primavera



O período chuvoso 2020/2021 teve início tardio e se encerrou antecipadamente, em março de 2021, e, dessa forma, não permitiu a melhoria nos armazenamentos

dos reservatórios, contribuindo para a situação hidrológica desfavorável na qual se encontra a bacia do rio Paraná. As afluências observadas nessa bacia e em conjunto com suas bacias formadoras, desde janeiro de 2021 até o mês de dezembro de 2021, está se configurando como a 4^a pior série do histórico em 91 anos, situando-se significativamente abaixo da Média histórica de Longo Término (MLT), com 64% MLT. O comportamento das afluências nas principais bacias contribuintes à bacia do rio Paraná pode ser observado na Tabela 3-1, a seguir.

Tabela 3-1: Afluências na bacia do rio Paraná em percentuais da MLT e no posicionamento do histórico para o período de janeiro/2021 a dezembro/2021 e mês de dezembro de 2021

Bacia	Janeiro/2021 a Dezembro/2021 ⁽¹⁾		Dezembro de 2021 ⁽²⁾	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição
Bacia do rio Paraná (Calha Principal)	69	8º PIOR	71	12º PIOR
Bacia do rio Paranaíba	59	3º PIOR	77	27º PIOR
Bacia do rio Grande	59	7º PIOR	71	22º PIOR

Notas: Os posicionamentos consideram um histórico de (1) 90 anos e (2) 91 anos.

Notadamente, em termos de afluências verificadas na bacia do rio Paraná, no trecho da sua calha principal, destacamos como a 2^a pior série verificada no período de dezembro a novembro de 2021 nos últimos 50 anos, desde 1971.

O armazenamento equivalente dos reservatórios da bacia do rio Paraná, incluindo seus principais afluentes, em 31/12/2021, correspondeu a 21,9% de sua capacidade máxima, o que se configura como o 5º pior armazenamento no período de operação do SIN desde o ano 2000. A Tabela 3-2 mostra a situação do armazenamento dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná e seus afluentes, em relação às suas capacidades máximas.

Tabela 3-2: Armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná

Bacia	Reservatório	Armazenamento (% do máximo)		
		31/12/2021	Posição no histórico	No ano anterior (31/12/2020)
Grande	Furnas	29,3	9º PIOR	16,8
	M. Moraes	32,2	4º PIOR	38,4
	Marimbondo	10,6	PIOR	13,9
	A. Vermelha	12,4	2º PIOR	9,9
Paranaíba	Nova Ponte	15,8	5º PIOR	10,8
	Emborcação	20,0	7º PIOR	8,6
	Itumbiara	28,1	11º PIOR	10,0
	São Simão	14,3	2º PIOR	10,4
Paraná	I. Solteira	0,0	PIOR	50,5
Tietê	Três Irmãos	0,0	PIOR	51,8

Nota: O posicionamento considera um histórico de 22 anos de operação, desde o ano 2000.

Considerando a relevância hidroenergética das usinas hidroelétricas localizadas na bacia do rio Paraná, principalmente em termos de capacidade de armazenamento de recursos, conforme mencionado, a situação hidroenergética desfavorável na qual se encontra a bacia do rio Paraná requer atenção.

Nesse contexto, cabe mencionar a emissão do primeiro Alerta de Emergência Hídrica pelo Sistema Nacional de Meteorologia (SNM), conforme Nota Conjunta INMET/INPE/CENSIPAM de 27/05/2021, associado à escassez de precipitação para a Região Hidrográfica da Bacia do Paraná que abrange os estados de Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso do Sul, São Paulo e Paraná para o período de junho a setembro de 2021. Na sequência, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) declarou a situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná, por meio da Resolução ANA Nº 77/2021, emitida em 01/06/2021. No Art. 3º dessa Resolução ficou estabelecido que a ANA estabelecerá Grupo Técnico de Assessoramento da Situação da Região Hidrográfica do Paraná (GTA-RH Paraná), com a participação dos órgãos gestores dos recursos hídricos dos Estados abrangidos. Esse grupo foi criado, em 02/06/2021, pela Portaria ANA Nº 377.

Como destacado anteriormente, no período de janeiro de 2021 a dezembro de 2021 verificou-se a pior condição hidrológica do SIN para essa época do ano em

todo o histórico de 91 anos, sendo que cada subsistema apresentou as condições hidrológicas para esse período conforme indicadas na Tabela 3-3.

Tabela 3-3: Afluências no SIN em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de janeiro/2021 a dezembro/2021 e mês de dezembro de 2021

Subsistemas/SIN	Janeiro/2021 a Dezembro/2021 ⁽¹⁾		Dezembro de 2021 ⁽²⁾	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição
SE/CO	72	6º PIOR	89	32º PIOR
S	65	15º PIOR	29	3º PIOR
NE	54	8º PIOR	101	42º MELHOR
N	92	33º PIOR	187	2º MELHOR
SIN	73	PIOR	96	41º PIOR

Nota: Os posicionamentos consideram um histórico de (1) 90 anos e (2) 91 anos.

Na Tabela 3-4 pode ser verificado o reflexo dessa condição hidrológica severa nos armazenamentos dos subsistemas do SIN ao final do mês de dezembro de 2021, em comparação com o ano anterior e com o histórico de armazenamentos. Ainda que com uma afluência próxima à média no mês de dezembro, para o SIN, houve crescimento de cerca de 8,4 pontos percentuais em sua capacidade máxima no período compreendido entre 31/12/2020 (24,7%) e a mesma data deste ano (33,1%).

Tabela 3-4: Armazenamentos do SIN e de seus subsistemas

Subsistema / SIN	Armazenamento (% máximo)		
	31/12/2021	Posição no histórico	No ano anterior (31/12/2020)
Sudeste/Centro-Oeste	25,7	5º PIOR	18,7
Sul	42,8	4º PIOR	27,6
Nordeste	52,4	6º MELHOR	46,1
Norte	54,7	2º MELHOR	28,1
SIN	33,1	10º PIOR	24,7

Nota: O posicionamento considera um histórico de 22 anos de operação, desde o ano 2000.

3.2 Operação hidráulica do SIN

Diante do contexto hidrológico desfavorável nas principais bacias hidrográficas do SIN desde a transição do período seco de 2020 para o período chuvoso 2020/2021, o ONS vem identificando a necessidade de adoção de medidas adicionais para assegurar o atendimento eletroenergético do SIN e submetendo, desde então, a aprovação dessas medidas no âmbito do CMSE, sob o comando do MME. Destaca-se, dentre o conjunto de medidas recomendadas pelo ONS, a flexibilização de restrições operativas hidráulicas para a preservação das condições de armazenamento no SIN. Ainda na transição do período seco de 2020 para o período chuvoso de 2020/2021, ressaltam-se as seguintes medidas que foram tomadas:

- A operação do reservatório da UHE Furnas abaixo da cota 756m, conforme ressalva prevista na proposta de regra operativa para os reservatórios das UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes elaborada pelo Setor Elétrico para o período seco do ano de 2020.
- A utilização dos recursos hidroenergéticos dos reservatórios da bacia do rio Paranapanema, abaixo dos valores de armazenamento recomendados pela Sala de Crise coordenada pela ANA dessa bacia (de 20%VU, para os reservatórios das usinas hidroelétricas de Jurumirim, Chavantes e Capivara).
- A flexibilização do nível mínimo do reservatório da UHE Itaipu até cota 216m.
- As operações não convencionais de vertimento na UHE Mascarenhas de Moraes, no período de 25/11/2020 a 20/12/2020 e de vertimento na UHE Chavantes, entre os dias 02/12/2020 e 10/12/2020, na bacia do rio Paranapanema, por essas usinas serem gargalos hidráulicos na operação naqueles momentos.
- A flexibilização da vazão máxima defluente dos reservatórios da bacia do rio São Francisco estabelecida na Resolução ANA nº 2.081/2017 para dezembro de 2020, a qual foi autorizada pela Resolução ANA nº 51/2020, de 03/12/2020.
- A flexibilização da cota mínima operativa da UHE Ilha Solteira de 325,40m para 324,80m, no período de 07/12/2020 até 15/01/2021, autorizada pela Resolução ANA nº 55/2020 de 07/12/2020. Sobre essa medida, cabe mencionar que não foi necessário deplecionar o reservatório da UHE Ilha Solteira abaixo da cota mínima de 325,40m durante esse período.

- O envio, em dezembro de 2020, das correspondências CTA-ONS DGL 1048/2021 e 1049/2021 aos agentes de geração responsáveis pelas UHE Jupiá e Porto Primavera, CTG-Brasil (CTG) e Companhia Energética de São Paulo (CESP), respectivamente, com a solicitação de avaliação da implementação da redução das vazões mínimas vigentes a jusante de seus empreendimentos com a maior brevidade possível.

A partir de janeiro de 2021, já no decorrer do período chuvoso de 2021, houve o aumento expressivo da contribuição de energia advinda das usinas localizadas nos rios Madeira, Xingu e Tocantins, situados na região Norte do País. Porém, devido às condições críticas de armazenamento nas quais se encontravam os principais reservatórios que compõem o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, notadamente os localizados na bacia do rio Paraná, buscou-se alternativas de flexibilização da operação hidráulica das usinas hidroelétricas, com o objetivo de aproveitar o período úmido para alcançar a máxima recuperação dos níveis de armazenamentos dos reservatórios da bacia do rio Paraná para o enfrentamento do período seco do ano de 2021.

A seguir, são apresentadas as principais diretrizes operativas hidráulicas que se fizeram necessárias ao longo do ano de 2021 até o presente momento, para as usinas hidroelétricas integrantes do SIN, com o objetivo de assegurar melhores condições para o atendimento eletroenergético até desde o período de transição entre o período seco de 2021 e período úmido 2021/2022. Essas diretrizes são referentes à operação de usinas nas bacias dos rios: a) Paraná; b) São Francisco; e c) Tocantins.

Cabe destacar que essa operação hidráulica ocorre considerando o uso de outras fontes de geração, a maximização das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas e o cumprimento de regulamentações vigentes de atendimento a usos múltiplos, a exceção de casos nos quais há autorizações prévias dos órgãos competentes para a prática de operação diferenciada.

Ainda sobre a operação hidráulica das usinas hidroelétricas do SIN, também é de extrema relevância mencionar que durante o ano de 2021 foi instituída, em 28/06/2021, pela Medida Provisória nº 1.055, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG). Essa Câmara teve como objetivo estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País e suas atividades foram encerradas em 5 de novembro de 2021.

Após o encerramento das atividades da CREG, destaca-se a formalização das ações indicadas no “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/ 2021 a abril/2022” (documento

enviado ao ONS em 20/10/2021 por meio do Ofício Nº 77/2021/CD/ANA) com a promulgação das seguintes resoluções, vigentes durante o período de 01/12/2021 até 30/04/2022:

- Resolução ANA Nº 108, de 19/11/2021, que dispõe sobre condições temporárias para operação dos reservatórios de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba;
- Resolução ANA Nº 110, de 23/11/2021, que dispõe sobre condições de operação temporárias complementares às outorgas dos reservatórios de Furnas e Marechal Mascarenhas de Moraes, no rio Grande; e
- Resolução ANA Nº 111, de 29/11/2021, que dispõe sobre as recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional.

a) Bacia do rio Paraná

Defluências mínimas de Jupiá e Porto Primavera

Simulações executadas pelo ONS demonstraram que a geração hidráulica compulsória necessária para o atendimento das defluências mínimas das usinas de Jupiá e Porto Primavera eram o principal fator limitante para proporcionar o ganho energético do incremento de geração proveniente de outras fontes, incluindo o despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito, para a obtenção de melhores condições de armazenamento nos reservatórios da bacia do rio Paraná.

Antecipando-se ao problema proveniente da adoção dessas restrições de defluências mínimas e com o objetivo de melhorar os níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas da bacia do rio Paraná, o ONS tomou medidas necessárias para buscar viabilizar as reduções de defluências mínimas das usinas hidroelétricas de Jupiá e Porto Primavera, em complementação à ação supramencionada de solicitação feita aos agentes de operação ainda em dezembro de 2020, conforme o histórico a seguir:

- Realização de reuniões com os agentes, em fevereiro de 2021, ocasiões nas quais os agentes informaram sobre a viabilidade de flexibilização das restrições após o período de piracema, sujeita à comunicação prévia ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

- Realização de reunião, em 24/02/2021, envolvendo o MME, IBAMA, ONS e agentes, na qual foram acordadas as flexibilizações das defluências mínimas, cabendo aos agentes a formalização delas ao IBAMA e ao ONS.
- Solicitação à ANA (Carta CTA-ONS DOP 119/2021), em 20/02/2021, de anuência para que fosse realizada a redução das vazões defluentes mínimas das usinas de Jupiá, de 4.000m³/s para 3.700m³/s, e de Porto Primavera, de 4.600m³/s para 4.300m³/s. Em 23/02/2021, a ANA emitiu o Ofício nº 4/2021/AH-VS/ANA concedendo a anuência para essa redução. Esse Ofício foi encaminhado à CTG e à CESP, com a solicitação de que esses agentes tomassem as providências necessárias para que essas reduções fossem praticadas.
- Redução das vazões defluentes mínimas da UHE Porto Primavera para 4.300 m³/s, a partir do dia 01/03/2021, e da UHE Jupiá para 3.700m³/s, a partir do dia 02/03/2021.
- Solicitação do ONS aos agentes, em 22/03/2021, de nova flexibilização das vazões defluentes mínimas das usinas de Jupiá e Porto Primavera para os valores de 2.500m³/s e 3.300m³/s, respectivamente.
- Realização de reuniões entre MME, ONS e ANA, em 24/03/2021, e IBAMA, em 25/03/2021, para tratar sobre as condições de atendimento do SIN ao longo de 2021.
- Realização de reunião, em 01/04/2021, entre representantes do MME, ONS, ANA, IBAMA e agentes para discutir a realização de testes para nova redução das defluências mínimas das usinas de Jupiá e Porto Primavera.
- Envio dos agentes ao IBAMA, em 07/04/2021, de correspondência com os planos para monitoramento ambiental a serem praticados nos testes de redução das vazões mínimas. Os testes de redução das defluências mínimas dessas usinas foram previstos para ocorrerem no período de 21 a 25 abril de 2021, todavia, acabou não sendo executado nesse período por não haver ainda autorização específica do IBAMA.
- Os testes foram realizados no período de 10 a 15 de maio de 2021, após autorização do IBAMA, concedida pelos Ofícios nº 98/2021 e nº 99/2021, de 03/05/2021, de acordo com os planos de testes encaminhados pelos agentes CESP e CTG. As reduções de defluências praticadas nesses testes foram: de 3.700m³/s para 3.200m³/s, na UHE Jupiá, e de 4.300m³/s para 3.800m³/s, na UHE Porto Primavera, tendo sido realizadas reduções de 100m³/s por dia.

- Solicitação do ONS aos agentes, em 07/05/2021, para que as vazões mínimas alcançadas ao final dos testes fossem mantidas e que a amplitude da redução da vazão fosse maior. Em 11/05/2021, os agentes enviaram correspondências ao IBAMA com essa solicitação feita pelo ONS. Em 12/05/2021, o IBAMA autorizou a manutenção das vazões mínimas alcançadas ao final dos testes, através do Despacho nº 9927227/2021, no qual também consta que o aumento de amplitude de redução da defluência mínima só seria autorizado após análise dos relatórios consolidados dos testes, assim como da avaliação de nova proposta de monitoramento para as reduções indicadas.
- Em 18/05/2021, foram enviadas ao ONS as correspondências CT/G/281/2021, da CESP, e CTA-D-GAG_PAR-005-21-R2, da CTG, informando que as vazões defluentes mínimas após os testes foram fixadas em 3.900 m³/s e 3.300 m³/s, respectivamente, para a operação das UHE Porto Primavera e Jupiá. Essas vazões foram consideradas como sendo as mínimas possíveis de serem praticadas, sob o risco de ocorrência de impactos socioambientais.
- Em 19/05/2021, foi realizada reunião com CESP, CTG, MME, ANEEL e ONS. Houve, na ocasião, apresentação aos agentes da imprescindibilidade da redução das vazões no trecho baixo do rio Paraná para garantir condições mínimas de governabilidade hidráulica na bacia do rio Paraná, com reflexos no atendimento eletroenergético do SIN e nas condições ambientais no baixo Paraná. Os agentes manifestaram suas preocupações com os riscos ambientais, institucionais e jurídicos decorrentes dessa condição operativa, solicitando o apoio institucional do Setor Elétrico Brasileiro para buscar viabilizar a continuidade da redução das vazões.
- Em 27/05/2021, na 248^a reunião extraordinária do CMSE, foi deliberado que as empresas concessionárias Companhia Energética São Paulo (CESP) e Rio Paraná Energia S.A. (CTG) e o ONS deveriam promover as ações necessárias para flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupiá e Porto Primavera em 2.300 m³/s e 2.700 m³/s, respectivamente, a partir de 1º julho de 2021, com a realização dos testes de redução das vazões em junho de 2021.
- Em 31/05/2021, o ONS enviou as Correspondências CTA-ONS DGL 1048-2021, para a CTG, e CTA-ONS DGL 1049-2021, para a CESP, solicitando que, face à deliberação do CMSE, essas empresas tomassem as medidas necessárias para a viabilização da flexibilização da defluência mínima das usinas de Jupiá e Porto Primavera para os valores de 2.300m³/s e 2.700m³/s, respectivamente, durante todo o ano de 2021.

- Em 05/06/2021, o IBAMA emitiu o Parecer Técnico Nº 107/2021-COHID/DILIC sobre a análise dos planos de trabalho para a realização de novos ensaios de redução de vazão das defluências das UHE Jupiá e Porto Primavera. Nesse documento, a equipe técnica deste Instituto recomendou que as reduções não fossem continuadas.
- Com o objetivo de apresentar ao IBAMA a situação sensível na qual se encontrava a bacia do rio Paraná, o ONS enviou a este Instituto, em 07/06/2021, por meio da Carta CTA-ONS DOP 1089/2021, a Nota Técnica ONS DOP 0063/2021, com título “Avaliação Hidráulica para a Bacia do Rio Paraná Visando Manter a Governabilidade Hidráulica da Bacia (Junho/2021)”. Nesse documento é apresentada a situação hidrológica desfavorável da bacia do Paraná bem como a falta de perspectivas de melhoria dessa situação ao longo do período seco de 2021 e que, para assegurar a governabilidade hidráulica da bacia, seria de extrema relevância a redução das vazões mínimas do trecho baixo do rio Paraná.
- A partir da análise do exposto pelo ONS nas Notas Técnicas NT-ONS DOP 0059/2021 e NT-ONS DOP 0063/2021, em 07/06/2021, o IBAMA emitiu o Despacho nº 10110358/2021-CGTEF/DILIC direcionado à Presidência do Instituto, aprovando a solicitação de retomada dos testes de redução das defluências da UHE Porto Primavera para até 2.700m³/s e da UHE Jupiá para a até 2.300m³/s, durante o período de junho a 31 de outubro de 2021.
- Ainda no dia 07/06/2021, a ANA emitiu o Ofício nº 99/2021/AA-CD/ANA, no qual informa que não se opõe às reduções e reconhece a necessidade de flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupiá e Porto Primavera para até 2.300 m³/s e até 2.700 m³/s, respectivamente.
- Adicionalmente, foi publicada pelo MME a Portaria nº 524, de 11 de junho de 2021, na qual se estabeleceu que os concessionários das UHE Jupiá e Porto Primavera deveriam realizar imediatamente os testes de redução de defluência mínima em suas usinas e que os valores de até 2.300m³/s e 2.700m³/s, respectivamente, fossem atingidos a partir de 01/07/2021.
- A redução das defluências iniciou-se em 15/06/2021 na UHE Jupiá, partindo de 3.300m³/s e atingindo 2.300m³/s em 25/06/2021. Na UHE Porto Primavera, por sua vez, a redução das defluências iniciou-se em 16/06/2021, partindo de 3.900m³/s e alcançando o valor de 2.900m³/s em 26/06/2021.
- Em reunião com participação de representantes do ONS, CTG e CESP, realizada em 28/06/2021, a CESP informou que a redução da defluência da UHE Porto Primavera para valores inferiores a 2.900m³/s causaria

impactos ambientais de proporções elevadas. As defluências mínimas das usinas hidroelétricas de Jupiá e Porto Primavera foram flexibilizadas, então, para os valores de 2.300m³/s e 2.900m³/s, respectivamente.

- Em 28/06/2021, foi instituída a CREG que, já em sua segunda reunião, realizada em 08/07/2021, determinou que a vazão mínima da UHE Porto Primavera fosse estabilizada em valores próximos a 2.900 m³/s, e que a vazão defluente da UHE Jupiá fosse próxima de 2.300 m³/s, com vistas a preservar o armazenamento das usinas hidroelétricas a montante. Em sua terceira reunião, ocorrida em 05/08/2021, a CREG determinou que o ONS, em conjunto com a ANA, IBAMA e agentes concessionários, realizassem os estudos necessários relativos à permanência de flexibilizações hidráulicas, em montantes a serem avaliados, nas usinas hidrelétricas Jupiá e Porto Primavera ao longo do próximo período úmido, compreendendo os meses entre dezembro/2021 e abril/2022.
- Em reunião celebrada no dia 20/08/2021 com participação de representantes da CESP e CTG, o ONS expôs a necessidade de iniciar o aumento das defluências da UHE Porto Primavera, para a garantia de atendimento eletroenergético do SIN por meio da geração das usinas da cascata do Paraná, em especial, na UHE Ilha Solteira, conforme cotas flexibilizadas pela CREG para essa usina que constam nas atas da 2^a e 3^a reuniões. Assim, a partir de 21/08/2021 as defluências da UHE Porto Primavera foram aumentadas, retornando-se à prática dos valores mínimos na UHE Jupiá no início de outubro de 2021.
- No dia 25/08/2021, o ONS enviou as Cartas CTA-ONS DOP/PR 1783/2021, para a CTG, e CTA-ONS DOP/PR 1784/2021, para a CESP, solicitando que esses agentes de geração informassem quais seriam os novos valores de defluências mínimas que poderiam ser praticadas, respectivamente, nas UHE Jupiá e Porto Primavera em condições normais de operação.
- A partir de 26/08/2021 passaram a ser considerados novos valores de defluências mínimas para essas usinas, de 4.000m³/s para a UHE Jupiá e de 3.900m³/s para a UHE Porto Primavera, conforme correspondência CTA-D-GAG-PAR-016-21-RO, encaminhada pela CTG Brasil ao ONS em 31/08/2021, e as declarações feitas através do Formulário de Solicitação de Alteração de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 212/2018 e nº 2135/2021, para as UHE Jupiá e Porto Primavera, respectivamente. A partir de 03/09/2021, novo valor de defluência mínima foi cadastrado para a UHE Jupiá, de 3.700m³/s, por meio do FSARH 2151/2021.
- Em 10/09/2021, a CESP encaminhou ao IBAMA, por meio da Carta CT/G/381/2021, a nota técnica NT/GS/08/2021, referente à permanência

de flexibilização hidráulica na UHE Porto Primavera nos meses compreendidos entre dezembro de 2021 e abril de 2022. Dentre as conclusões apresentadas nesse documento, para a defluência mínima a ser praticada no período de piracema (01/11/2021 a 28/02/2022), destaca-se:

“caso flexibilizações de vazão sejam mandatórias para UHE Porto Primavera, devido ao cenário de emergência hídrica, conclui-se que tais flexibilizações, obrigatoriamente, não atinjam valores inferiores 3.900 m³/s, para que seja mantida a operacionalidade da escada para peixes e seja reduzido o risco de morte de peixes pelas razões acima expostas”

Adicionalmente, o documento aponta que as flexibilizações após o término do período de piracema, caso seja necessária nova redução da defluência da UHE Porto Primavera, deverá ser seguido o mesmo procedimento estabelecido no Plano de Trabalho PL/GS/05/2021 - 1^a revisão, aprovado pelo IBAMA.

- Em 24/09/2021, foram enviadas as Correspondências CTA-ONS DGL 2059/2021, para a CESP, e CTA-ONS GDGL 2060/2021, para a CTG, solicitando que fossem tomadas as ações cabíveis para que as defluências das UHE Porto Primavera e Jupiá fossem reduzidas para valores abaixo de 3.900m³/s e 3.700m³/s, respectivamente, e que também fosse avaliada uma proposta de etapa inicial de redução que concilie a agilidade de sua implementação com a viabilidade de retorno a vazões mais elevadas. Essa solicitação baseou-se no fato de que, considerando os cenários de afluências, de carga e de ofertas adicionais de geração térmica e importação, para o mês de outubro de 2021, o ONS enxergou uma possibilidade de redução da geração nas usinas da bacia do rio Paraná com o objetivo de contribuir com a preservação dos recursos acumulados nos reservatórios dessa bacia, sendo a redução das defluências das UHE Jupiá e Porto Primavera um requisito importante para isso.
- Na Carta CT/G/402/2021, de 29/09/2021, a CESP propõe ao ONS que seja realizado um teste para avaliar a possibilidade de que fosse atingida a vazão mínima de 3.600m³/s na UHE Porto Primavera. Para isso, deveriam ser respeitadas uma série de premissas, com destaque para a manutenção das defluências da UHE Rosana, no rio Paranapanema acima de 1.000m³/s e que a taxa de redução seria determinada com base nas observações em campo na ocasião teste.
- Em 01/10/2021, o IBAMA emitiu o Ofício nº 1083/2021/GABIN sobre as defluências mínimas a serem praticadas pelas UHE Jupiá e Porto Primavera ao longo do período compreendido entre os meses de dezembro

de 2021 e abril de 2022. Nesse documento, o Instituto indica que, caso as instâncias competentes decidam pela continuidade da flexibilização de vazão entre os meses de dezembro/2021 e abril/2022, as seguintes proposições apresentadas pelas concessionárias devem ser observadas:

I - A flexibilização não deve atingir valores inferiores à 3.900 m³/s a jusante da UHE Porto Primavera, que foi considerada uma vazão ambientalmente segura pela CESP e que mantém a operacionalidade da escada para peixes da usina;

II - Devem ser mantidas defluências superiores à 4.000 m³/s a jusante da UHE Jupiá, quando o nível do reservatório da UHE Porto Primavera estiver operando na cota 257,00 metros; ou superiores à 3.600 m³/s, quando o nível do reservatório da UHE Porto Primavera estiver operando na cota 257,30 metros.

- Ainda em 01/10/2021, ocorreu uma reunião entre IBAMA, CESP, CTG e ONS, na qual o ONS detalhou a motivação da solicitação, realizada através das correspondências enviadas aos agentes em 24/09/2021, para que fosse avaliada uma nova ação de redução das defluências das UHE Porto Primavera e Jupiá em outubro de 2021, com possibilidade de realização de modulações, tendo em vista que eram vislumbradas condições favoráveis para que tais reduções fossem praticadas e, com isso, promover a preservação de recursos nos reservatórios localizados na bacia do rio Paraná. Na ocasião, CESP e CTG informaram que, de acordo com os estudos realizados, as defluências mínimas que poderiam ser mantidas nas UHE Porto Primavera e Jupiá, respectivamente, seriam 3.600m³/s e 3.300m³/s, até o início do período da piracema em 01/11/2021. Destacam-se os seguintes aspectos sobre a prática dessas defluências mínimas: i) para que a UHE Jupiá defluya 3.300m³/s, a UHE Porto Primavera tem de estar na cota 257,30m, sendo possível modulações de até 100m³/s a cada hora; e ii) para a redução das defluências da UHE Porto Primavera entre os patamares de 4.000m³/s e 3.600m³/s, é necessário que o rio Paranapanema esteja contribuindo com, no mínimo, 1.000m³/s para o rio Paraná, sendo possível modulações na UHE Porto Primavera de até 100m³/s a cada 2 horas. O IBAMA solicitou que a CESP e a CTG encaminhassem ao Instituto os Planos de Trabalho para a prática dessas reduções em outubro.
- Em 08/10/2021, o IBAMA emitiu o Parecer Técnico nº 180/2021-COHID/CGTREF/DILIC com o entendimento de que os Planos de Trabalho apresentados pela CESP e CTG encontravam-se adequados para o

monitoramento do mês de outubro de 2021, desde que respeitadas as premissas neles indicadas.

- A partir dessa manifestação, foram declaradas as restrições hidráulicas FSARHs 2257/2021, 2258/2021 e 2278/2021 e 2279/2021, para a UHE Jupiá, contemplando a redução das defluências mínimas de 3.700m³/s, a partir de 07/10/2021, até 3.300m³/s, valor alcançado em 11/10/2021. Para a UHE Porto Primavera, foi declarado o FSARH 2284/2021, estabelecendo a defluência mínima de 3.600m³/s a partir de 09/10/2021.
- Em 20/10/2021, a ANA encaminhou ao ONS, por meio do Ofício nº 77/2021/CD-ANA, o “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/ 2021 a abril/2022”. Nesse documento, a ANA informa que a operação indicada para os reservatórios de Jupiá é Porto Primavera é a manutenção das defluências no mesmo nível das mínimas autorizadas, temporária ou permanentemente, pelos órgãos ambientais competentes, conforme as avaliações ambientais realizadas.
- Ao longo do mês de novembro de 2021 ocorreram 3 reuniões do Grupo Técnico de Assessoramento da Situação da Região Hidrográfica do Paraná – GTA-RH Paraná¹ (em 03/11/21, 12/11/21, e 23/11/21), coordenadas pela ANA, ocasiões nas quais se discutiu notadamente a importância em se reduzir as defluências da UHE Jupiá, no período de piracema, com o objetivo de melhorar as condições de armazenamento de reservatórios localizados a montante dessa usina.
- Em 22/11/2021, a CTG enviou à ANA a correspondência REG 43/2021, informando que, em função das discussões nas reuniões do GTA-RH Paraná, foi elaborado um Plano Técnico para a realização de estudos adicionais, em caráter tentativo, para a prática de defluências abaixo de 3.600m³/s até 3.300m³/s na UHE Jupiá, durante o período de novembro de 2021 a fevereiro de 2022. Nesse documento é destacado que, para que o Plano Técnico possa ser executado, após a aprovação do IBAMA, é essencial que os órgãos e gestores competentes, no âmbito das competências de cada instituição e por meio das governanças já

¹ Grupo composto pelas seguintes entidades:

Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA);

Instituto Mineiro de Gestão das Águas (IGAM), do Estado de Minas Gerais;

Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SE MAD/GO), do Estado de Goiás;

Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE), do Estado de São Paulo;

Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul (IMASUL), do Estado do Mato Grosso do Sul; e

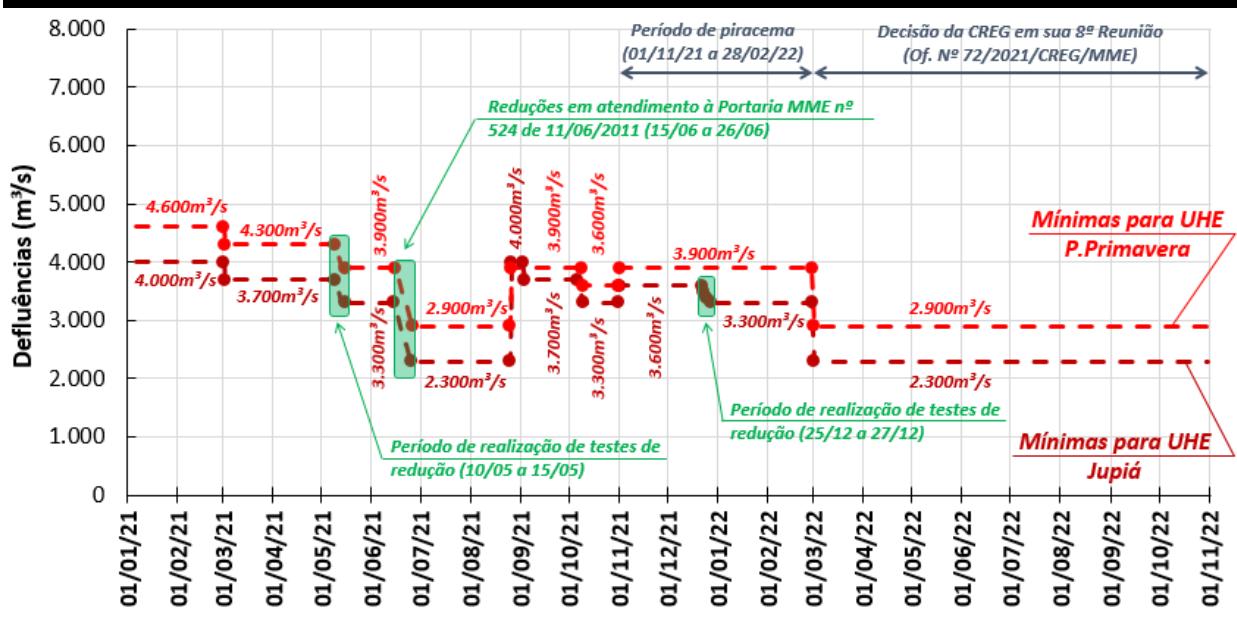
Instituto Água e Terra (IAT), do Estado do Paraná.

estabelecidas, definam um novo e diverso parâmetro referente à defluência mínima a ser observada na UHE Jupiá.

- Através do Ofício nº 112/2021/CD/ANA, emitido em 26/11/2021, a ANA encaminhou ao ONS a Manifestação Conjunta, elaborada pelas entidades que compõem o GTA-RH Paraná, com o reconhecimento da necessidade de se buscar a redução da vazão mínima defluente, de 3.600m³/s, da UHE Jupiá no período de novembro de 2021 a fevereiro de 2022.
- Após tratativas com o IBAMA, o Plano de Trabalho para a redução das defluências da UHE Jupiá de 3.600m³/s para 3.300m³/s foi aceito e os testes se iniciaram em 23/12/2021, com o valor de 3.300m³/s sendo atingido em 27/12/2021.
- Na reunião de encerramento as atividades da CREG (8^a Reunião Ordinária), decidiu-se que, no período de março de 2022 a outubro de 2022, as usinas hidroelétricas de Jupiá e Porto Primavera devem operar com defluências mínimas de 2.300m³/s e 2.900m³/s, respectivamente, sendo possível ajustes dos valores de defluência mínima para patamares superiores conforme a necessidade operativa para atendimento energético ao SIN e para atendimento às recomendações e exigências dos órgãos de licenciamento ambiental, associadas a essa operação determinada.
- Em 29/11/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 111/2021, na qual foram estabelecidas recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do SIN no período de dezembro de 2021 a abril de 2022. No artigo 7º dessa Resolução consta que a operação dos reservatórios das UHE Jupiá e Porto Primavera deverá ser realizada de forma limitar as vazões defluentes médias mensais a valores próximos ao requisito mínimo ambiental em cada mês, em ambos os reservatórios.

Considerando o histórico apresentado, na Figura 3-3 são apresentadas, de modo resumido, as flexibilizações das defluências mínimas das UHE Jupiá e Porto Primavera do período de janeiro de 2021 até outubro de 2022.

Figura 3-3: Evolução das reduções de defluências mínimas das UHE Jupiá e Porto Primavera de janeiro de 2021 até final de outubro de 2022



Cumpre mencionar que mesmo com a implementação da flexibilização das vazões mínimas defluentes das UHE Jupiá e Porto Primavera, conforme mostrado na figura acima, bem como a manutenção das deliberações do CMSE de aumento de recursos energéticos para a melhoria das condições de armazenamento, os níveis d'água dos reservatórios localizados na bacia do rio Paraná não obtiveram uma recuperação satisfatória até o final de dezembro de 2021. São três os fatores que conduziram a esse quadro adverso:

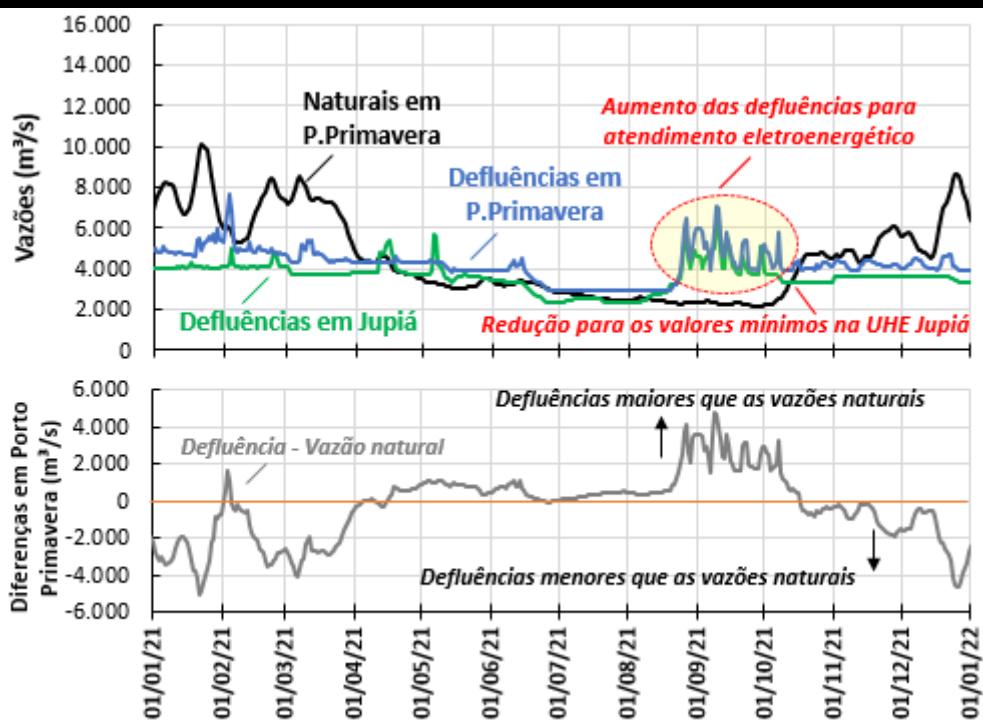
- Afluências: conforme abordado no capítulo 3 deste documento, na bacia do rio Paraná considerando suas bacias formadoras, foi observada no período de janeiro a dezembro de 2021 a quarta pior sequência hidrológica do histórico nessa região, situando-se significativamente abaixo da Média histórica de Longo Término (MLT), com 64% da Média de Longo Término (MLT).
- Restrições de defluências mínimas: a existência das restrições hidráulicas relacionadas às defluências mínimas a serem mantidas na calha do rio Paraná, a jusante das usinas de Jupiá e Porto Primavera, acabaram impondo a necessidade de uma geração hidráulica em toda a cascata de usinas nos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paraná, tendo em vista que essas usinas não possuem reservatórios com capacidade de regularização das vazões. Durante o período úmido de 2020/2021, as flexibilizações que gradualmente foram implementadas no primeiro semestre de 2021 propiciaram apenas uma atenuação da taxa de esvaziamento dos

reservatórios das bacias dos rios Grande e Paranaíba, sem possibilitar uma recuperação dos armazenamentos desses reservatórios. Todavia, cumpre destacar que a prática de defluências reduzidas no período seco do ano de 2021 nas UHE Jupiá e Porto Primavera contribuiu para que não houvesse a deterioração dos armazenamentos de cabeceira da bacia do rio Paraná devido à necessidade de garantir uma geração hidráulica compulsória; e

- Atendimento eletroenergético do SIN: entre a segunda quinzena de agosto de 2021 e início de outubro de 2021, tendo em vista o aumento da carga do SIN, mesmo com o uso de todos os recursos térmicos e importação de energia disponíveis, além da flexibilização de critérios de transmissão dos subsistemas Norte e Nordeste para uso dos recursos disponíveis nesses subsistemas, houve a necessidade de aumentar a geração hidráulica da bacia do rio Paraná.

Complementado o que já foi exposto, na Figura 3-4 consta o acompanhamento das defluências na UHE Jupiá e das vazões naturais e defluências na UHE Porto Primavera, no período de janeiro a dezembro de 2021. Como pode ser observado nessa figura, desde a segunda quinzena de abril de 2021, as restrições de Jupiá e de Porto Primavera têm demandado a prática de vazões defluentes superiores às baixas vazões naturais verificadas ao longo do ano 2021, conduzindo ao deplecionamento dos reservatórios da bacia do rio Paraná. Além disso, também é possível verificar o aumento das defluências a partir de 21/08/2021 e até o início do mês de outubro devido à necessidade de atendimento à demanda do SIN, conforme mencionado anteriormente, e a redução das defluências na UHE Jupiá que houve a partir da primeira quinzena de outubro, a qual se manteve até final de dezembro de 2021.

Figura 3-4: Defluências praticadas nas UHE Jupiá e Porto Primavera, vazões naturais na UHE P. Primavera e diferenças entre as vazões defluentes e naturais na UHE P. Primavera



Para este Estudo Prospectivo, foram consideradas as seguintes defluências:

- UHE Jupiá: 3.300 m³/s para janeiro e fevereiro/2022; 2.500 m³/s para março/2022; e 2.300m³/s para os meses de abril até junho/2022.
- UHE Porto Primavera: 3.900 m³/s para janeiro e fevereiro/2022; 3.100 m³/s para março/2022; e 2.900m³/s para os meses de abril até junho/2022.

Furnas e Mascarenhas de Moraes

Em 12/02/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 63/2021, na qual foram estabelecidas condições operativas para os reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Morares no período de 22/02/2021 até 31/05/2021. Essas condições operativas estão esquematizadas na Figura 3-5.

Figura 3-5: Regra operativa para os reservatórios de Furnas e M. Moraes, estabelecidas na Resolução ANA nº 63/2021

FURNAS	M.MORAES
Cota >=762m (56%VU): $Q_{def,máx,méd,sem} = 500m^3/s$	Cota >=663m (71%VU): $Q_{def,máx,méd,sem} = 500m^3/s$
Cota < 762m (56%VU): $Q_{def,máx,méd,sem} = 400m^3/s$	Cota < 663m (71%VU): $< (Q_{def, méd, dia ant})$ até $370m^3/s$

Na Nota Técnica ONS DGL 0059-2021, de maio de 2021, foram apresentados os resultados de uma avaliação realizada pelo ONS, considerando o cenário de vazões afluentes obtido a partir da chuva observada no ano de 2020. Para o caso em que a vazão mínima de Porto Primavera foi flexibilizada e considerando a operação das usinas de Furnas e Mascarenhas de Morares, conforme Resolução ANA Nº 63/2021, verificou-se que:

- os armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paranaíba atingiram valores entre 10% e 7% de seus volumes úteis em julho de 2021; e
- os armazenamentos dos reservatórios do baixo rio Grande ficariam com armazenamentos em torno de 7% de seus volumes úteis em julho de 2021.

Essa nota técnica ainda destaca que, de forma a proporcionar maior equilíbrio entre os armazenamentos das bacias dos rios Grande e Paranaíba, para mitigar os riscos de atendimento eletroenergético do SIN e para permitir melhor governabilidade da cascata do rio Paraná e seus afluentes, é recomendável que também sejam explorados os recursos armazenados na bacia do rio Grande. Sendo assim, esse documento expõe a recomendação de que as UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes não tenham limitações das defluências máximas médias mensais inferiores a $800m^3/s$ e $900m^3/s$, respectivamente, de junho a setembro de 2021.

A apresentação desses resultados na 248ª Reunião (Extraordinária) do CMSE, realizada em 27 de maio de 2021, ensejou a seguinte deliberação desse Comitê:

IV - Operação das UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes: flexibilização da operação das usinas com defluências máximas médias mensais limitadas a 800 m³/s e 900m³/s, respectivamente, entre 1º de junho e 30 de setembro de 2021, e de acordo com as necessidades da operação eletroenergética entre 1º de outubro e 30 de novembro de 2021.

Cumpre destacar que as defluências médias verificadas no período de 01/06/2021 a 30/11/2021 foram de 539m³/s, na UHE Furnas, e de 643m³/s, na UHE Mascarenhas de Moraes. Os valores das defluências médias mensais praticadas de junho a dezembro de 2021 encontram-se relacionados na Tabela 3-5.

Tabela 3-5: Defluências médias mensais (m³/s) praticadas nas UHE Furnas e M. Moraes de junho a novembro de 2021

Meses de 2021	Furnas	M. Moraes
Junho	794	906
Julho	532	729
Agosto	683	757
Setembro	395	454
Outubro	318	384
Novembro	511	629
Dezembro	347	339

Em 14/06/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 80/2021, estabelecendo que, até o dia 30 de novembro de 2021, os reservatórios das UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes devem ser operados acima das cotas mínimas de 754,18m e 655,57m, respectivamente, as quais representam 15% dos volumes úteis de cada reservatório.

Em sua 5ª Reunião (Extraordinária), realizada em 31/08/2021, a CREG determinou ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, que operassem os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, mediante flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários de que trata o inciso III do art. 1º da Lei nº 9.433/1997. Dessa forma, os valores de armazenamento mínimo ao final do mês de novembro de 2021 estabelecido pela Resolução ANA nº 80/2021 deixaram de ser restrições operativas.

Em 23/11/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 110/2021, na qual foram estabelecidas condições de operação temporárias, vigentes de 01/12/2021 até 30/04/2022, complementares às outorgas dos reservatórios de Furnas e Marechal Mascarenhas de Moraes, no rio Grande.

Nessa resolução, houve a alteração da limitação da máxima vazão defluente média semanal da UHE M. Moraes, que passou a ser 370m³/s em vez de 400 m³/s, que foi o valor apresentado inicialmente no “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/ 2021 a abril/2022” (enviado ao ONS em 20/10/2021 por meio do Ofício Nº 77/2021/CD/ANA). A seguir, constam as regras operativas dessa resolução para cada reservatório.

- UHE Furnas: A defluência média no período de 1º de dezembro de 2021 até 30 de abril de 2022 não poderá superar 300m³/s e a máxima vazão defluente média semanal deverá ser 400m³/s; sendo permitida a tolerância de variação dessa defluência de até 5% para mais ou para menos e tornar-se suspensa essa limitação de defluência quando o reservatório atingir 70% do seu volume útil.
- UHE M. Moraes: A defluência média no período de 1º de dezembro de 2021 até 30 de abril de 2022 não poderá superar 300m³/s e a máxima vazão defluente média semanal deverá ser 370m³/s; sendo permitida a tolerância de variação dessa defluência de até 5% para mais ou para menos e tornar-se suspensa essa limitação de defluência quando o reservatório atingir 70% do seu volume útil.

Para este Estudo Prospectivo, considerou-se o cumprimento das restrições de defluências estabelecidas na Resolução ANA nº 110/2021 (até abr./22) para os reservatórios de Furnas e M. Moraes, bem como o respeito à cota mínima de 655,30m no reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes (associada a cerca de 13% do volume útil desse reservatório).

Emborcação e Itumbiara

Em 19/11/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 108/2021, na qual foram estabelecidas condições temporárias, vigentes de 01/12/2021 até 30/04/2022, para operação dos reservatórios de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba. A seguir, constam as regras operativas dessa resolução para cada reservatório.

- UHE Emborcação: Vazão defluente máxima média semanal de 140 m³/s, sendo permitida a tolerância de variação dessa defluência de até 15% para mais ou para menos. Além disso, torna-se suspensa essa limitação de defluência quando o reservatório atingir 70% do seu volume útil.
- UHE Itumbiara: Vazão defluente máxima média semanal de 490m³/s (quando o nível d'água armazenado estiver abaixo da cota 508,11m – 40%VU), e de 784 m³/s (quando o nível d'água armazenado for igual ou superior à cota 508,11m – 40%VU); sendo permitida a tolerância de variação dessa defluência de até 5% para mais ou para menos. Essa limitação de defluência é suspensa quando o reservatório atingir 70% do seu volume útil.

Para este Estudo Prospectivo, considerou-se o cumprimento das restrições de defluências estabelecidas na Resolução ANA nº 108/2021 (até abr./22) para os reservatórios de Emborcação e Itumbiara.

Ilha Solteira e Três Irmãos e respectivo reflexo na hidrovia Tietê-Paraná

Conforme mencionado anteriormente, no final de 2020 até início de 2021 (de 07/12/2020 até 15/01/2021), foi autorizada a flexibilização da cota mínima operativa da UHE Ilha Solteira de 325,40m para 324,80m, conforme Resolução ANA nº 55/2020, de 7 de dezembro de 2020. Destaca-se que acabou não sendo necessário deplecionar o reservatório da UHE Ilha Solteira abaixo da cota 325,40m durante o período autorizado.

Através dos estudos consubstanciados na Nota Técnica ONS DPL 0059-2021 de maio/2021, foram apresentados os resultados de análise feita pelo ONS, considerando o cenário de vazões afluentes obtido a partir da chuva observada no ano de 2020. Para o caso em que a restrição de vazão mínima a jusante da UHE Porto Primavera foi flexibilizada e em que foi considerada a operação das usinas de Furnas e Mascarenhas de Morares em conformidade com a Resolução ANA nº 63/2021, foi verificada a necessidade de operação dos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos abaixo do nível mínimo operativo de 325,40m ao longo de julho de 2021, o que representaria reflexos na navegação da hidrovia Tietê-Paraná.

A apresentação desses resultados na 248^a Reunião (Extraordinária) do CMSE, realizada em 27 de maio de 2021, ensejou a seguinte deliberação deste Comitê:

II - Flexibilização nas UHE Ilha Solteira e Três Irmãos: flexibilização do nível mínimo da UHE Ilha Solteira abaixo da cota 325,4 metros, estabelecida na Outorga nº 1297, de 1º de julho de 2019, emitida pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA, a partir de 1º de julho de 2021, com consequente impacto na operação da UHE Três Irmãos.

Em 27/05/2021, o MME encaminhou à ANA o Ofício nº 8/2021/CMSE-MME com a Ata da 248^a Reunião (Extraordinária) do CMSE de 27/05/2021 anexada. Nesse Ofício, o MME recomenda que a ANA reconheça a severidade da situação hidroenergética das principais bacias do SIN e solicita que a Agência analise as questões apontadas pelo CMSE no documento. Em complemento às informações do Ofício nº 8/2021/CMSE-MME, em 31/05/2021, foi enviada à ANA a Nota Técnica ONS DGL 0059/2021 por meio do Ofício nº 13/2021/CMSE-MME.

No Ofício nº 103/2021/AA-CD/ANA, emitido em 10/06/2021, a ANA solicitou ao MME que fossem prestados esclarecimentos adicionais, notadamente sobre a operação do reservatório da UHE Ilha Solteira e sobre a proposta do Departamento Hidroviário da Secretaria Estadual de Logística e Transportes do Estado de São Paulo (DH-SP). Este último ponto consiste na operação da UHE Nova Avanhandava com pulsos de defluências para viabilizar a navegação em determinados horários do dia, mesmo com a flexibilização do nível mínimo

operativo da UHE Ilha Solteira. Os esclarecimentos solicitados nesse Ofício foram prestados pelo ONS, em 18/06/2021, através da Carta CTA-ONS DGL 1224-2021.

Adicionalmente, em 18/06/2021, foi publicada a Resolução ANA nº 84, de 18 de junho de 2021, autorizando a operação excepcional do reservatório da UHE Ilha Solteira considerando o nível mínimo operativo igual ou superior a 325,0m no período de 01/07/2021 a 06/08/2021.

Em reuniões técnicas realizadas entre o setor hidroviário (Ministério da Infraestrutura - MINFRA, Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes - DNIT, DH-SP), o setor elétrico (ONS, AES-Tietê, CTG Brasil e Tijoá), a ANA e a Casa Civil, ocorridas no período de 16/07/2021 a 31/08/2021, foram discutidas a viabilidade de realização de pulsos de vazões para permitir a navegação fluvial com os níveis de Três Irmãos e Ilha Solteira abaixo da cota 325,40m, conforme flexibilização autorizada pela Resolução ANA nº 84/2021. Nessas reuniões, os principais pontos acertados foram:

- A partir da indicação por parte do DNIT de flexibilização dos níveis d'água mínimos para a navegação em 30cm nos reservatórios das usinas de Barra Bonita (446,20m), Promissão (380,70m) e Nova Avanhandava (356,70m), o ONS avaliou como possível a programação de pulsos de vazões em Nova Avanhandava pelo período de 4 horas a partir do momento que o reservatório da UHE Três Irmãos estivesse operando na faixa entre 325,40m e 325,00m.
- Para um calado das embarcações flexibilizado para 2,40m, o DNIT indicou os pulsos de vazão em função dos níveis d'água do reservatório da UHE Três Irmãos apresentados na Tabela 3-6, com a projeção de pulsos até a cota 324,60m.

Tabela 3-6: Pulsos de vazão indicados pelo DNIT

Nível d'água na UHE Três Irmãos (m)	Pulso (m ³ /s) durante 4h
325,10	750
325,00	900
324,80	1.100
324,60	1.250

Também foi foco de avaliação a possibilidade de defasagem na operação entre os níveis de montante de Ilha Solteira e Três Irmãos entre os dias 14 e 27 de agosto

de 2021. Avaliou-se que, para uma defasagem de 20cm entre os rebaixamentos de Ilha Solteira e Três Irmãos nesse período, seria necessário um volume adicional de vazão defluente de Nova Avanhandava de 345hm³. Assim, caso esse volume adicional fosse proveniente do reservatório de Barra Bonita, a estimativa é que esse reservatório atingisse a cota 445,65m, ou seja, 85cm abaixo do seu nível de operação para atendimento da hidrovia (446,50m). Nesse sentido, o Governo do Estado de São Paulo, através do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE-SP) e o DH-SP se articularam para propiciar a autorização para que a AES-Tietê possa operar o reservatório da UHE Barra Bonita até esse nível. Entretanto, em virtude da trajetória de operação verificada tanto no nível do reservatório de Ilha Solteira quanto no de Três Irmãos, essa medida de flexibilização do nível do reservatório de Barra Bonita não precisou ser implementada.

Os níveis mínimos nos reservatórios das usinas hidroelétricas de Ilha Solteira e Três Irmãos para as semanas operativas até o dia 27/08/2021, aprovados pelo CMSE e pela CREG em sua 2^a Reunião (Extraordinária) realizada em 08/07/2021, são apresentados na Tabela 3-7.

Tabela 3-7: Níveis mínimos para os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos aprovados pelo CMSE e CREG

Semana operativa			Nível mínimo (m)
03/07/2021	a	09/07/2021	325,20
10/07/2021	a	16/07/2021	325,20
17/07/2021	a	23/07/2021	325,10
24/07/2021	a	30/07/2021	325,00
31/07/2021	a	06/08/2021	325,00
07/08/2021	a	13/08/2021	324,80
14/08/2021	a	20/08/2021	324,60
21/08/2021	a	27/08/2021	324,40

Em sua 3^a Reunião (Ordinária), realizada em 05/08/2021, a CREG estabeleceu, para os reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos, a cota mínima de 324,20m, para o período de 28/08/2021 a 31/08/2021, e de 323,00m para o mês de setembro de 2021. Essa e outras deliberações dessa reunião foram informadas à ANA por meio do Ofício-Circular nº 2/2021/CREG-MME.

Em reunião do Fórum de discussão sobre a operação da Hidrovia, articulada pela ANA e ocorrida em 24/08/2021, o ONS informou que não haveria a possibilidade de manter os níveis dos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos acima

da cota 324,20m até o dia 03/09/2021, que foi uma solicitação feita pelo setor hidroviário em reunião anterior. Em reunião realizada em 31/08/2021, foi informado pelo Departamento Hidroviário de São Paulo que, apesar de oficialmente ter sido viabilizada a navegação na Hidrovia Tietê-Paraná no trecho a jusante de Nova Avanhandava até o dia 31/08/2021, o último comboio de embarcações que fez a travessia dessa região foi no dia 26/08/2021. Nesse contexto, foi informada a paralização oficial da Hidrovia.

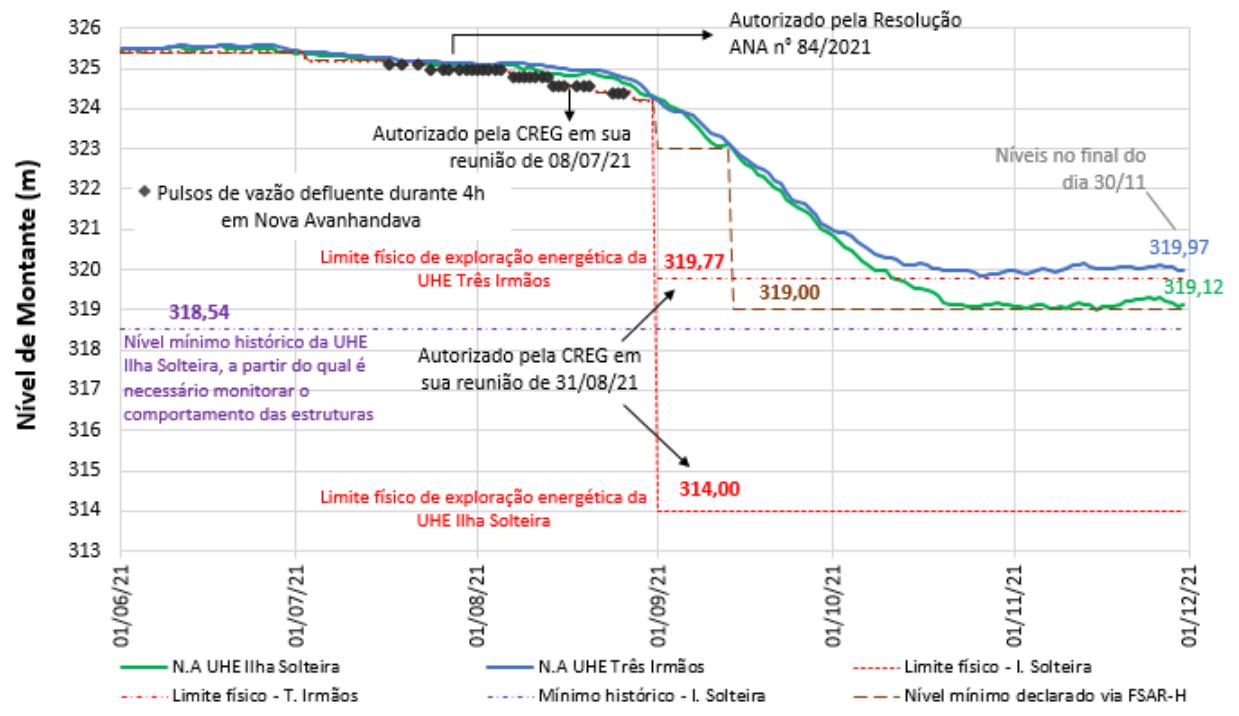
A operação especial com pulsos foi realizada 31 vezes durante os meses de julho e agosto, com início no dia 17/07/2021 e término no dia 26/08/2021. Para sua realização foi adotada uma vazão média adicional para cada pulso de 353m³/s, havendo um gasto, assim, de um total de 197hm³ que representa 0,1% em termos de EAR máximo do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Em sua 5ª Reunião (Extraordinária), realizada em 31/08/2021, a CREG determinou ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, que operassem os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, mediante flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários de que trata o inciso III do art. 1º da Lei nº 9.433/1997. Considerando essa deliberação da CREG, foi declarada, por meio do FSARH 2158/2021, a cota mínima de 319,77m para o reservatório da UHE Três Irmãos, válido para o período de 04/09/2021 até 30/11/2021. Para o reservatório da UHE Ilha Solteira, por sua vez, foram declaradas as seguintes restrições hidráulicas de cota mínima de 319,00m: FSARH 2181/2021, de 13/09/2021 a 30/09/2021; FSARH 2191/2021, de 01/10/2021 a 31/10/2021; e FSARH 2212/2021, de 01/11/2021 a 30/11/2021.

Destaca-se que o ONS solicitou confirmação, por meio da Carta CTA-ONS DGL 2118/2021 de 04/10/2021, o valor da cota mínima declarada para o reservatório da UHE Três Irmãos pela Tijoá Participações e Investimentos S.A. (Tijoá), uma vez que, em consulta ao histórico, é possível observar que esse reservatório já foi operado com cotas menores que a declarada. Para atendimento dessa demanda, a Tijoá encaminhou ao ONS a Carta Tijoá nº 120/2021 informando que a UHE Três Irmãos deixa de gerar energia ao ser operada com cotas inferiores a 319,77m e que, abaixo da cota 318m, não existiria mais a proteção *rip rap* da barragem e a argila compactada ficaria diretamente exposta à erosão causada por fatores naturais.

Na Figura 3-6 consta ilustrada a evolução dos níveis d'água dos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos de junho até novembro de 2021 com a indicação das flexibilizações que foram realizadas, bem como os pulsos que foram executados na UHE Nova Avanhandava.

Figura 3-6: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos de jun./21 até nov./21



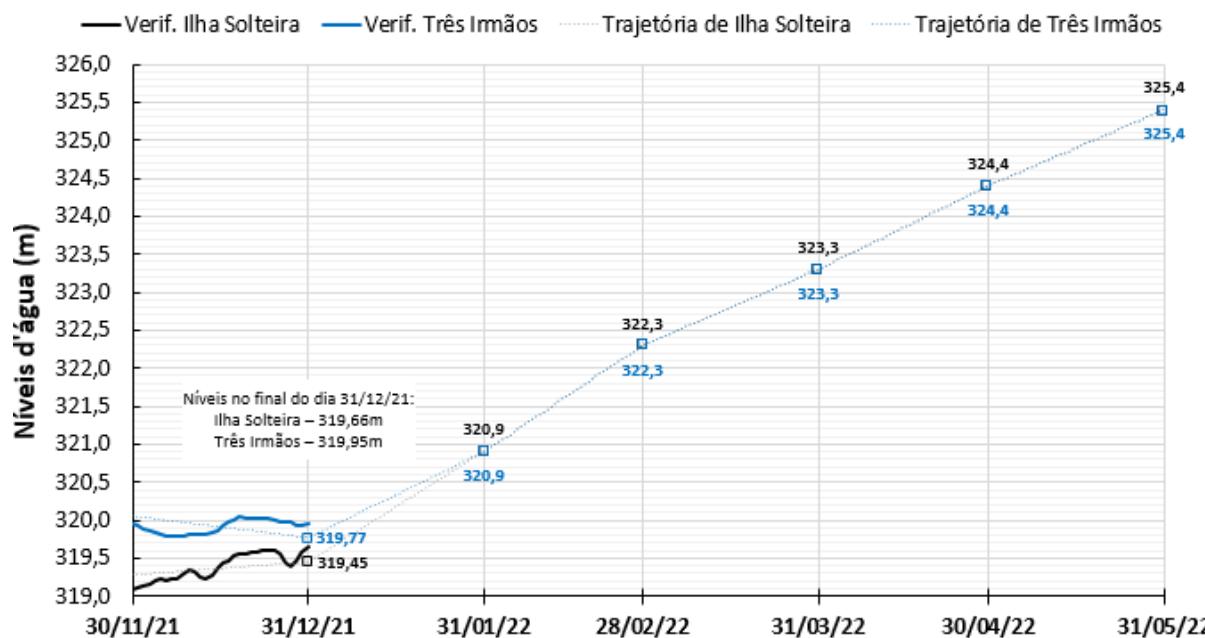
Em 20/12/2021 foi celebrado o Protocolo de Compromisso Nº 01/2021 entre ANA, Rio Paraná Energia S.A. (“RPESA”/CTG) e ONS, que tem como objetivo estabelecer obrigações a serem executadas pelos envolvidos, bem como os prazos necessários para o restabelecimento das condições mínimas normais de operação da Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira, em atenção aos parâmetros estabelecidos na Outorga Nº 1297/2019. Os níveis d’água a serem alcançados ao final de cada mês constam, conforme cronograma desse Protocolo, constam na Tabela 3-8.

Tabela 3-8: Cotas do reservatório da UHE Ilha Solteira a serem atingidos ao final de cada mês

Data	Cota(m)
31/12/2021	319,45
31/01/2022	320,90
28/02/2022	322,30
31/03/2022	323,30
30/04/2022	324,40
31/05/2022	325,40

Na Figura 3-7 conta uma representação linearizada da evolução dos níveis d'água para o reservatório da UHE Ilha Solteira conforme Tabela 3-8, os quais, a partir de janeiro de 2022, foram também considerados para o reservatório da UHE Três Irmãos. Em 31/12/2021, os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos encontravam-se nas cotas 319,66m e 319,45m, respectivamente, estando, portanto, acima da cota 319,45m estabelecida no Protocolo.

Figura 3-7: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos em dez./21



Cumpre destacar que o atendimento ao exposto no referido Protocolo depende da verificação de condições hidrológicas semelhantes ou mais favoráveis que os cenários hidrológicos considerados na elaboração desse documento.

Para este Estudo Prospectivo, considerou-se o atendimento dos níveis-meta para cada mês do Protocolo de Compromisso Nº 01/2021.

b) Bacia do rio São Francisco

No âmbito da reunião técnica de acompanhamento do CMSE, realizada em 12 de março de 2021, o ONS indicou a importância da flexibilização da vazão mínima defluente da UHE Xingó nos meses de abril e maio de 2021, em substituição aos valores de defluência mínima obtidos a partir da aplicação da Resolução ANA nº 2.081/2017, para propiciar melhores condições de recuperação do

armazenamento da UHE Sobradinho e não aumentar o vertimento turbinável não transmissível nos rios Tocantins e Xingu.

Em 17/03/2021, o ONS enviou à ANA a Carta DGL 0398/2021, propondo a flexibilização da vazão mínima da UHE Xingó para 800m³/s nos meses de abril e maio de 2021, em substituição aos valores de defluência mínima obtidos a partir da aplicação da Resolução ANA nº 2.081/2017. Anexada a esta correspondência foi encaminhada a Nota Técnica NT ONS DGL 0027/2021, detalhando os estudos que indicaram a necessidade desta medida, e ressaltando que se estimava um ganho de armazenamento no reservatório da UHE Sobradinho de cerca de 5,4% ao final de maio.

Também em 17/03/2021, através da Carta DGL 0401/2021, o ONS solicitou à Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) que fossem tomadas as medidas necessárias para viabilização da flexibilização da defluência mínima da usina hidroelétrica de Xingó, em especial junto ao IBAMA.

Em 22/03/2021, a ANA encaminhou o Ofício nº 31/2021/AA-CD/ANA, informando que, para a análise do pleito, seria necessário: o envio de documentação do órgão ambiental competente manifestando-se sobre o tema; a realização de discussão junto ao grupo que realiza o acompanhamento da operação do Sistema Hídrico do Rio São Francisco; e o envio da cenarização da operação dos reservatórios do Sistema Hídrico do Rio São Francisco até dezembro de 2021, considerando a repetição das afluências observadas em 2020.

Em 25/03/2021, foi realizada primeira reunião extraordinária da Sala de Acompanhamento da bacia do rio São Francisco, coordenada pela ANA, para discussão da solicitação da flexibilização mencionada, ocasião na qual foi agendada nova reunião extraordinária para apresentação de maior detalhamento da proposta.

Em 26/03/2021, o CMSE encaminhou correspondência para a ANA reconhecendo a importância desta flexibilização excepcional.

Na segunda reunião extraordinária da Sala de Acompanhamento da bacia do rio São Francisco, realizada no dia 29/03/2021, o ONS apresentou os resultados das simulações até o final de novembro/2021. Ao final da reunião, após a manifestação dos representantes dos Estados, e manifestação favorável por parte de representante do IBAMA, a ANA ficou de avaliar a proposta de redução feita pelo ONS.

Adicionalmente, em 01/04/2021, o ONS, por meio da Correspondência ONS DPL 0537/2021, encaminhou à ANA uma série de esclarecimentos complementares para o prosseguimento da análise da Agência, incluindo a indicação de que as informações prestadas pelo IBAMA, pela Chesf e pelo ONS nas ocasiões da 1^a e

da 2^a reuniões extraordinárias da Sala de Acompanhamento das condições de operação do sistema hídrico do rio São Francisco teriam atendido à demanda sobre a avaliação do órgão ambiental e a discussão junto ao grupo que realiza o acompanhamento dessa bacia hidrográfica.

Em 07/04/2021, a ANA solicitou ao ONS, através do Ofício nº 47/2021, informações adicionais sobre a documentação do órgão ambiental competente manifestando-se sobre o tema e sobre a cenarização da operação dos reservatórios do sistema hídrico do rio São Francisco até 1º de dezembro de 2021. Para o atendimento destas questões, o ONS encaminhou para a Chesf a Carta CTA ONS DGL 0605/2021, em 13/04/2021, solicitando a apresentação de documentação formal do órgão ambiental competente, manifestando-se sobre a redução da defluência de Xingó para 800m³/s.

Em função da atual situação energética do País e com base nos resultados de avaliações prospectivas para o ano de 2021, este Operador tem envidado esforços no sentido de propor flexibilizações de restrições operativas, visando manter a segurança do atendimento eletroenergético do SIN. Nesse sentido, no dia 19/05/2021, o ONS emitiu a Carta CTA ONS DGL 0956/2021, solicitando a flexibilização da vazão defluente mínima média diária no mês de junho/2021 e máxima média mensal a ser praticada pela UHE Xingó nos meses de setembro, outubro e novembro de 2021.

No dia 14 de julho de 2021 foi emitida a Resolução ANA nº 81/2021 com as seguintes deliberações:

- Permitir a troca de faixa de operação Normal para a de Atenção em junho e julho de 2021 quando o reservatório de Sobradinho atingir volume útil inferior a 60%, podendo ser praticada a defluência mínima de 800 m³/s na UHE Xingó, sem necessidade de aguardar o 1º dia útil do mês seguinte; e
- Permitir a prática de vazões máximas médias mensais de 1.500 m³/s em setembro e de 2.500 m³/s em outubro e novembro de 2021, até quando o reservatório de Sobradinho atingisse volume útil inferior a 40%, passando a ser observadas as condições estabelecidas pela Resolução ANA Nº 2.081, de 4 de dezembro de 2017.

No dia 17/06/2021, o reservatório de Sobradinho atingiu armazenamento inferior a 60% (faixa de operação de atenção) e, com base na Resolução ANA nº81/2021, no dia 19/06/2021 foi iniciada a redução da defluência mínima média diária da UHE Xingó para 800 m³/s.

Considerando as necessidades de atendimento eletroenergético do SIN, o ONS encaminhou ao MME, em 18/08/2021, a Carta CTA ONS DGL 1753/2021, na qual solicita a flexibilização da defluência máxima média mensal de 1.100m³/s na UHE

Xingó, em substituição aos 950 m³/s, definidos em função de consulta à curva de segurança, conforme estabelecido na Resolução ANA nº 2081/2017. Essa solicitação foi autorizada na 4^a Reunião (Extraordinária) da CREG do dia 25/08/2021.

Função de necessidades energéticas, a 5^a reunião da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) ocorrida em 31/08/2021 decidiu pela flexibilização das regras de operação das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco, autorizando o valor de 650 m³/s de defluência máxima média mensal da UHE Três Marias no período de setembro a novembro de 2021. Nessa mesma reunião foram autorizadas defluências máximas médias mensais das UHE Sobradinho e Xingó de até 1.500 m³/s, no mês de setembro, e de 2.500 m³/s nos meses de outubro e novembro de 2021, até o reservatório de Sobradinho atingir o armazenamento de 15%VU.

Em 29/11/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 111/2021, na qual foram estabelecidas recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do SIN no período de dezembro de 2021 a abril de 2022. Para as usinas da bacia do rio São Francisco, as recomendações foram:

- UHE Três Marias: Defluência máxima próxima de 100 m³/s na Faixa de Operação de Restrição e de 150 m³/s na Faixa de Operação de Atenção.
- UHE Sobradinho e Xingó: Defluência máxima próxima de 700m³/s em Sobradinho e Xingó, quando o reservatório de Sobradinho estiver na Faixa de Operação de Restrição; e defluência máxima de 800m³/s em Sobradinho e Xingó, quando o reservatório de Sobradinho estiver na Faixa de Operação de Atenção; sendo que o controle deverá ser efetuado no reservatório de Xingó.

Para este Estudo Prospectivo, considerou-se o cumprimento das recomendações de defluências estabelecidas na Resolução ANA nº 111/2021 (até abr./22) para os reservatórios de Três Marias, Sobradinho e Xingó, bem como do estabelecido Resolução ANA nº 2.081/2017.

c) Bacia do rio Tocantins

Até o dia 30/11/2021, as regulamentações vigentes para a operação das usinas do rio Tocantins eram: a Resolução ANA nº 529, de 19/10/2004, que estabelece a descarga mínima a jusante da UHE Serra da Mesa em 300m³/s e a Resolução ANA nº 376, de 06/06/2011, que dispõe sobre as condições de operação dos aproveitamentos hidroelétricos dos reservatórios de Serra da Mesa, Peixe Angical

e Lajeado durante a Temporada de Praias do Estado do Tocantins que ocorre entre os dias 10 de junho a 20 de agosto de cada ano.

Em 01/12/2021, entrou em vigência a Resolução ANA nº 70, de 14/04/2021, que revoga o exposto nas Resoluções ANA nº 529/2004 e 376/2011. De um modo geral, nesse normativo é estabelecida uma regra operativa para o reservatório da UHE Serra da Mesa e definido como os reservatórios da cascata do rio Tocantins devem operar ao longo do período de Temporadas de Praias dos Estados do Tocantins e Maranhão.

Além disso, cumpre mencionar que, no trecho mais a jusante do rio Tocantins, o ONS define, anualmente, uma curva referencial de deplecionamento para o reservatório da UHE Tucuruí, haja vista que, ao final do período úmido, observa-se uma redução significativa das vazões afluentes a essa usina que chega a alcançar valores inferiores à capacidade de turbinamento máxima das unidades geradoras. Essa curva é definida de modo a garantir a exploração energética racional, ao longo do período seco, dos recursos disponíveis, buscando-se atingir o armazenamento de 10%VU ao final do mês de dezembro de cada ano. A curva referencial do ano de 2021 encontra-se devidamente apresentada na nota técnica ONS DOP 0069/2021.

Em 29/11/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 111/2021, na qual foram estabelecidas recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do SIN no período de dezembro de 2021 a abril de 2022. Nessa resolução consta, em seu Art. 2º, que o reservatório de Serra da Mesa deverá ser operado com vazão defluente máxima média próxima de 100 m³/s.

Para este Estudo Prospectivo, considerou-se o cumprimento das recomendações de defluências estabelecidas na Resolução ANA nº 111/2021 (até abr./22) para o reservatório de Serra da Mesa, bem como do estabelecido Resolução ANA nº 70/2021.

Premissas e Casos Simulados

Os estudos para avaliação das condições de atendimento eletroenergético são fundamentais para identificação das medidas adicionais necessárias para assegurar a segurança do SIN. No âmbito desses estudos, é de suma importância a definição dos cenários de vazões que serão adotados.

No entanto, a definição desses cenários não é trivial, função das diversas variáveis climáticas envolvidas, além das condições de solo, necessárias para efetuar a transformação dos cenários de precipitação em cenários de vazão. Salienta-se que o tempo de antecedência em que essas avaliações são realizadas é outro fator que merece destaque, dadas as incertezas dos cenários para horizontes estendidos.

Nesse capítulo são apresentados os estudos hidrometeorológicos realizados para o período de janeiro a junho/2022, incluindo as premissas básicas dos estudos, os resultados encontrados e as limitações envolvidas.

4.1

Cenários de precipitação

Uma das definições do ENOS (El Niño Oscilação Sul) se baseia na Temperatura de Superfície do Mar (TSM) do Oceano Pacífico Equatorial, na região que comumente é chamada de Nino 3.4, entre as longitudes 120°W e 170°W. O Índice El Niño (Oceanic Niño Index, ou ONI, em inglês) consiste no cálculo da média móvel trimestral da anomalia de TSM na região. A persistência de valores superiores a 0,5°C por 5 estações consecutivas caracteriza El Niño, enquanto a persistência de valores inferiores a -0,5°C caracteriza La Niña. A resposta da atmosfera ao aquecimento também é considerada para o diagnóstico do ENOS.

Na Tabela 4-1, são apresentados os Índices El Niño calculados para cada trimestre do ano 2000 até o trimestre setembro-outubro-novembro.

Tabela 4-1: Índice El Niño de 2000 a 2021

Ano	DJF	JFM	FMA	MA M	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2000	-1.7	-1.4	-1.1	-0.8	-0.7	-0.6	-0.6	-0.5	-0.5	-0.6	-0.7	-0.7
2001	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3
2002	-0.1	0.0	0.1	0.2	0.4	0.7	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	1.1
2003	0.9	0.6	0.4	0.0	-0.3	-0.2	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
2004	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7
2005	0.6	0.6	0.4	0.4	0.3	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.6	-0.8
2006	-0.9	-0.8	-0.6	-0.4	-0.1	0.0	0.1	0.3	0.5	0.8	0.9	0.9
2007	0.7	0.2	-0.1	-0.3	-0.4	-0.5	-0.6	-0.8	-1.1	-1.3	-1.5	-1.6
2008	-1.6	-1.5	-1.3	-1.0	-0.8	-0.6	-0.4	-0.2	-0.2	-0.4	-0.6	-0.7
2009	-0.8	-0.8	-0.6	-0.3	0.0	0.3	0.5	0.6	0.7	1.0	1.4	1.6
2010	1.5	1.2	0.8	0.4	-0.2	-0.7	-1.0	-1.3	-1.6	-1.6	-1.6	-1.6
2011	-1.4	-1.2	-0.9	-0.7	-0.6	-0.4	-0.5	-0.6	-0.8	-1.0	-1.1	-1.0
2012	-0.9	-0.7	-0.6	-0.5	-0.3	0.0	0.2	0.4	0.4	0.3	0.1	-0.2
2013	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.5	-0.3	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7
2015	0.5	0.5	0.5	0.7	0.9	1.2	1.5	1.9	2.2	2.4	2.6	2.6
2016	2.5	2.1	1.6	0.9	0.4	-0.1	-0.4	-0.5	-0.6	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.2	0.1	0.2	0.3	0.3	0.1	-0.1	-0.4	-0.7	-0.8	-1.0
2018	-0.9	-0.9	-0.7	-0.5	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.5	0.8	0.9	0.8
2019	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.3	0.1	0.2	0.3	0.5	0.5
2020	0.5	0.5	0.4	0.2	-0.1	-0.3	-0.4	-0.6	-0.9	-1.2	-1.3	-1.2
2021	-1.0	-0.9	-0.8	-0.7	-0.5	-0.4	-0.4	-0.5	-0.7	-0.8		

Fonte: CPC/NOAA (11/11/2021), https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php

Na Tabela 4-2 são apresentados os fenômenos de variabilidade climática El Niño e La Niña caracterizados no primeiro e no segundo semestres de cada ano (2000 a 2021), indicando que episódios de La Niña consecutivos são frequentes no histórico.

Tabela 4-2: Indicação do fenômeno predominante em cada semestre (2000 a 2021)

Ano	1º Semestre	2º Semestre
2000	La Niña	La Niña
2001	La Niña	Neutro
2002	Neutro	El Niño
2003	El Niño	Neutro
2004	Neutro	El Niño
2005	El Niño	La Niña
2006	La Niña	El Niño
2007	Neutro	La Niña
2008	La Niña	La Niña
2009	La Niña	El Niño
2010	El Niño	La Niña
2011	La Niña	La Niña
2012	La Niña	Neutro
2013	Neutro*	Neutro*
2014	Neutro	El Niño
2015	El Niño	El Niño
2016	El Niño	La Niña
2017	Neutro	La Niña
2018	La Niña	El Niño
2019	El Niño	Neutro
2020	Neutro	La Niña
2021	La Niña	La Niña

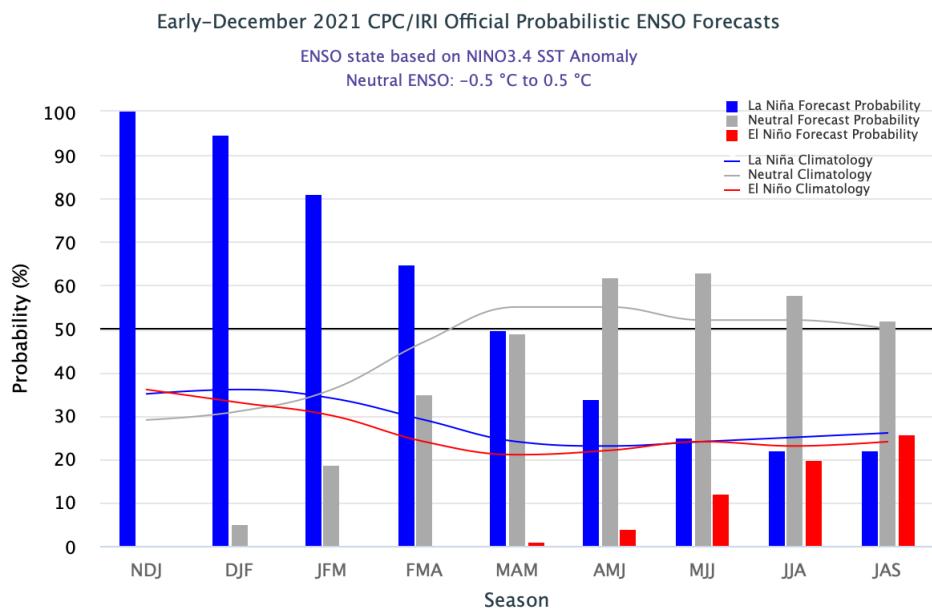
Fonte: CPC/NOAA (11/11/2021)

* Embora o ano de 2013 tenha sido, tecnicamente, de neutralidade, os índices oscilaram próximos do limiar necessário para a configuração de uma La Niña.

O informe mais recente da Agência Norte-Americana de Oceanografia e Meteorologia (NOAA), em consenso com o International Research Institute (IRI), mantém a condição de La Niña iniciada em outubro. De acordo com a previsão de consenso (Figura 4-1), a probabilidade de persistência do fenômeno ao longo dos meses de primavera e verão é superior a 70%, com retorno à condição de neutralidade a partir do trimestre março-abril-maio de 2022. A previsão do IRI e de

demais centros internacionais de meteorologia é que esta La Niña seja de intensidade fraca a moderada, atingindo o ápice no trimestre novembro-dezembro-janeiro.

Figura 4-1: Previsão de consenso do CPC/IRI para o El Niño Oscilação Sul (ENSO), elaborada em dezembro/2021



Fonte: IRI (9/12/2021), <https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/>

É importante ressaltar que, embora as oscilações associadas ao Índice El Niño ocorram numa escala espaço-temporal maior e permitam a realização de simulações de longo prazo, a previsão da temperatura de superfície do mar também possui incertezas associadas, tanto na intensidade da anomalia da temperatura, quanto na duração de cada fenômeno, ou quando da ocorrência da máxima intensidade o que pode impactar os cenários gerados.

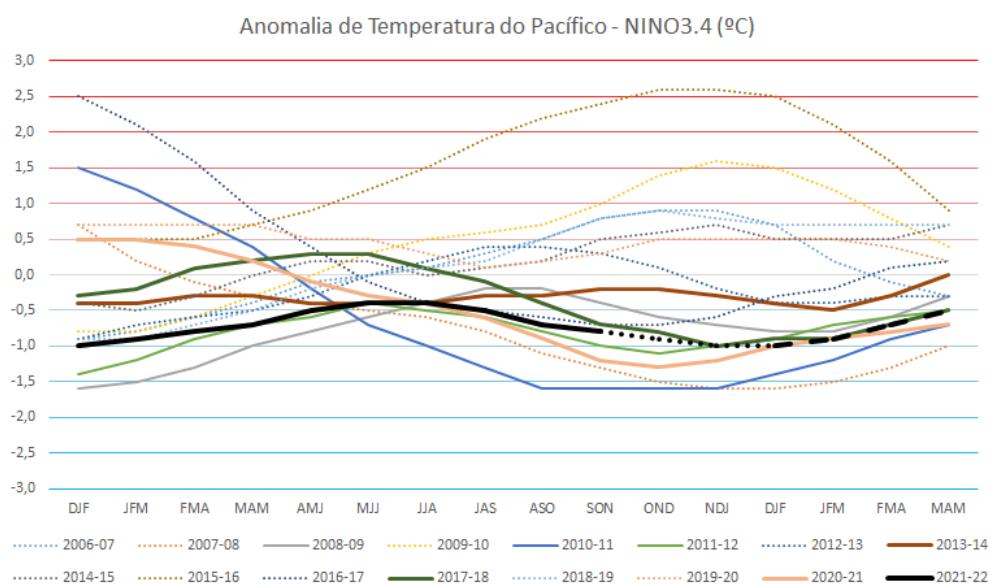
Como nas previsões de curto prazo, a performance das previsões sazonais, com horizonte de semanas a meses, diminui com o horizonte da previsão. De uma maneira geral, os modelos de previsão sazonal utilizam as condições observadas e previstas de TSM para obter cenários para as estações seguintes. Dessa forma, os resultados desses modelos dependem de boas previsões de TSM e de bom conhecimento sobre como elas afetam os diferentes regimes meteorológicos e climáticos de cada região. Consequentemente, as regiões nas quais as variáveis meteorológicas são influenciadas de forma mais direta por variações de TSM tendem a ter previsibilidade relativamente superior em relação às regiões que sofrem outras formas ou níveis de influência.

No Brasil, as bacias hidrográficas situadas no extremo norte e no sul do país possuem previsibilidade relativamente superior a bacias situadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Os resultados dos modelos de previsão climática sazonal indicam maior probabilidade de precipitação entre os tercis normal e acima da média no extremo norte brasileiro e de precipitação entre os tercis normal e abaixo da média na região Sul para o trimestre Janeiro-Fevereiro-Março (JFM), consistentes com a configuração do episódio La Niña.

Nos últimos anos, o ONS, tem utilizado a precipitação de anos climaticamente análogos como subsídio na obtenção de cenários de vazão para estudos eletroenergéticos. Os anos são selecionados considerando as anomalias de temperatura de superfície do mar, precipitação e vazão observadas nos últimos meses, bem como a perspectiva climática para as estações seguintes para as principais bacias do SIN. As incertezas inerentes à metodologia, a não linearidades da interação oceano/atmosfera e à modelagem na escala temporal do estudo são consideradas através da seleção de cenários desfavoráveis e favoráveis, tendo como referência as premissas descritas anteriormente.

Considerando a configuração de La Niña durante a primavera com previsão de duração até o final do verão e o histórico de precipitação disponível no ONS (2006-2020), os cenários pré-selecionados para os estudos foram os períodos chuvosos dos biênios 2008/2009, 2010/2011, 2011/2012, 2013/2014, 2017/2018 e 2020/2021 (Figura 4-2).

Figura 4-2: Anomalia de TSM entre 2006 e 2021



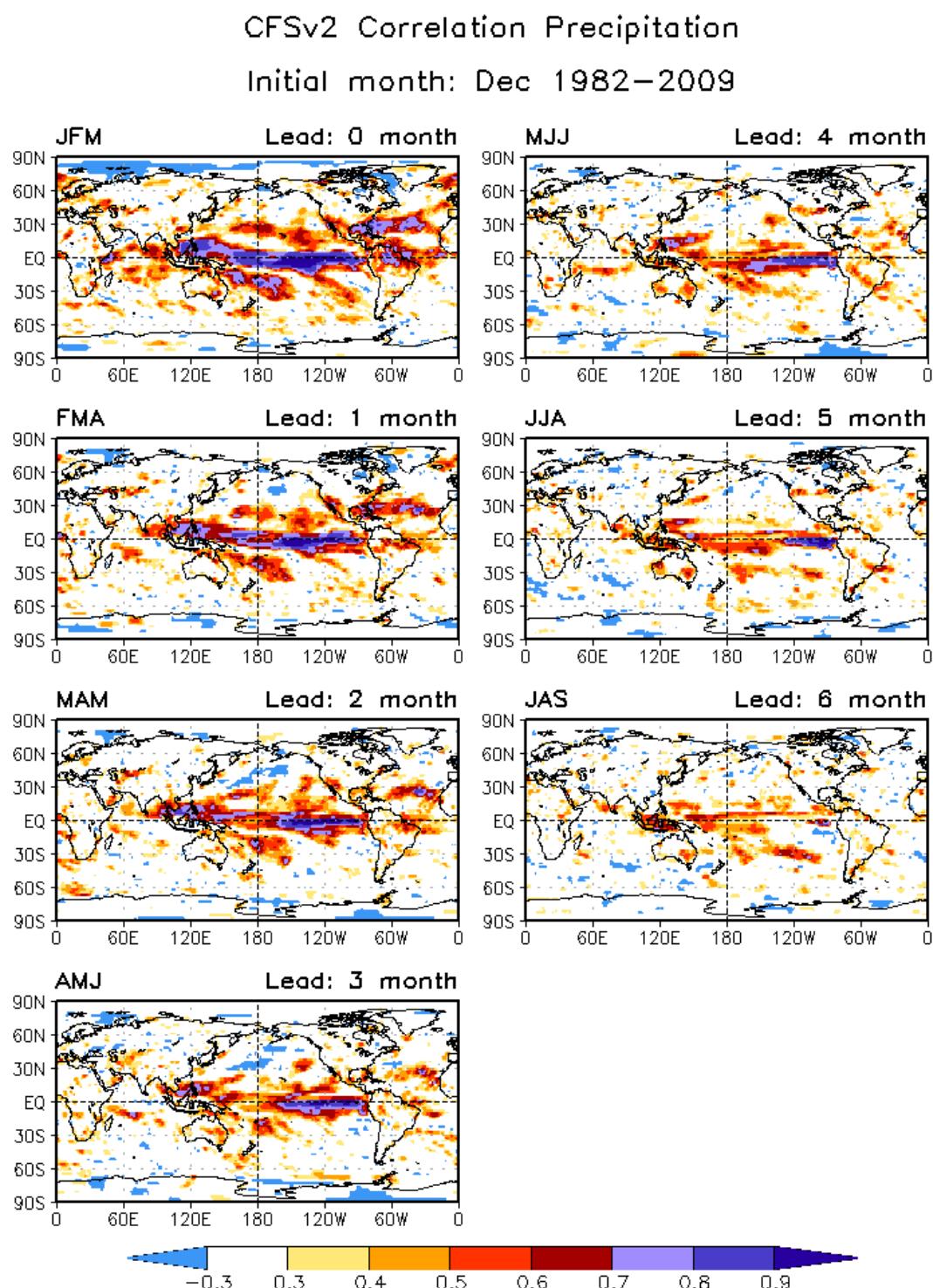
Fontes: IRI e CPC/NOAA.

Considerando a disponibilidade de modelos de previsão sazonal que são integrados até o horizonte do estudo bem como o tempo hábil para a realização do mesmo, o modelo Climate Forecast System Version 2 (CFSv2) desenvolvido pelo National Centers for Environmental Prediction (NCEP) do NOAA foi utilizado para avaliar a seleção dos anos históricos feita nos itens anteriores sob a ótica da modelagem de previsão climática.

O CFSv2 é um modelo acoplado que considera as interações entre os oceanos, a superfície terrestre e atmosfera. Este modelo é processado 4 vezes por dia com inicializações as 00Z, 06Z, 12Z e 18Z, sendo que o membro controle de cada uma delas é integrado por 9 meses. Particularmente para esse estudo, foram utilizadas previsões do membro controle das 4 rodadas diárias dos meses de outubro e novembro entre os anos de 2011 e 2021 para obter um conjunto minimamente suficiente para ajustar a climatologia do modelo a climatologia observada para auxiliar na construção de cenários entre janeiro e junho de 2022.

Segundo avaliações realizadas pela NOAA, utilizando previsões retrospectivas para o período de 1982 a 2009 (Figura 4-3), o modelo CFSv2 com rodadas iniciais de dezembro possui maior correlação entre a chuva prevista e os dados observados de precipitação para o extremo norte do país para o período do trimestre dezembro-janeiro-fevereiro ao trimestre março-abril-maio, deixando de ter qualquer sinal significativo nos trimestres seguintes. Para a Região Sul do Brasil, a correlação diminui significativamente já no trimestre janeiro-fevereiro-março. Para a faixa central do país, área que inclui as maiores bacias do SIN e é a que historicamente recebe maior volume de precipitação no período, não há correlação significativa, ou seja, a previsibilidade é baixa.

Figura 4-3: Correlação entre precipitação observada e prevista pelo modelo CFSv2 com condições iniciais de dezembro



Fonte:CPC/NOAA,

<https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/people/mchen/CFSv2HCST/metrics/rmseCorl.html>

Considerando o uso dos membros do modelo CFSv2 como aproximação das perspectivas de precipitação do período do estudo, apesar de todas as limitações explicitadas anteriormente, pode-se estimar o quanto plausíveis são os cenários históricos em relação à distribuição advinda deste modelo.

Para isso foi adotado um indicador que permite comparar numericamente quão similar são os anos do histórico dos cenários do modelo CFSv2. A transformação da precipitação em afluência e a obtenção da Energia Natural Afluente (ENA) equivalente das bacias e dos subsistemas atenderia esse requisito, porém a transformação chuva-vazão dos diversos cenários do modelo climático é impeditiva do ponto de vista computacional. Dessa forma, buscou-se um indicador que utilizando apenas a precipitação dos cenários permitisse inferir quais seriam as condições hidrológicas resultantes.

Adotou-se então o indicador descrito na equação 4-1 que pondera o percentual do déficit ou superavit da precipitação do cenário/ano do histórico de uma determinada bacia pela ENA Média de Longo Término (MLT) da mesma bacia.

$$Indice = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Prec_{cenário/ano\ histórico}}{Prec\ média_{CFSv2/ano\ histórico}}}{\sum_{i=1}^n MLT_i} \quad (4-1)$$

Em que

n número de bacias que compõe o índice

Prec cenárioCFSv2/ ano histórico precipitação acumulada do cenário CFSv2 ou ano histórico

Precmédia CFSv2/ano histórico precipitação acumulada média climatológica do CFSv2 ou do histórico

MLT da bacia i

No estudo atual foram consideradas duas configurações do índice: a primeira composta pelas bacias dos rios Grande Paranaíba, Iguaçu e Uruguai e calha principal do rio Paraná, e a segunda composta pelas mesmas bacias da primeira configuração acrescidas das bacias dos rios São Francisco e Tocantins.

A partir do índice calculado para os cenários do modelo CFSv2 no **período de 11 de dezembro de 2021 a 26 de dezembro de 2021** foi possível ajustar uma distribuição paramétrica que descreve o comportamento dos dados. Considerando que o índice possui valores estritamente positivos, e sua distribuição pode

apresentar assimetria negativa ou positiva, bem como excesso ou falta de curtose, torna-se necessário o uso de uma distribuição altamente flexível, capaz de reproduzir estas características em qualquer conjunto de dados.

Os pontos levantados no parágrafo anterior levaram a adoção da Beta Generalizada tipo II (*Generalized Beta type II – GB2*), uma distribuição dotada de notável adaptabilidade, abrangendo uma série de distribuições conhecidas como seus casos particulares (ex. Gama, Weibull, Log-Normal, Pareto etc).

De posse de uma forma paramétrica compatível com os dados ajustados, foi possível proceder com a determinação de medidas de plausibilidade dos índices resultantes de cenários históricos. Deve ser dada ênfase a qualidade de plausibilidade, pois em se tratando de distribuições contínuas não é possível atribuir probabilidades a valores específicos. Nas Figura 4-4, Figura 4-5, Figura 4-6 e Figura 4-7 são apresentadas as localizações dos índices dos cenários obtidos utilizando a precipitação dos anos climatologicamente semelhantes em relação a distribuição para ambas as configurações do índice.

Figura 4-4: Distribuição da configuração 1 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição

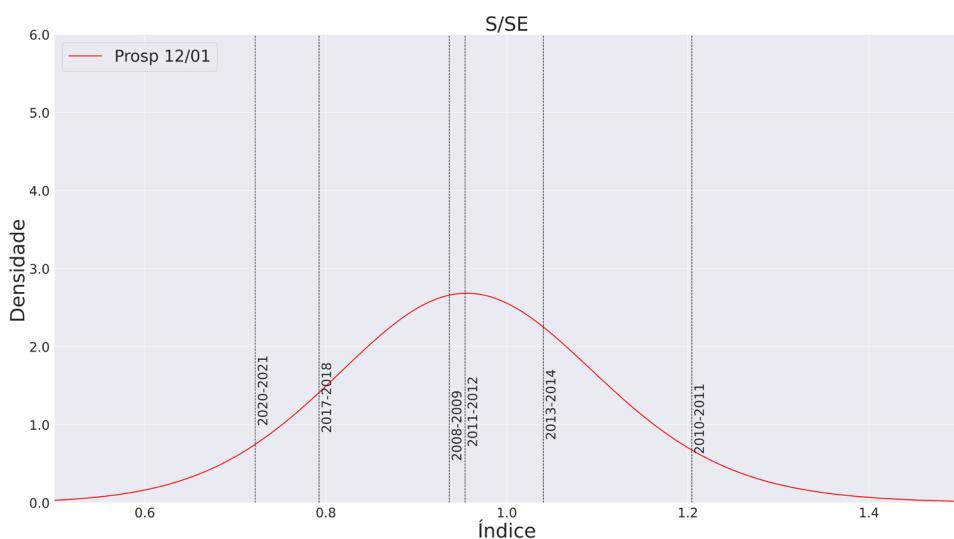


Figura 4-5: Distribuição da configuração 1 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição, para os biênios escolhidos

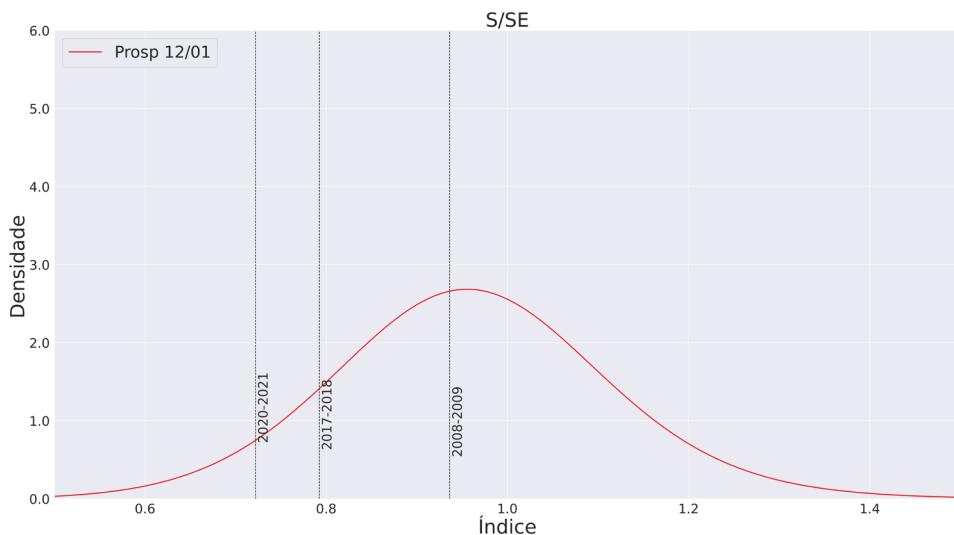


Figura 4-6: Distribuição da configuração 2 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição

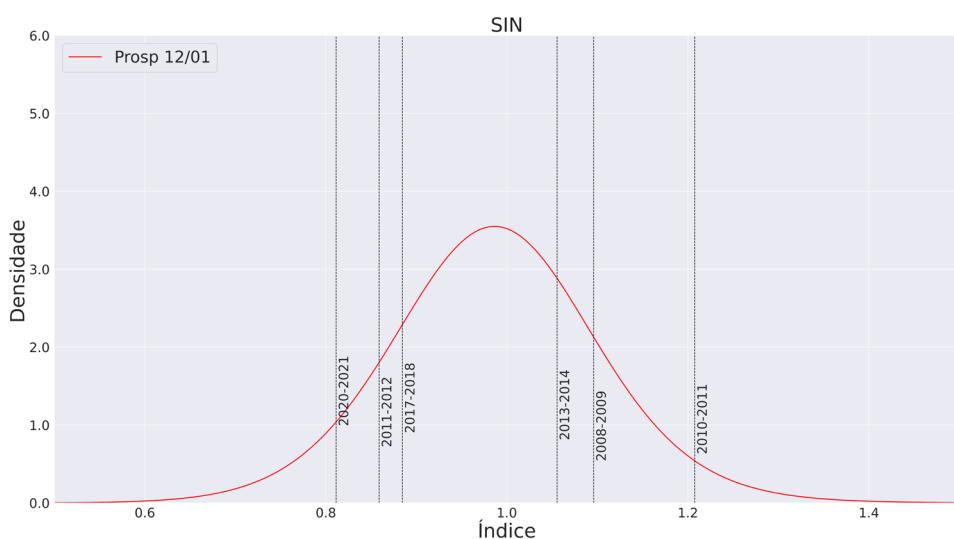
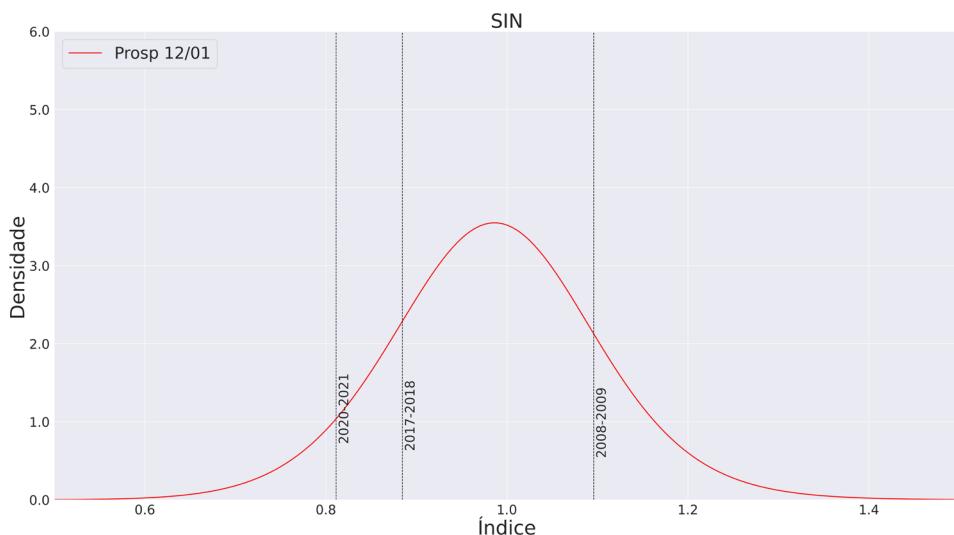


Figura 4-7: Distribuição da configuração 2 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição, para os biênios escolhidos



O biênio 2020/2021 deixou de ser representativo do período estudado ao se aproximar da cauda esquerda da distribuição de probabilidade, ou seja, por apresentar uma condição pluviométrica muito inferior à maioria das simulações analisadas do CFS.

Considerando as informações de previsão climática adotadas neste estudo, para fins de realização de estudo determinístico de simulação eletroenergética para o período de janeiro/2022 a junho/2022, adotou-se os cenários de afluências obtidos com a precipitação dos biênios 2017/2018 e 2008/2009 **como os mais representativos**, dentre as opções de cenários históricos de precipitação disponíveis, sendo o cenário de afluências obtido com a precipitação do biênio 2008/2009 como o **mais representativo de condição de precipitação favorável**.

Cabem destacar as seguintes limitações associadas a este estudo:

- Previsões de modelos climáticos para a região central do país (em especial as regiões SE e CO) possuem baixa previsibilidade no horizonte de previsão sazonal;
- Embora disponíveis numericamente, as previsões sazonais têm baixa previsibilidade na escala temporal utilizada neste estudo, com degradação significativa da qualidade da previsão para quase todas as regiões do Brasil;
- Os modelos climáticos possuem suas próprias incertezas e vieses na previsão de temperatura de superfície do mar, mesmo na do Oceano Pacífico, que determina a condição do Índice ENSO;

- d) A falta de conhecimento dos erros sistemáticos e de volume de precipitação do modelo CFSv2 pode impactar os resultados;
- e) O ONS não dispõe, até então, de outros cenários de precipitação de diferentes modelos de previsão climática, o que seria desejável para ampliar o conjunto de projeções para o aprimoramento da representação da incerteza no horizonte desse estudo;
- f) O pequeno número de anos de dados observacionais e de rodadas do modelo CFSv2 usadas no estudo aumentam a incerteza na avaliação da plausibilidade dos cenários de precipitação históricos realizadas.
- g) As incertezas e viés do modelo CFSv2 não foram consideradas na avaliação da plausibilidade dos cenários de precipitação históricos
- h) Não há condições operacionais, por ocasião desse estudo para a geração de cenários de afluências a partir de cenários de precipitação obtido por modelo de previsão climática, como o CFSv2, para o horizonte considerado;

Para futuros estudos, recomenda-se a incorporação de mais modelos de previsão climática, a fim de aumentar a robustez do método aqui apresentado. Ademais, também se faz necessária uma análise mais aprofundada da acurácia do modelo para geração de cenários nesse horizonte.

4.2 Cenários de afluências

Os cenários de afluências foram obtidos a partir do uso do modelo hidrológico SMAP/ONS, com as condições de solo e escoamento atuais, considerando a previsão de precipitação para os primeiros 45 dias de horizonte e posteriormente com a precipitação observada dos anos de 2009, 2018, e 2021. Os resultados obtidos utilizando-se a precipitação do ano de 2009, do ano de 2018 e do ano de 2021 são apresentados, respectivamente, na Tabela 4-3, na Tabela 4-4 e na Tabela 4-5.

Tabela 4-3: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período janeiro 2022 – junho de 2022, considerando-se a precipitação observada no ano 2009

Subsistemas	Janeiro 2022	Fevereiro 2022	Março 2022	Abril 2022		Junho 2022
Sudeste / Centro-Oeste	81%	72%	64%	79%	79%	72%
Sul	30%	73%	57%	29%	35%	37%
Nordeste	103%	48%	42%	56%	58%	64%
Norte	166%	113%	103%	114%	146%	211%
SIN	93%	77%	70%	82%	90%	90%

Tabela 4-4: Cenário de ENA (%) da MLT) dos subsistemas e do SIN no período janeiro 2022 – junho de 2022, considerando-se a precipitação observada no ano 2018

Subsistemas	Janeiro 2022	Fevereiro 2022	Março 2022	Abril 2022		Junho 2022
Sudeste / Centro-Oeste	81%	62%	65%	69%	64%	59%
Sul	30%	65%	84%	82%	40%	42%
Nordeste	103%	46%	49%	43%	46%	59%
Norte	166%	103%	92%	93%	96%	89%
SIN	93%	68%	71%	74%	68%	62%

Tabela 4-5: Cenário de ENA (%) da MLT) dos subsistemas e do SIN no período janeiro 2022 – junho de 2022, considerando-se a precipitação observada no ano 2021

Subsistemas	Janeiro 2022	Fevereiro 2022	Março 2022	Abril 2022	Maio 2022	Junho 2022
Sudeste / Centro-Oeste	81%	69%	68%	63%	66%	70%
Sul	30%	52%	52%	28%	32%	80%
Nordeste	103%	50%	48%	37%	46%	58%
Norte	166%	118%	111%	97%	98%	89%
SIN	93%	75%	75%	67%	69%	74%

Conforme já destacado, o cenário utilizando a precipitação do ano de 2021 deixou de ser representativo para o período avaliado em virtude da baixa probabilidade de ocorrência, segundo o CFS. Adicionalmente, esse cenário não acrescenta uma grande variabilidade as análises uma vez que se constata uma proximidade com as condições apresentadas por aquele utilizando a precipitação do ano de 2018. Para o período de janeiro a junho, considerando a precipitação observada no ano de 2021, a média de ENA corresponde à 76% da MLT, enquanto para o ano de 2018 a mesma corresponde à 74%. Dessa forma, o ano de 2021 não foi considerado para a sequência das avaliações da presente nota técnica.

Na Tabela 4-6 é apresentada uma análise comparativa da ENA média obtida para o estudo prospectivo de 01 de dezembro de 2021 e para o estudo de 12 de janeiro de 2022, considerando-se a precipitação observada em 2018, no período de janeiro a maio (abrangido por ambos os estudos). Para o SIN como um todo, constata-se uma piora nos cenários de afluências, com uma redução de 5.398 MWmed na média do período. No que diz respeito as condições para os subsistemas, observou-se uma redução com relação as condições hidrológicas apresentadas no último estudo nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, com

uma diferença de 7.089 MWmed e 1.734 MWmed, respectivamente. Por outro lado, os subsistemas Norte e Nordeste, apresentam condições de afluências mais favoráveis, com diferenças positivas de 1.450 MWmed e 1.976 MWmed, respectivamente. Adicionalmente, ressalta-se que a sequência hidrológica para este cenário de vazões atualizado corresponde a 9^a pior sequência (janeiro-junho) do histórico de 92 anos disponível.

Tabela 4-6: Comparação dos cenários de ENA média do período Janeiro/2022 - Maio/2022 dos estudos prospectivos de 01/dezembro e 12/janeiro, considerando a precipitação observada no ano 2018.

ENA (MWmed e %MLT)	Janeiro – Maio / 2022				
	Estudo 01/12		Estudo 12/01		Diferença
	MWmed	%MLT	MWmed	% MLT	(MWmed)
Sudeste / Centro-Oeste	48.453	81	41.364	69	-7.089
Sul	6.195	81	4.461	59	-1.734
Nordeste	5.177	43	7.152	59	1.976
Norte	22.282	99	23.733	106	1.450
SIN	82.107	80	76.709	75	-5.398

4.3 Carga de Energia

Com relação a carga de energia, neste estudo esta foi atualizada de modo a incorporar as informações mais recentes do PMO. Para pronta referência, a Tabela 4-7, a seguir, apresenta a carga de energia considerada no estudo.

Tabela 4-7: Carga de Energia do período janeiro/2022 a junho/2022

Carga de Energia [MWmed]	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
Sudeste / Centro-Oeste	42.123	43.174	42.896	41.682	39.477	38.692
Sul	13.608	13.678	13.066	12.467	11.720	11.819
Nordeste	11.999	12.042	12.014	11.826	11.699	11.208
Norte	5.922	6.057	6.185	6.205	6.297	6.274
SIN	73.652	74.951	74.161	72.180	69.193	67.993

4.4 Geração das Usinas Não Simuladas Individualmente

Com relação à previsão de geração das usinas não simuladas individualmente, para a fonte solar (UFVs) foi utilizado o próprio dado do PMO de janeiro/2022, calculado conforme Resolução Normativa Nº 843/2019. Para as fontes hidráulica (PCHs) e térmica (PCTs), foi aplicado um fator de redução de 25% sobre o dado do PMO de janeiro/2022.

Entretanto, a estimativa da geração futura para a fonte eólica está sendo realizada de forma distinta as demais fontes. De acordo com a Resolução ANEEL 843/2019, a estimativa de geração das usinas não simuladas é realizada através da adoção da média verificada do fator de capacidade dos últimos 5 anos para as usinas existentes. Em relação as usinas futuras, cujo histórico de geração ainda não está disponível, utiliza-se um fator de capacidade médio do Subsistema para estimativa dessa geração. Dessa forma, independentemente de sua localização (litoral ou interior), o fator adotado é o mesmo para o Nordeste inteiro, que não traduz o comportamento da geração verificada. A geração eólica prevista através desta metodologia nos últimos 3 anos, superestimou a geração do primeiro semestre. Porém, em 2021 a geração do primeiro semestre foi subestimada. Tal situação motivou o desenvolvimento de uma metodologia alternativa para mitigação desses problemas.

A metodologia desenvolvida consiste num mecanismo de correção das previsões da Resolução Normativa Nº 843/2019. Este modelo considera para a primeira semana as previsões do WEOL (modelo atual das previsões do DESSEM) e para as demais semanas faz um ajuste da estimativa da Resolução ANEEL 843/2019, considerando duas etapas de correção: (i) através dos valores verificados calculam-se os erros de previsão mais recentes, em seguida ajustam-se as previsões por um processo de decaimento exponencial, com maiores pesos (associados aos erros) nos primeiros passos de previsão; (ii) utilização das previsões do WEOL na primeira semana, com aplicação de outro processo de decaimento exponencial para segunda semana em diante, considerando as previsões do WEOL+R843. Em suma, a metodologia atual faz uma correção das previsões mais recentes, considerando os valores verificados e o modelo WEOL. No final do horizonte, as previsões tendem à estimativa da Resolução ANEEL 843/2019.

4.5 Restrições Operativas Hidráulicas

Com relação às restrições operativas hidráulicas, foram considerados o atendimento à regulamentação e às restrições hidráulicas vigentes, notadamente o “Protocolo de Compromisso Nº 01/2021”, para o reenchimento do reservatório da UHE Ilha Solteira, e o “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/ 2021 a abril/2022”, elaborado pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), e cujas ações indicadas foram formalizadas com a promulgação das seguintes resoluções:

- Resolução ANA Nº 108, de 19/11/2021, que dispõe sobre condições temporárias para operação dos reservatórios de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba;
- Resolução ANA Nº 110, de 23/11/2021, que dispõe sobre condições de operação temporárias complementares às outorgas dos reservatórios de Furnas e Marechal Mascarenhas de Moraes, no rio Grande; e
- Resolução ANA Nº 111, de 29/11/2021, que dispõe sobre as recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional.

Destacam-se, também, as seguintes premissas de defluências nas usinas do trecho baixo do rio Paraná:

- UHE Jupiá: 3.300 m³/s para janeiro e fevereiro/2022; 2.500 m³/s para março/2022; e 2.300m³/s para os meses de abril até junho/2022.
- UHE Porto Primavera: 3.900 m³/s para janeiro e fevereiro/2022; 3.100 m³/s para março/2022; e 2.900m³/s para os meses de abril até junho/2022.

4.6 Disponibilidade Térmica

Durante o mês de maio o ONS solicitou aos agentes de geração, através das cartas CTA-ONS DOP 0955/2021, enviada em 19 de maio de 2021, e CTA-ONS DOP 1002/2021, enviada em 24 de maio de 2021, informações relativas ao cronograma de manutenção e disponibilidade de geração ao longo do segundo semestre de 2021. Tais informações foram recebidas até o final de maio e a consolidação ocorreu em junho, de forma que estas informações pudessem ser incorporadas nos estudos prospectivos a partir de julho.

A ANEEL, através do Ofício nº 392/2021–SFG/ANEEL, de 01 de junho de 2021, solicitou informações sobre o resultado do processo de consulta aos agentes, incluindo listagem nominal das usinas térmicas e disponibilidade de potência

associada. Tais informações foram encaminhadas à ANEEL através da CTA-ONS DPL 1232/2021, de 21 de junho de 2021. Em 29 de junho de 2021, a ANEEL enviou o Ofício nº 537/2021-SFG/ANEEL, solicitando a consideração de um cenário conservador de disponibilidade termelétrica até o final de 2021, no qual 14 termelétricas deveriam constar com disponibilidade nula. Desta listagem, o ONS fez considerações a respeito das termelétricas citadas no referido ofício, o que resultou na obtenção no cenário de disponibilidade térmica utilizado nas simulações.

Ainda, de forma a obter a máxima disponibilidade de geração termelétrica possível neste segundo semestre de 2021, o ONS solicitou, através da Carta CTA-ONS DOP 1448/2021, enviada no dia 14 de julho de 2021, a postergação das manutenções programadas do período, excetuando-se aquelas ligadas à parada da Plataforma de Mexilhão (Rota 1) por parte da Petrobras. Como resposta, a maior parte dos agentes termelétricos alegou questões de segurança para equipamentos e/ou pessoas para manter os serviços previamente programados.

Saliente-se que o ONS vem realizando um estrito acompanhamento junto a todos os agentes de geração, de forma a minimizar a retirada de unidades geradoras para manutenção, respeitando aquelas que devidamente comprovaram o risco para equipamentos e/ou pessoas, se não realizados os serviços solicitados.

Em função deste acompanhamento, e das providências acerca das medidas para aumento da disponibilidade energética, o ONS vem atualizando a cada estudo prospectivo a disponibilidade térmica a ser considerada.

Ademais, como forma de mitigação dos efeitos da pior crise hídrica dos últimos 91 anos, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) determinou a contratação de energia de reserva por meio do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) nº 1/2021-ANEEL para o período 01/05/2022 a 31/12/2025.

Neste sentido, tomando por base a configuração do Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2022, este estudo considerou o seguinte cenário de aumento da disponibilidade térmica, conforme listado na Tabela 4-8.

Tabela 4-8: Aumento da Disponibilidade Energética (MWmed)

Oferta Adicional [MWmed]	JAN/22-MAR/22	ABR/22	MAI/22-JUN/22
Importação	0	0	0
Merchant	754	240	0
CUIABA	480	240	0
URUGUAIANA (PRT 17)	0	0	0
TERMONORTE 1 (PRT 17)	64 Inflexivel	0	0
TERMONORTE 2 (PRT 17)	210 Inflexivel	0	0
Problemas Judiciais	360	360	360
GOIANIA II	120	120	120
PALMEIRAS GO	50	50	50
CAMPINA GD	130	130	130
MARACANAU	60	60	60
Combustível	160	160	160
TERMOCEARA	160	160	160
PCS [MW]	0	0	1.221
UTEs	0	0	1.178
PCTs	0	0	32,5
UFVs	0	0	10,5
TOTAL	1.274	760	1.741

Obs.: O PCS está indicado como disponibilidade.

4.7 Geração Mínima da UHE Itaipu

Com relação a geração mínima de Itaipu, não houve modificações com relação ao considerado na Nota Técnica ONS DGL 0154/2021.

4.8 Intercâmbio N-NE / SE-CO

O critério de planejamento da operação, conforme Procedimentos de Rede, considera perdas simples (N-1) e perdas duplas (N-2). Até o mês de novembro/2021, estava sendo adotado o critério de operação denominado “critério N-1” para as LT 500 kV Tucuruí-Xingu C1 e C2, e para os Bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio até o final de novembro/2021. Neste critério a determinação dos limites de intercâmbios são estabelecidos a partir de eventos onde ocorra a perda de um elemento por vez (N-1). No entanto, a partir de dezembro/2021 a operação do Sistema Interligado Nacional retornou às condições de operação conforme Procedimentos de Rede, ou seja, perdas duplas (N-2).

Ressalta-se que, como premissa de estudo, não foi considerada a entrada em operação de obras previstas que trazem impacto aos limites de intercâmbio no horizonte do estudo. O objetivo desta premissa é obter resultados mais conservadores, principalmente devido às incertezas e volatilidade das previsões para entrada das obras. Não obstante, é importante informar que o MME, ANEEL e ONS vêm atuando a fim de viabilizar e antecipar a entrada em operação das obras que impactam os limites.

Assim, os limites de intercâmbio considerados para esse estudo estão conforme Tabela 4-9, a seguir.

Tabela 4-9: Limites de Intercâmbio de janeiro/2022 a junho/2022 (critério N-2)

Fluxo	Representação Energética	Limites (MW)					
		Jan/22	Fev/22	Mar/22	Abr/22	Mai/22	Jun/22
FNESE	NE→SE	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	5.000
-FNE	NE→FC	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
EXPNE	NE→FC + NE→SE	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000
FNS	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado)	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	4.100
FNS+FNESE	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado) + NE→SE	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	8.600
FTUXG	- N→FC + Geração Norte - Carga Norte + FC→N	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	1.500
Bipolos Xingu	N→SE	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	5.000
EXP Norte CA	N→FC	6.000	5.900	5.900	5.900	5.900	5.900

4.9 Casos Simulados

Considerando as premissas apresentadas anteriormente, os casos simulados consideram como premissa o atendimento ao “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/2021 a abril/2022”, formalizado pela ANA através da Resolução ANA Nº 108, de 19/11/2021, Resolução ANA Nº 110, de 23/11/2021 e Resolução ANA Nº 111, de 29/11/2021, priorizando assim a preservação dos estoques nos reservatórios de cabeceiras, assim como o atendimento ao “Protocolo de Compromisso Nº 1/2021”, firmado entre ANA, Rio Paraná energia S/A (RPESA) e ONS, que tem como objetivo a recuperação do nível mínimo normal operativo do reservatório da usina hidroelétrica de Ilha Solteira.

Além do Caso Base, que considera limites de intercâmbio definidos segundo critérios dos Procedimentos de Rede do ONS, foram simulados dois Casos de Sensibilidade: o primeiro considera limites de intercâmbio definidos segundo critério N-1, e o segundo considera despacho térmico no mês de janeiro de 2022 limitado ao CVU de 1.500 R\$/MWh.

Todos os casos foram simulados considerando dois cenários de vazões, o primeiro construído a partir da hipótese de repetição das chuvas do ano de 2018, e o segundo a partir das chuvas do ano de 2009.

5 Resultados da Simulação Energética

O estudo prospectivo anterior, apresentado na NT ONS DGL 0154/2021, contemplou o horizonte de dezembro/2021 a maio/2022. O atual estudo considera horizonte de janeiro/2022 a junho/2022. Nesta seção são apresentados os principais resultados das simulações energéticas do estudo atual, tanto para o caso base quanto para os dois casos de sensibilidade.

Conforme mencionado anteriormente, o estudo atual considerou dois cenários de afluências, quais sejam: (i) baseado nas chuvas observadas no ano de 2018, que também foi considerada no estudo anterior; e (ii) baseado nas chuvas de 2009, em substituição àquele baseado nas chuvas de 2021 que foi considerado no estudo anterior. Ou seja, o cenário que foi considerado tanto no estudo anterior quanto atual é aquele baseado nas chuvas de 2018. Desta forma, os resultados do estudo atual serão comparados com o resultado do estudo anterior associado às chuvas de 2018.

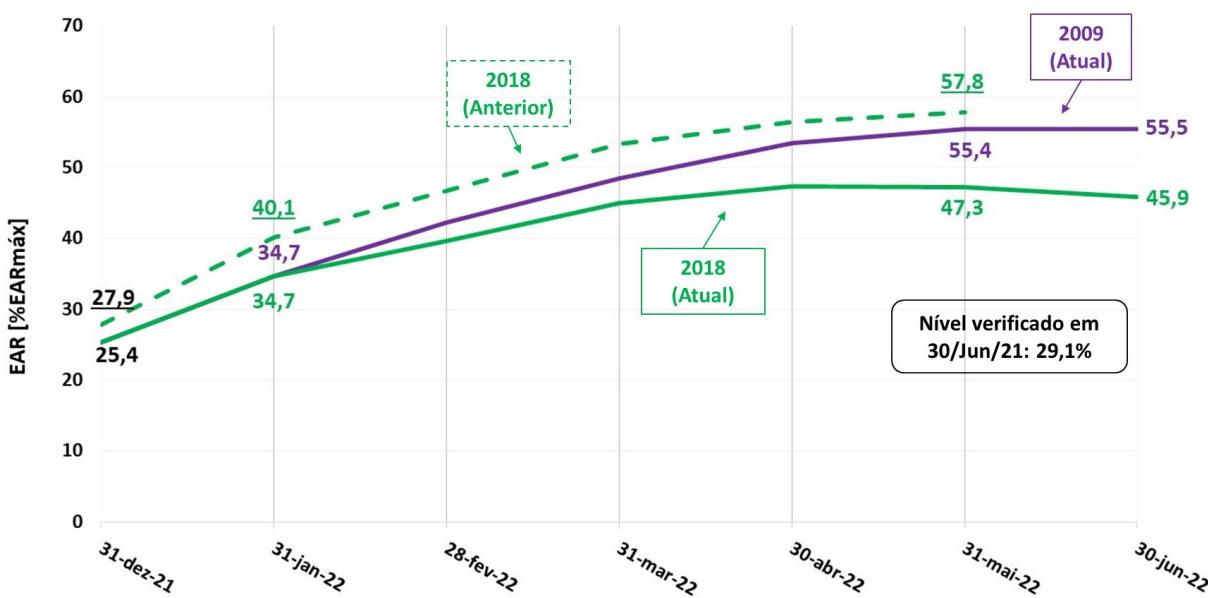
Para referência, no Anexo A são apresentados os resultados obtidos considerando o cenário de chuvas de 2021.

Os resultados das novas prospecções apresentados a seguir tiveram como premissa o atendimento ao “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/2021 a abril/2022”, formalizado pela ANA através da Resolução ANA Nº 108, de 19/11/2021, Resolução ANA Nº 110, de 23/11/2021 e Resolução ANA Nº 111, de 29/11/2021, priorizando assim a preservação dos estoques nos reservatórios de cabeceiras, assim como o atendimento ao “Protocolo de Compromisso Nº 1/2021”, firmado entre ANA, Rio Paraná energia S/A (RPESA) e ONS, que tem como objetivo a recuperação do nível mínimo normal operativo do reservatório da usina hidroelétrica de Ilha Solteira.

5.1 Resultados para o Caso Base

A Figura 5-1, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, considerando os cenários de afluências baseados nas chuvas observadas no ano de 2009 (curva roxa) e no ano de 2018 (curva verde). As curvas cheias dizem respeito aos resultados do estudo atual, e a curva pontilhada diz respeito ao estudo anterior.

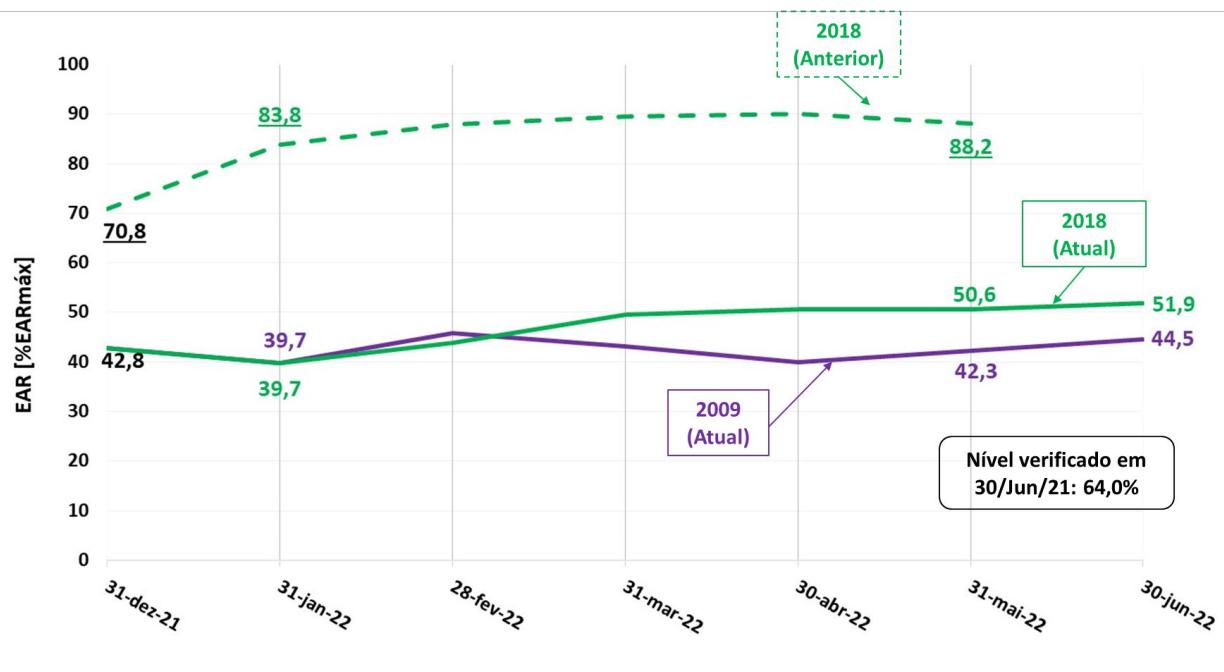
Figura 5-1: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SE/CO



Os resultados apresentados na Figura 5-1, anterior, mostram que a trajetória de armazenamento do estudo atual é inferior à do estudo anterior. Para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2018 chega-se ao final de maio/2022 com 47,3%EARmáx, cerca de 10,5 p.p. abaixo do valor do estudo anterior, e ao final de junho com 45,9%EARmáx. Para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2009, atinge-se 55,5%EARmáx ao final de junho/2022. A título de comparação, em 30/06/2021 o armazenamento equivalente observado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste foi de 29,1%EARmáx.

A Figura 5-2, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Sul.

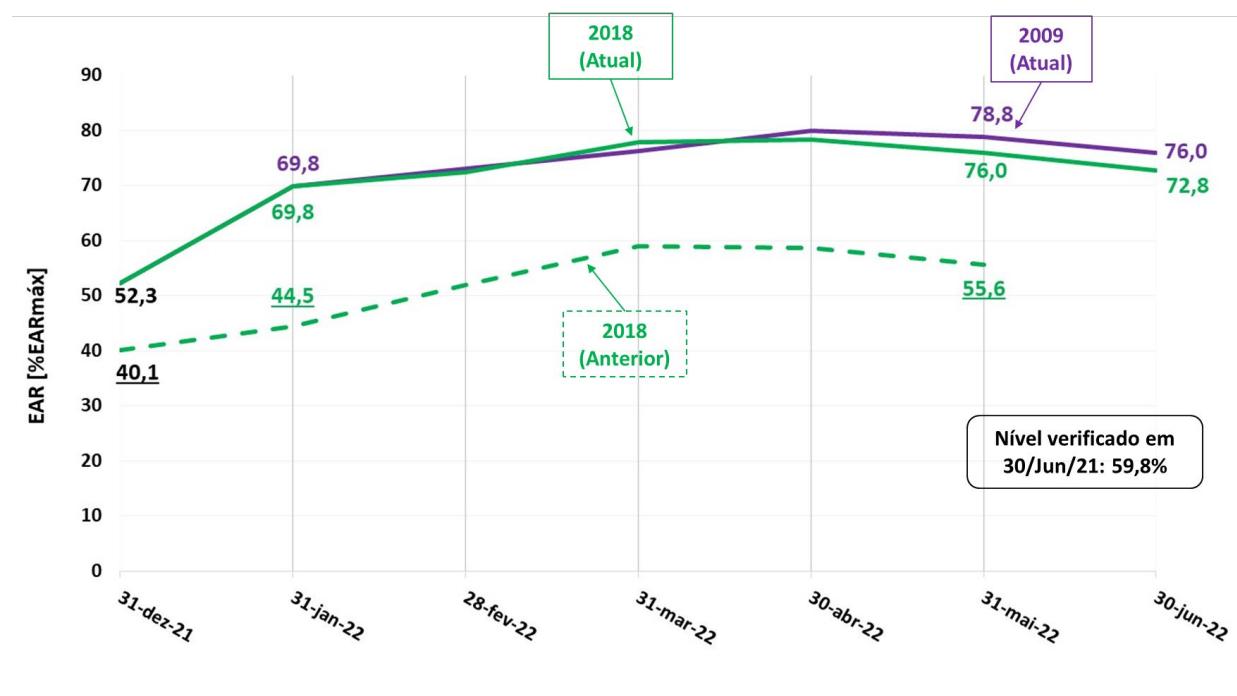
Figura 5-2: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul



Os resultados apresentados na Figura 5-2, anterior, mostram que as trajetórias de armazenamento equivalente do subsistema Sul no estudo atual são inferiores à do estudo anterior. Para o cenário que considera as chuvas do ano de 2018, chega-se ao final de maio/2022 com 50,6%EARmáx, cerca de 37,6 pontos percentuais abaixo do nível obtido no estudo anterior, e ao final de junho/2022 com 51,9%EARmáx. Já para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2009, o nível alcançado ao final do horizonte é de 44,5%EARmáx. A título de ilustração, em 30/06/2021 foi observado armazenamento equivalente do subsistema Sul de 64,0%EARmáx.

A Figura 5-3, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Nordeste.

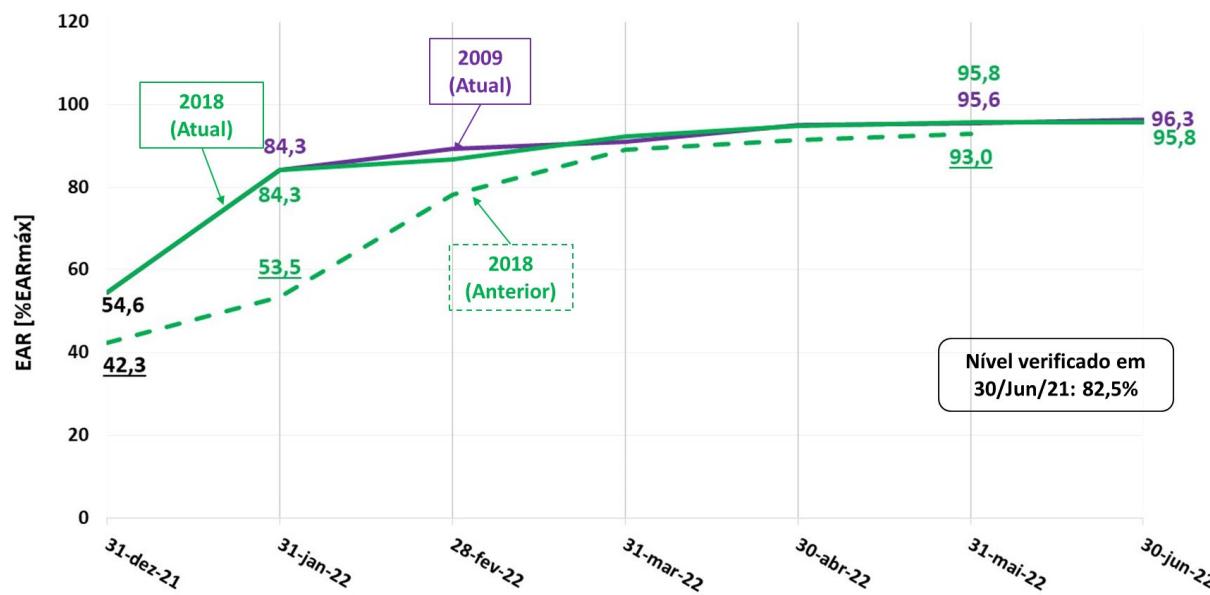
Figura 5-3: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste



Os resultados apresentados na Figura 5-3, anterior, mostram que para o subsistema Nordeste, a prospecção atual apresenta trajetória de armazenamento superior à da prospecção anterior. Para o cenário que considera as chuvas do ano de 2018, o nível da prospecção atual ao final de maio/2022 é de 76,0%EARmáx, cerca de 20,4 p.p. acima da prospecção anterior, e ao final de junho/2022 é de 72,8%EARmáx. Para o cenário que considera as chuvas do ano de 2009, chega-se ao final de junho/2022 com 76,0%EARmáx. A título de ilustração, em 30/06/2021 foi observado armazenamento equivalente do subsistema Nordeste de 59,8%EARmáx.

A Figura 5-4, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Norte.

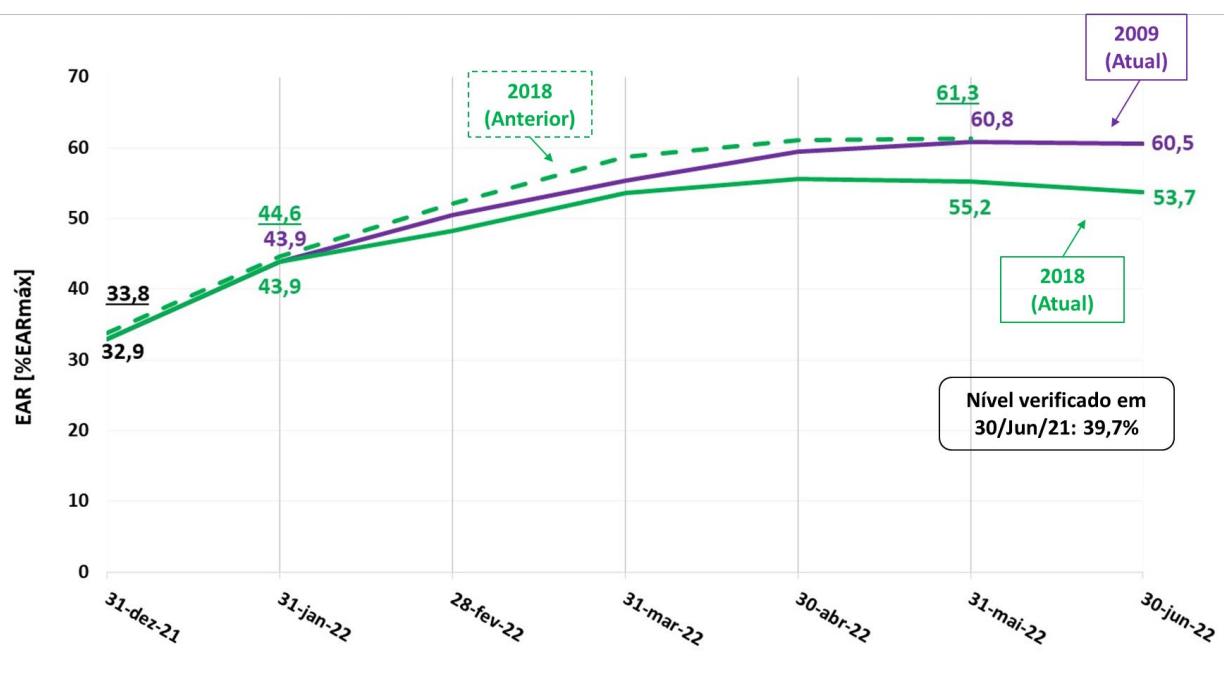
Figura 5-4: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte



Os resultados apresentados na Figura 5-4, anterior, mostram que, para o cenário que considera as chuvas do ano de 2018, o nível da prospecção atual ao final de maio/2022 é de 95,8%EARmáx, 2,8 p.p. acima da prospecção anterior. Ao final de junho/2022 chega-se com 95,8%EARmáx no cenário baseado nas chuvas de 2018 e com 96,3%EARmáx no cenário baseado nas chuvas de 2009. A título de ilustração, em 30/06/2021 foi observado armazenamento equivalente do subsistema Norte de 82,5%EARmáx.

A Figura 5-5, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final no SIN, construída a partir das trajetórias dos subsistemas.

Figura 5-5: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN



Os resultados da Figura 5-5, anterior, mostram trajetória de armazenamento do estudo atual ligeiramente inferior àquela da prospecção anterior. Ao final de junho/2022 o armazenamento equivalente do SIN é de 53,7%EARmáx e 60,5%EARmáx, respectivamente, para os cenários que consideram as chuvas do ano de 2018 e do ano de 2009. A título de ilustração, em 30/06/2021 o armazenamento observado equivalente do SIN foi de 39,7%EARmáx.

Na Tabela 5-1, a seguir, são apresentados os percentuais de uso da disponibilidade termoelétrica do SIN e dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste resultantes da simulação, para os dois cenários de afluências considerados.

Tabela 5-1: Uso da Disponibilidade Termoelétrica (SIN e SE/CO + Sul), em % do máximo

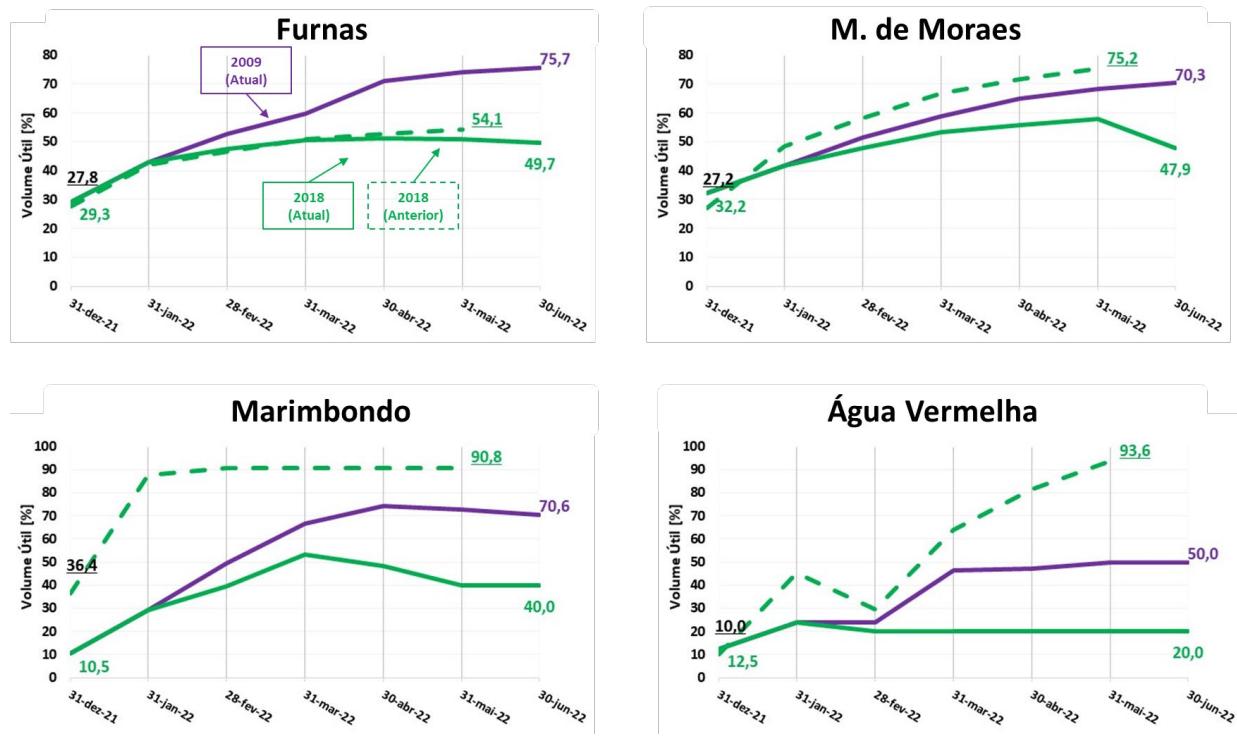
Uso da Disp. S+SE/CO	Jan/22	Fev/22	Mar/22	Abr/22	Mai/22	Jun/22	Média
2009	10.853	11.200	10.955	9.772	7.382	8.625	9.798
	91%	98%	96%	92%	63%	75%	
2018	10.853	11.200	10.524	7.470	6.470	8.489	9.168
	91%	98%	92%	70%	55%	73%	

Uso da Disp. SIN	Jan/22	Fev/22	Mar/22	Abr/22	Mai/22	Jun/22	Média
2009	15.015	16.735	15.287	12.600	8.496	10.241	13.062
	71%	83%	76%	66%	42%	51%	
2018	15.015	16.741	13.195	8.827	8.281	14.879	12.823
	71%	83%	65%	46%	41%	74%	

Da Tabela 5-1, anterior, verifica-se o uso de praticamente toda disponibilidade térmica dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul de janeiro/2022 a abril/2022 para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2009, e de janeiro/2022 a março/2022 para o cenário que se baseia nas chuvas de 2018.

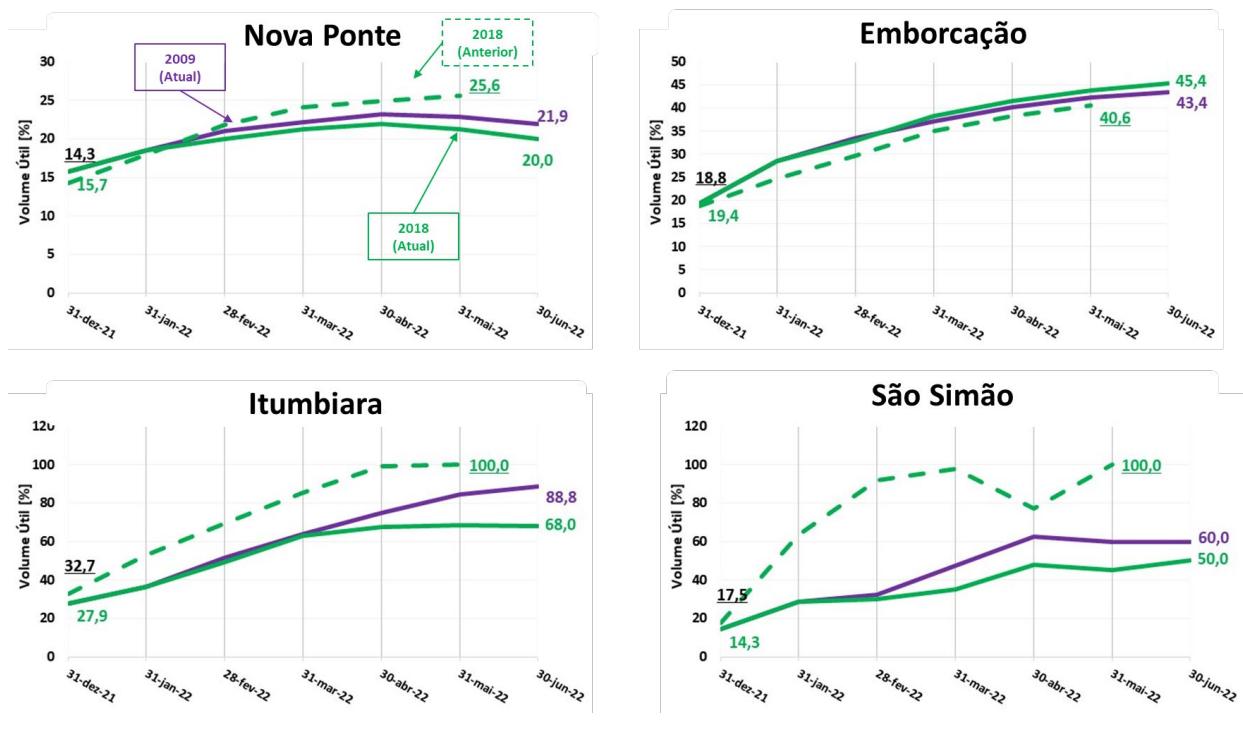
A Figura 5-6, a Figura 5-7 e a Figura 5-8, a seguir, apresentam as evoluções dos níveis de armazenamento de alguns dos principais reservatórios do sistema, para os dois cenários de afluências considerados.

Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande



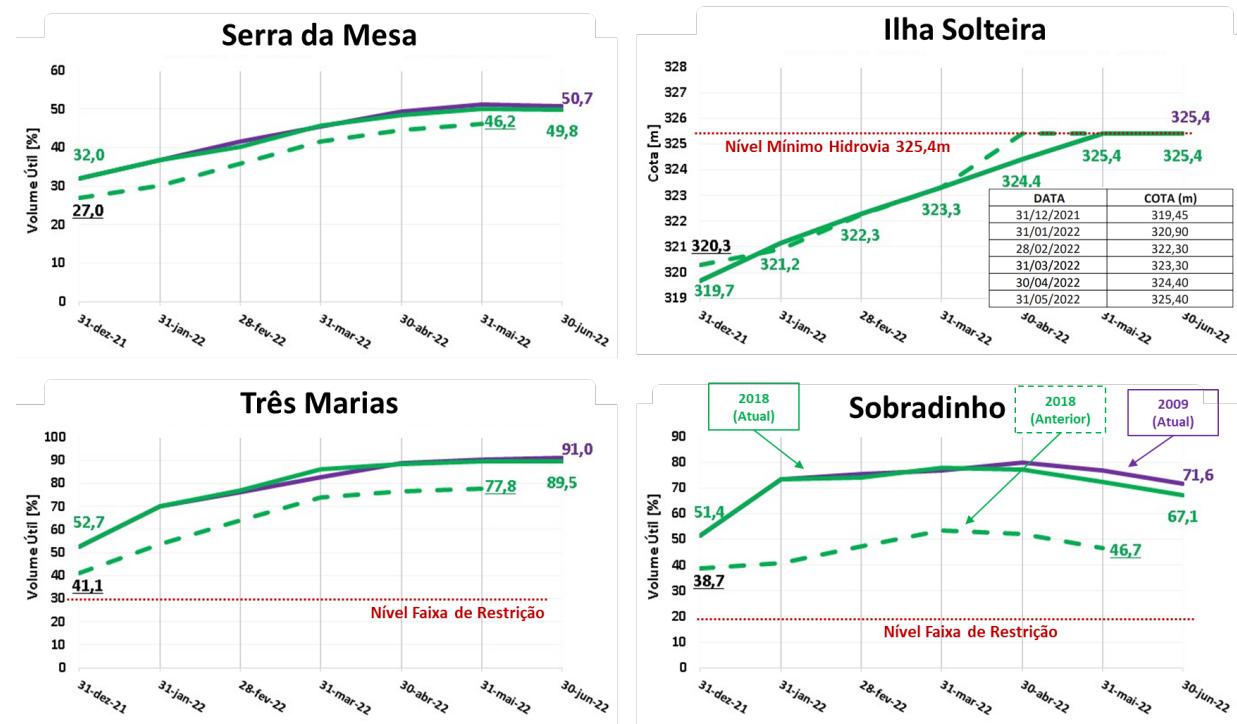
Com base nos resultados apresentados na Figura 5-6, anterior, verifica-se uma diminuição da trajetória de enchimento dos reservatórios das UHEs da bacia do Rio Grande, quando comparado com a prospecção do estudo anterior. A UHE Furnas chega ao final de junho/2022 com 49,7%V.U. no cenário que considera as chuvas do ano de 2018, e com 75,7%V.U. no cenário que considera chuvas do ano de 2009. A UHE Mascarenhas de Moraes termina o mês de junho/2022 com 47,9% V.U. e 70,3% V.U., respectivamente, nos cenários baseados nas chuvas de 2018 e 2009. A UHE Marimbondo atinge 40,0% V.U. ao final de junho/2022 para o cenário de chuvas do ano de 2018 e 70,6% V.U. para o cenário baseado nas chuvas de 2009. A UHE Água Vermelha termina o mês de junho/2022 com 20,0% V.U. quando se considera repetição das chuvas de 2018, e com 50,0% V.U. para as chuvas do ano de 2009.

Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba



Conforme ilustrado na Figura 5-7, anterior, para a bacia do rio Paranaíba as trajetórias de enchimento do estudo atual também são inferiores às do estudo anterior, com exceção daquela da UHE Emborcação. O reservatório da UHE Nova Ponte chega ao final de junho/2022 com 20,0% V.U. no cenário que considera repetição das chuvas de 2018, e com 21,9% V.U. no cenário de chuvas do ano de 2009. A UHE Emborcação atinge 45,4% V.U. e 43,4% V.U., respectivamente, para os cenários baseados nas chuvas de 2018 e 2009. A UHE Itumbiara termina o mês de junho/2022 com 68,0% V.U. e 88,8% V.U. para os cenários baseados nas chuvas de 2018 e 2009, respectivamente, enquanto a UHE São Simão alcança os níveis de 50% V.U. e 60% V.U. para os mesmos cenários.

Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Serra da Mesa, Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho



Da Figura 5-8, anterior, verifica-se que o nível de armazenamento da UHE Serra da Mesa atinge valores da ordem de 50,0% V.U. ao final de junho/2022, em ambos os cenários. A trajetória de enchimento do reservatório da UHE Ilha Solteira satisfaz o Protocolo de Compromisso Nº 1/2021², permitindo o retorno às condições normais para operação da hidrovia Tietê-Paraná ao final de maio/2022. As UHEs Três Marias e Sobradinho apresentam trajetórias de enchimento de seus reservatórios superiores às indicadas no estudo anterior, com a primeira alcançando o nível de cerca de 90,0% V.U. ao final de junho/2022, e a segunda de cerca de 70,0% V.U ao final do mesmo mês.

5.2 Resultados para o Caso de Sensibilidade com Limitação do Despacho Térmico até o CVU de 1500 R\$/MWh em Janeiro/2022

Na Tabela 5-2, a seguir, é apresentada uma comparação entre os montantes de despacho térmico do SIN no Caso Base e no Caso de Sensibilidade com limitação do despacho térmico até o CVU de 1500 R\$/MWh em janeiro, para os dois cenários de afluências considerados.

² Cujos valores pactuados se encontram na tabela que consta na Figura 5-8.

Tabela 5-2: Despacho Térmico do SIN – Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado

Geração Térmica SIN		Jan/22	Fev/22	Mar/22	Abr/22	Mai/22	Jun/22	Média
2009	Base	15.015	16.735	15.287	12.600	8.496	10.241	13.062
	Sensibilidade	14.501	16.735	15.363	12.579	8.613	10.431	13.037
	Diferença	-514	0	76	-21	117	190	-25
2018	Base	15.015	16.741	13.195	8.827	8.281	14.879	12.823
	Sensibilidade	14.501	16.741	13.687	8.846	8.363	14.981	12.853
	Diferença	-514	0	492	19	82	102	30

Da Tabela 5-2, anterior, verifica-se que a limitação do CVU em 1500 R\$/MWh reduz o despacho térmico do mês de janeiro/2022 de cerca de 15 GWmed para cerca de 14,5 GWmed. Esta redução do despacho térmico em janeiro/2022 ocasiona uma tendência de elevação do despacho térmico a partir do mês de março/2022.

Da Figura 5-9 a Figura 5-12, a seguir, são comparadas as evoluções temporais da energia armazenada final obtidas nos Casos Base e no Caso de Sensibilidade com limitação do despacho térmico até o CVU de 1500 R\$/MWh em janeiro, para os dois cenários de afluências considerados. As curvas cheias dizem respeito aos resultados do Caso Base, e a curvas pontilhadas dizem respeito ao Caso de Sensibilidade.

Figura 5-9: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SE/CO – Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado

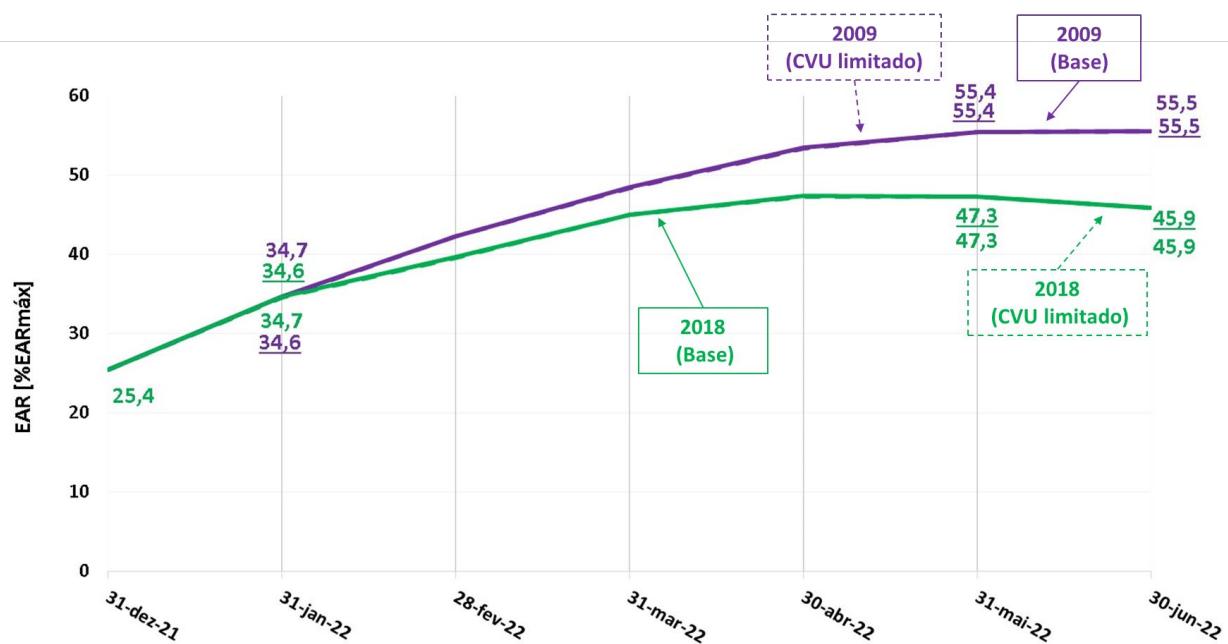


Figura 5-10: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul– Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado

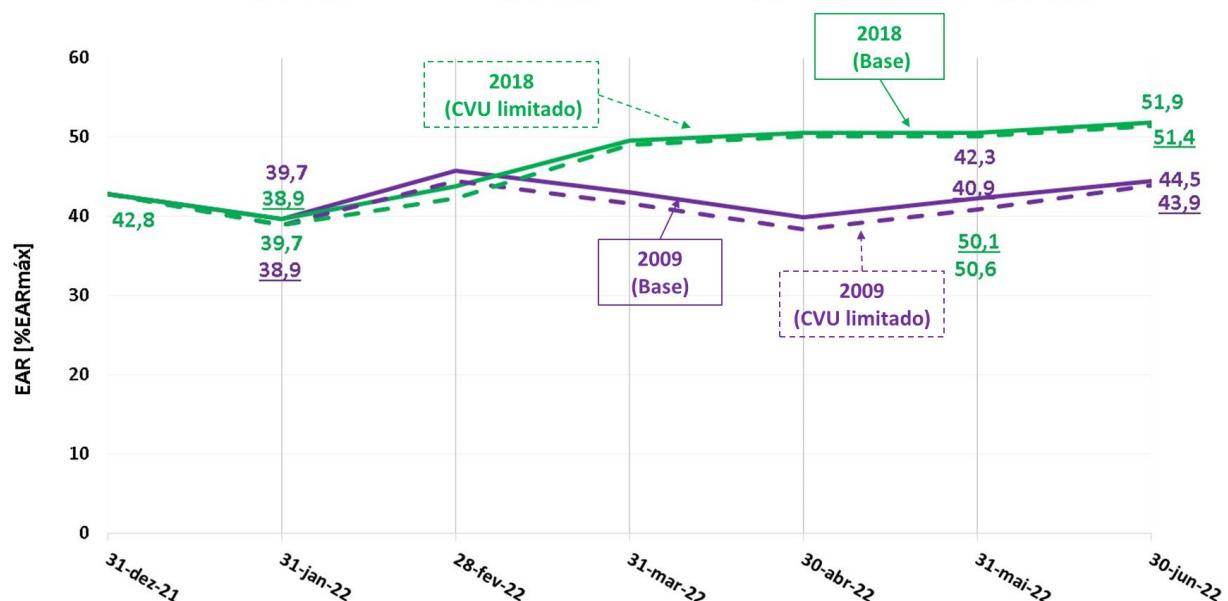


Figura 5-11: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste– Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado

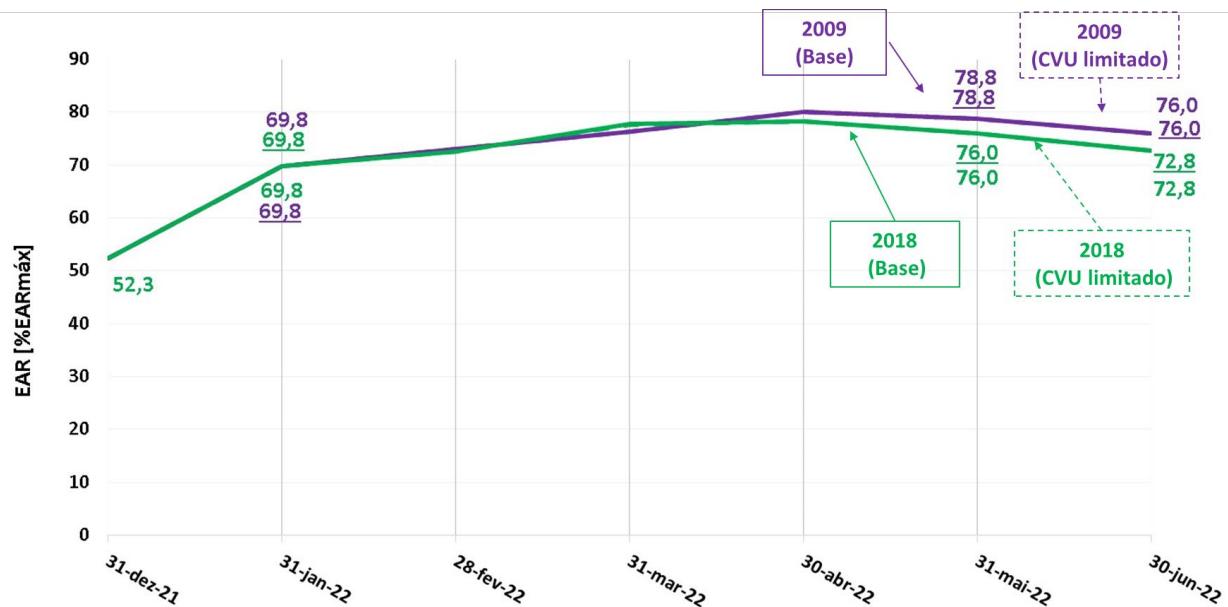
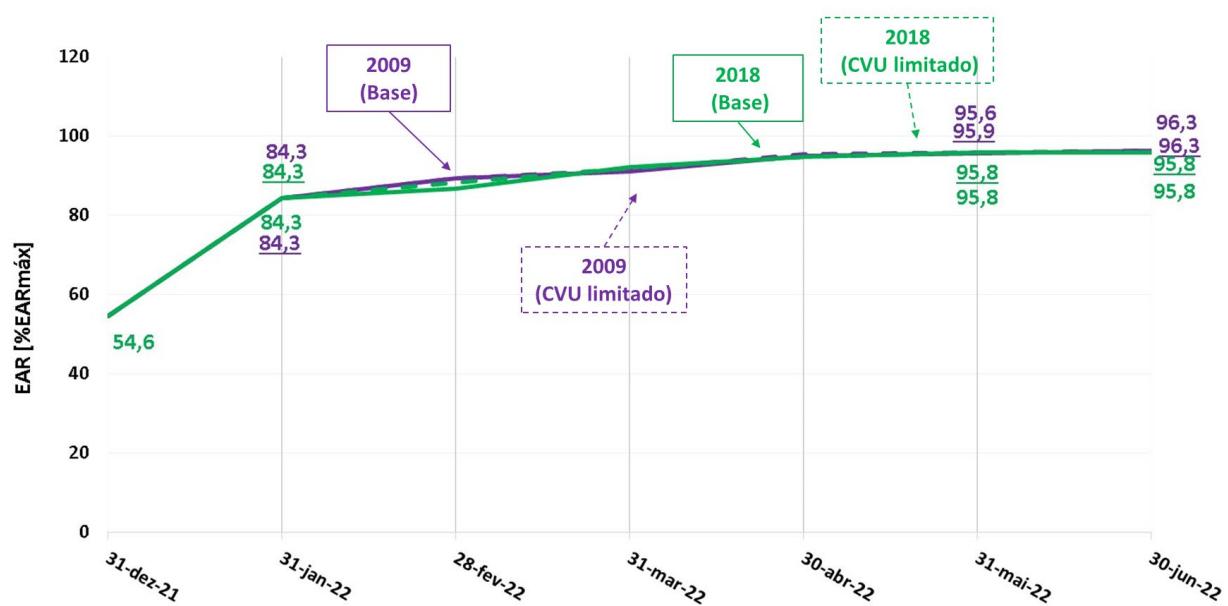


Figura 5-12: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte – Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado

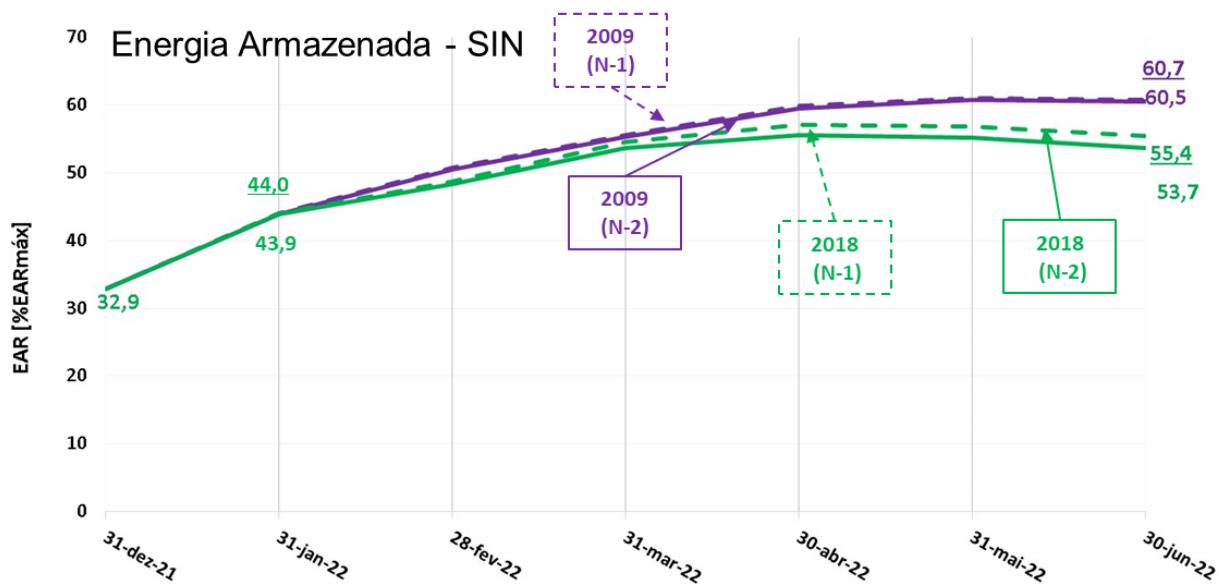


Da Figura 5-9, Figura 5-10, Figura 5-11 e Figura 5-12, anteriores, verifica-se que o subsistema Sul é o único que apresenta redução de nível ao final de junho/2022. Esta redução é de 0,5 p.p. para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2018 e de 0,6 p.p. para o cenário baseado nas chuvas de 2009.

5.3 Resultados para o Caso de Sensibilidade com Limites de Transmissão Definidos Segundo Critério N-1

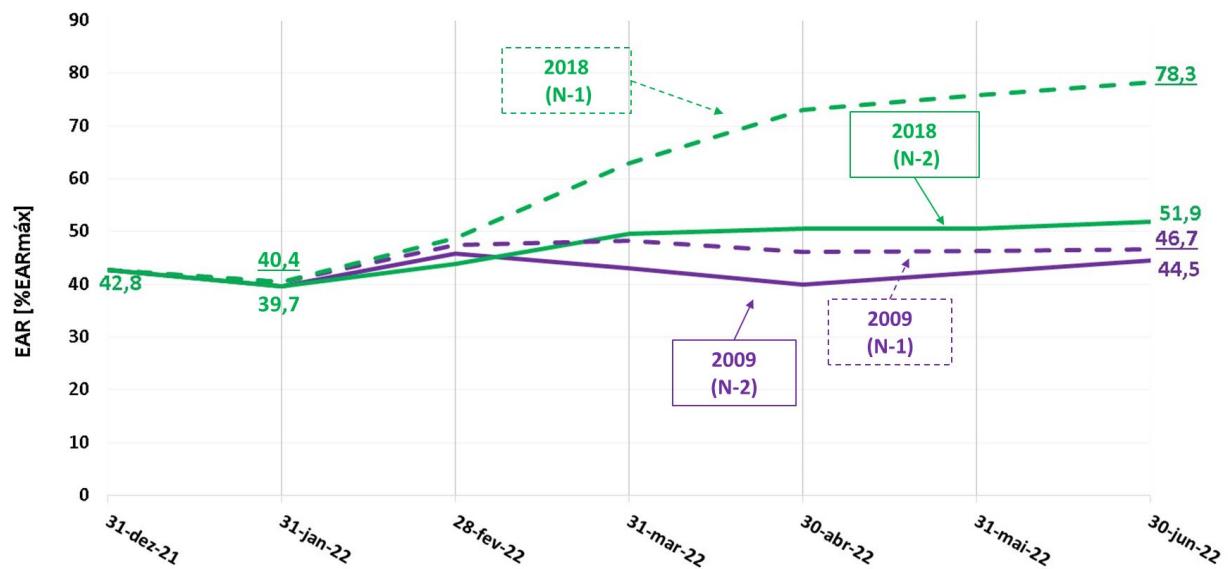
A Figura 5-13, a seguir, apresenta uma comparação das evoluções temporais da energia armazenada do SIN obtidas nos Casos Base e no Caso de Sensibilidade com limites de transmissão definidos segundo critério N-1, para os dois cenários de afluências considerados. As curvas cheias dizem respeito aos resultados do Caso Base, e a curvas pontilhadas dizem respeito ao Caso de Sensibilidade.

Figura 5-13: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN – Caso Base x Sensibilidade com Limites de Transmissão N-1



Da Figura 5-13, anterior, verifica-se que a adoção do critério N-1 praticamente não impacta o armazenamento do SIN ao final de junho/2022 para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2009. Para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2018, há um ganho de armazenamento no SIN ao final de junho/2022 de 1,8 pontos percentuais. Este ganho se concentra no subsistema Sul, cujo armazenamento sai de 51,9%EARmáx para 78,3%EARmáx, conforme pode ser visto na Figura 5-14, a seguir. Vale destacar que analisando o impacto no armazenamento do mês de janeiro/2022, a adoção do critério N-1 não traz ganho em termos de armazenamento.

Figura 5-14: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul – Caso Base x Sensibilidade com Limites de Transmissão N-1



6 Resultados do Balanço de Potência

Em adição às análises prospectivas energéticas apresentadas anteriormente, foi avaliado o atendimento dos requisitos de potência do sistema através de um balanço de potência prospectivo, considerando as condições e resultados prospectados na avaliação energética (previsões de vazão, evolução dos níveis dos reservatórios e geração térmica).

Nestas avaliações, são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN.

Com relação aos requisitos de demanda, considera-se uma curva de carga diária típica para cada mês/subsistema (24 horas), obtida a partir do comportamento histórico recente, que quando conjugada com a projeção de demanda máxima instantânea resulta na curva de carga a ser atendida para cada mês do estudo. A reserva de potência operativa é incorporada à esta curva de carga, considerando inclusive a parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica, conforme Relatório RT-ONS DPL 0325-2021 – Estimativa da Reserva de Potência Operativa para o Ano de 2022.

Com relação às disponibilidades de potência dos empreendimentos hidrelétricos despacháveis, estas são obtidas através de simulações hidrotérmicas com o modelo SUISHI, que fornecem as potências disponíveis revisadas (acrônimo PDISPR). Desta forma, captura-se a variação da disponibilidade de potência em função da altura de queda e da vazão disponível para turbinamento.

Especificamente para as UHEs da bacia do rio São Francisco e para a UHE Itaipu, não são utilizadas as potências disponíveis revisadas fornecidas pelo SUISHI, e sim restrições de modulação, conforme Tabela 6-1 e Tabela 6-2, a seguir.

Tabela 6-1: Tabela de Modulação das UHEs da Bacia do São Francisco

Defluência Média Mensal em Xingó						
	800 m ³ /s	1.000 m ³ /s	1.300 m ³ /s	1.500 m ³ /s	1.800 m ³ /s	>2.500 m ³ /s
Sobradinho [MW]	200	300	350	440	505	620
Itaparica [MW]	660	1.000	1.300	1.360	1.360	1.360
Comp. P Afonso [MW]	917	1.900	2.450	2.450	2.830	3.400
Xingo [MW]	1.050	1.600	2.250	2.550	2.750	3.050

Tabela 6-2: Tabela de Modulação da UHE Itaipu

Defluência Média Mensal em Itaipu							
	5.000 m ³ /s	6.000 m ³ /s	7.000 m ³ /s	8.000 m ³ /s	9.000 m ³ /s	10.000 m ³ /s	>11.000 m ³ /s
Itaipu [MW]	7.200	8.000	9.000	9.800	11.100	11.800	13.000

As restrições de modulação estão associadas às taxas de variação de defluências, conforme explicado na Nota Técnica ONS DGL 0093/2021.

A incorporação das restrições de modulação das usinas da bacia do São Francisco e de Itaipu no balanço de potência é feita da seguinte forma: a partir das defluências médias mensais prospectadas nas avaliações energéticas, as tabelas de modulação são consultadas de modo a se obter a máxima disponibilidade de potência. Para as usinas do rio São Francisco, a consulta à tabela deve ser feita com base na defluência da UHE Xingó. Para a UHE Itaipu, a tabela já incorpora a flexibilização de 20% nas variações horária e diária de nível.

Ressalta-se que a modulação das demais UHEs simuladas são feitas independentemente da política energética adotada para análises prospectivas energéticas.

A disponibilidade de potência da UHE Tucuruí leva em conta a curva de operação da usina.

As disponibilidades de potência dos empreendimentos termelétricos convencionais são dadas pela geração térmica máxima da usina.

As disponibilidades de potência dos empreendimentos eólicos e fotovoltaicos são obtidas a partir do histórico de fatores de capacidade horários verificados no mesmo mês do ano anterior, conjugados com a projeção da capacidade instalada dos empreendimentos. Com isso, são considerados perfis diários (cenários para cada hora), capturando, além da variação sazonal, a variação intradiária destas fontes.

Para as pequenas centrais hidrelétricas e pequenas centrais termelétricas, as disponibilidades de potência são consideradas iguais aos valores de energia mensal adotados nas simulações energéticas.

Com base nos requisitos e recursos descritos anteriormente, são realizados balanços de potência para as 24 horas da curva de carga. Os requisitos de potência de cada hora são confrontados com os recursos, os quais consideram um único cenário de disponibilidade hidráulica, de disponibilidade térmica, e de

disponibilidade de pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas, e vários cenários de disponibilidade eólica e fotovoltaica.

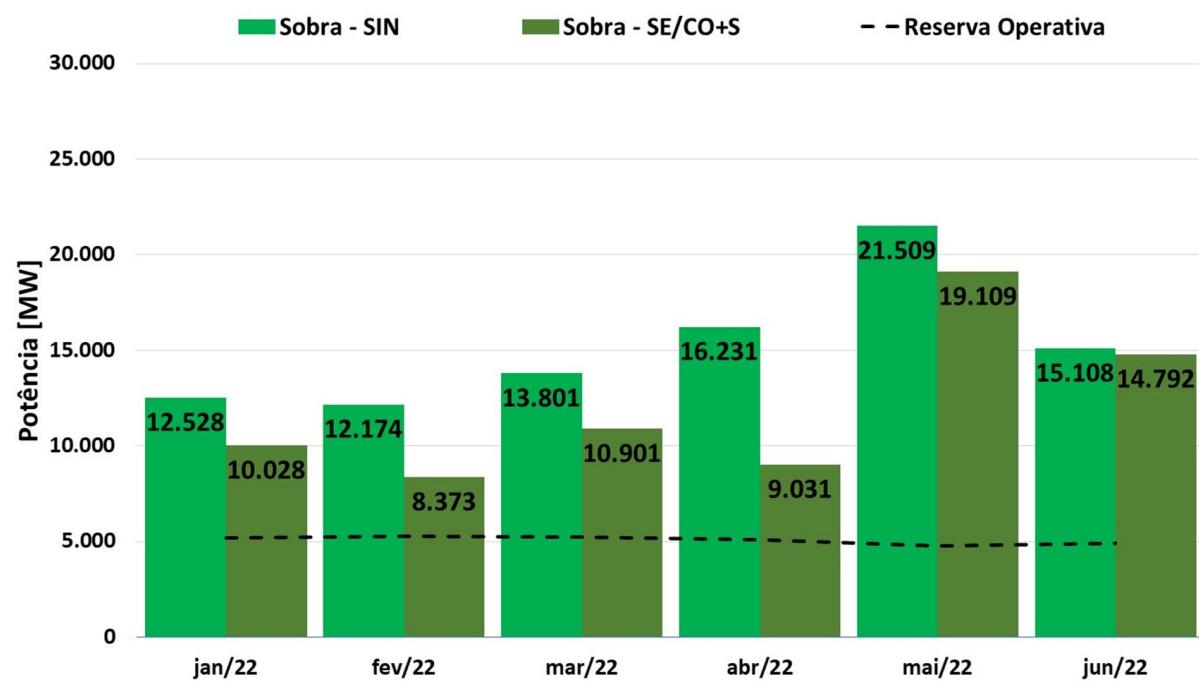
Vale ressaltar que nos balanços de potência são consideradas as capacidades de intercâmbio entre subsistemas associados ao patamar correspondente a hora para a qual o problema está sendo resolvido.

Vale ressaltar também que nestes balanços de potência, em adição às premissas listadas para as prospecções energéticas, considera-se a possibilidade de uso da reserva operativa a fim de evitar déficits de potência.

O Balanço de Potência considera o atendimento ao “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/2021 a abril/2022”, priorizando, assim, a preservação dos estoques nos reservatórios de cabeceiras, assim como o atendimento ao “Protocolo de Compromisso Nº 1/2021”, associado a recuperação do nível mínimo normal operativo do reservatório da usina hidroelétrica de Ilha Solteira.

A análise se restringiu ao Caso Base para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2018, uma vez que este cenário é aquele que leva a menores níveis de armazenamento, tanto para o SIN quanto para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Na Figura 6-1, a seguir, são apresentados os resultados. Tais resultados estão associados à situação mais crítica de cada mês, ou seja, entre todas as horas/cenários de disponibilidade eólica e fotovoltaica analisados, aquela de menor sobra de potência. Na figura são apresentadas as sobras do SIN, e também aquela que é possível de alocação nos subsistemas Sul/Sudeste-Centro-Oeste, uma vez que pode ser inviável trazer toda a sobra localizada nos subsistemas Norte/Nordeste para os subsistemas Sul/Sudeste-Centro-Oeste, devido a limitação nas capacidades de intercâmbio.

Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Cenário de Chuvas 2018 – Situação mais Crítica



Da Figura 6-1, anterior, os resultados indicam que mesmo na situação mais crítica de cada mês há sobra de potência. O mês de menor sobra é fevereiro/2022, com 12.174 MW no SIN, sendo que desta 8.373 MW é passível de alocação nos subsistemas Sul/Sudeste-Centro-Oeste. Maio/2022 é o mês de maior sobra, 21.509 MW no SIN, com 19.109 MW passível de alocação nos subsistemas Sul/Sudeste-Centro-Oeste.

Conclusões e Recomendações

As conclusões deste estudo prospectivo são apresentadas a seguir:

- Comparando os resultados apresentados nesta Nota Técnica com aqueles que constam na NT ONS-DGL 0154/2021 (estudo anterior), observa-se que as trajetórias de armazenamento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul no estudo atual caminham por baixo da trajetória do estudo anterior. Já para os subsistemas Nordeste e Norte, as trajetórias de armazenamento do estudo atual caminham por cima daquelas do estudo anterior.
- A avaliação das condições de atendimento até junho de 2022 indicou que, para o cenário de precipitação 2018, o armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 31 de maio de 2022 estará em 47,3%, ou 15,2 p.p. acima do nível verificado nessa mesma data em 2021, considerando a manutenção do despacho termoelétrico de 15GWmed em janeiro de 2022.
- O subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresenta armazenamentos, ao final de junho/2022, de 45,9% EARmáx, para o cenário de chuvas 2018, e 55,5% EARmáx, para o cenário de chuvas 2009. O subsistema Sul chega ao final de junho/2022 com níveis de armazenamento de 44,5% EARmáx e 51,9% EARmáx, respectivamente, para os cenários de chuvas 2009 e 2018. O subsistema Nordeste alcança níveis superiores a 70% EARmáx em ambos os cenários.
- As análises realizadas indicam a possibilidade de atendimento dos condicionantes do Plano de Contingência proposto pela ANA, regulamentados através das resoluções ANA nº 108, 110 e 111/2021. A aplicação destes condicionantes, associado às medidas por parte do Setor Elétrico, proporciona a recuperação parcial dos armazenamentos dos reservatórios das bacias dos rios Paraná e São Francisco. Durante o período chuvoso, estas medidas conjugam o interesse convergente entre o Setor Elétrico e a ANA para a recuperação dos armazenamentos nestas bacias.
- Com relação ao Protocolo de Compromisso nº 01/2021, assinado entre a ANA, Rio Paraná Energia S/A e o ONS, que tem por objetivo restabelecer as condições mínimas de operação da UHE Ilha Solteira, conforme a sua outorga, além de favorecer o início das obras de derrocamento do pedral em Nova Avanhandava (SP) e o restabelecimento das condições de naveabilidade da Hidrovia Tietê-Paraná, as simulações mostraram viabilidade de seu atendimento.
- A limitação do despacho térmico até o CVU de 1.500 R\$/MWh no mês de janeiro/2022 impacta, em termos de armazenamento equivalente, apenas o

nível do subsistema Sul, resultando em uma redução de cerca de 0,5 pontos percentuais ao final de junho/2022.

- A adoção do critério N-1 não mostra ganhos de armazenamento no mês de janeiro/2022.
- As avaliações de potência indicam sobras de potência em todo horizonte, sem necessidade de uso da reserva de potência operativa.

Com base nos resultados dos estudos apresentados nesta Nota Técnica, o ONS faz as seguintes recomendações:

- Autorizar o despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas, de até 15.000 MWmédios, ao longo do mês de janeiro, para a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes, porventura importados.
- Considerando as incertezas associadas às vazões afluentes nas principais bacias do SIN que são inerentes ao mês de janeiro, aliado ao fato de que as vazões verificadas têm estado acima daquelas previstas nos estudos prospectivos, pode-se considerar, como CVU limitante dos despachos termoelétricos, o valor de R\$ 1.000/MWh. Entretanto, em casos de reconhecida necessidade sistêmica, advinda de indisponibilidades forçadas de equipamentos em base semanal, ou situações excepcionais devidamente justificadas, recomenda-se considerar, como limite do valor de CVU, o valor de R\$ 1.500/MWh.
- Aprovar as propostas associadas à Portaria MME nº 17, de 22 de julho de 2021 limitadas a valores até 1.000,00 R\$/MWh, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

ANEXO A – Resultados da Simulação Prospectiva Considerando o Cenário 2020/2021

Figura 8-1: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SE/CO

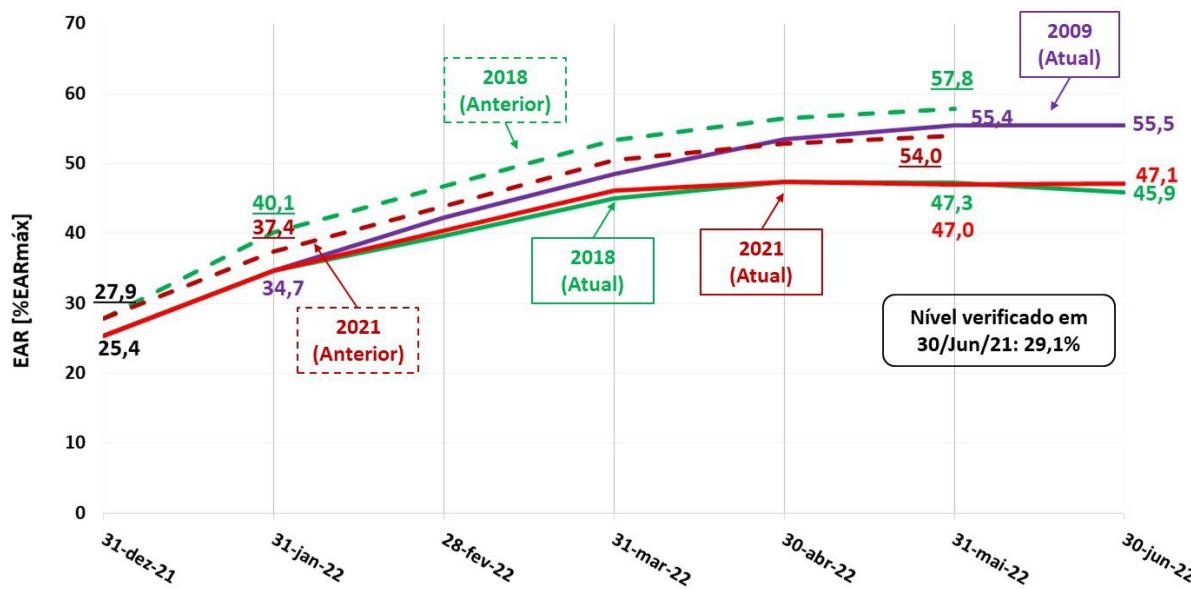


Figura 8-2: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul

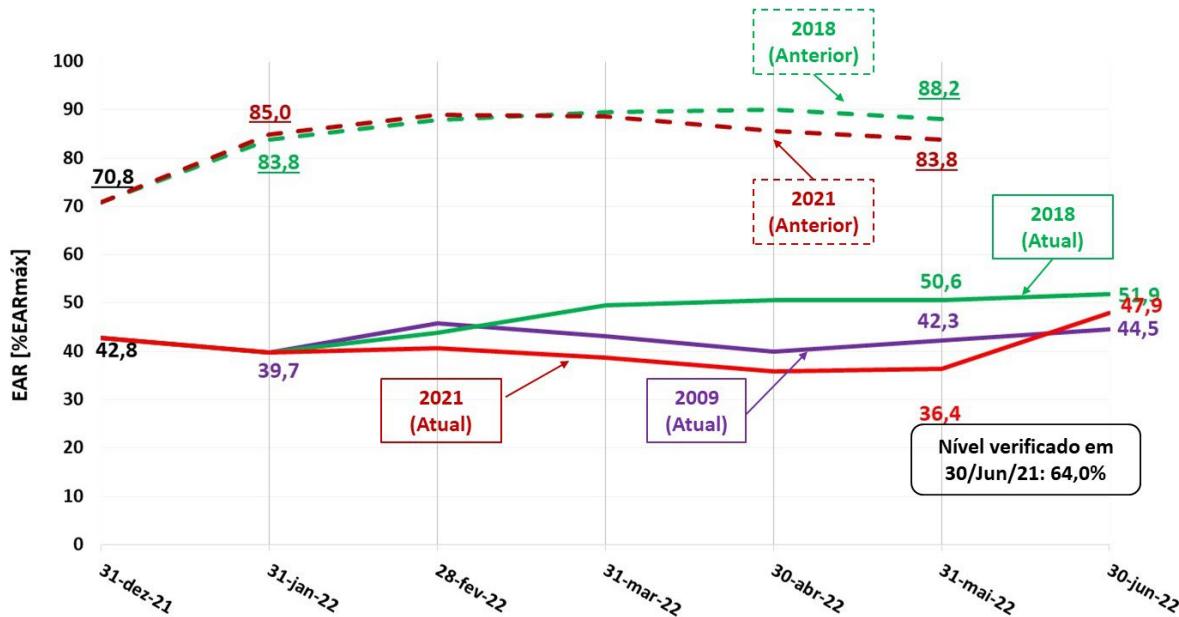


Figura 8-3: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste

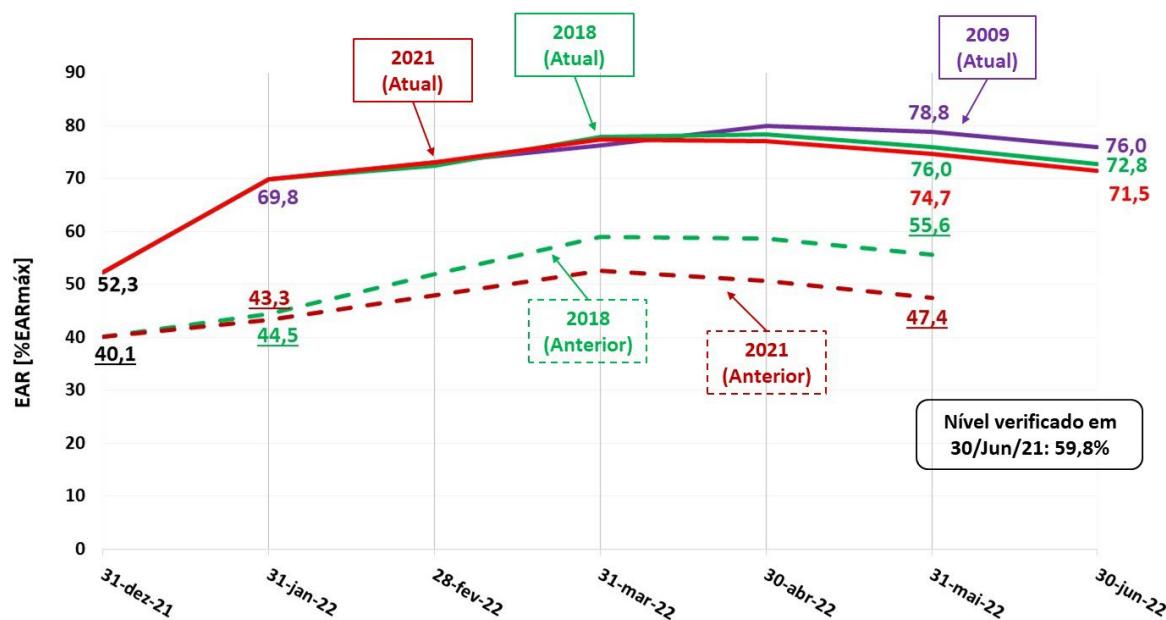


Figura 8-4: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte

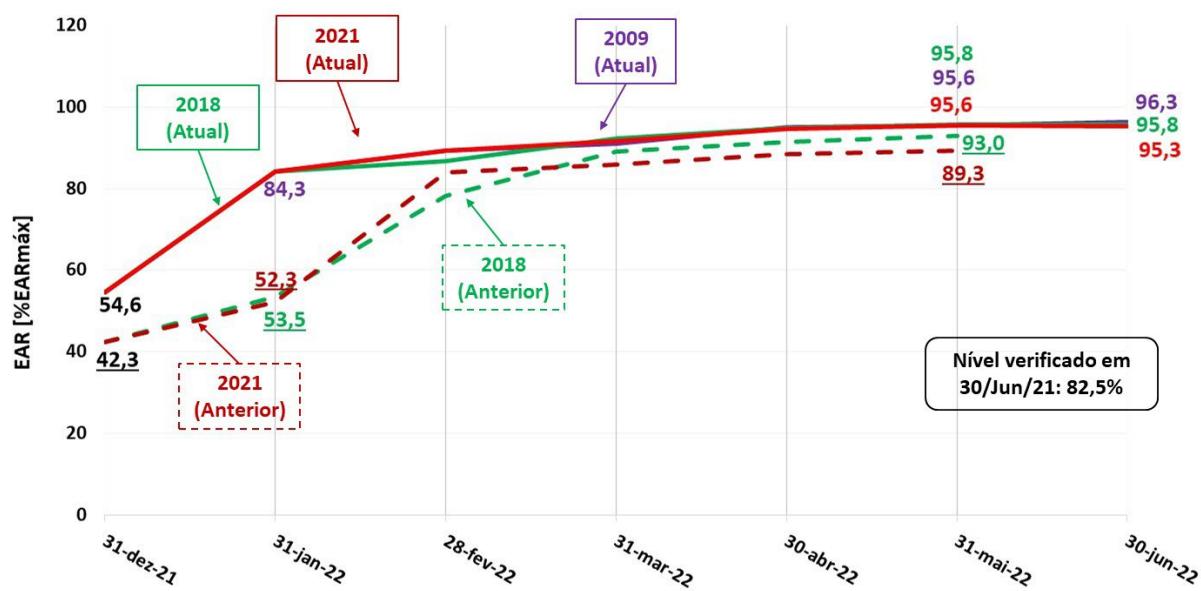
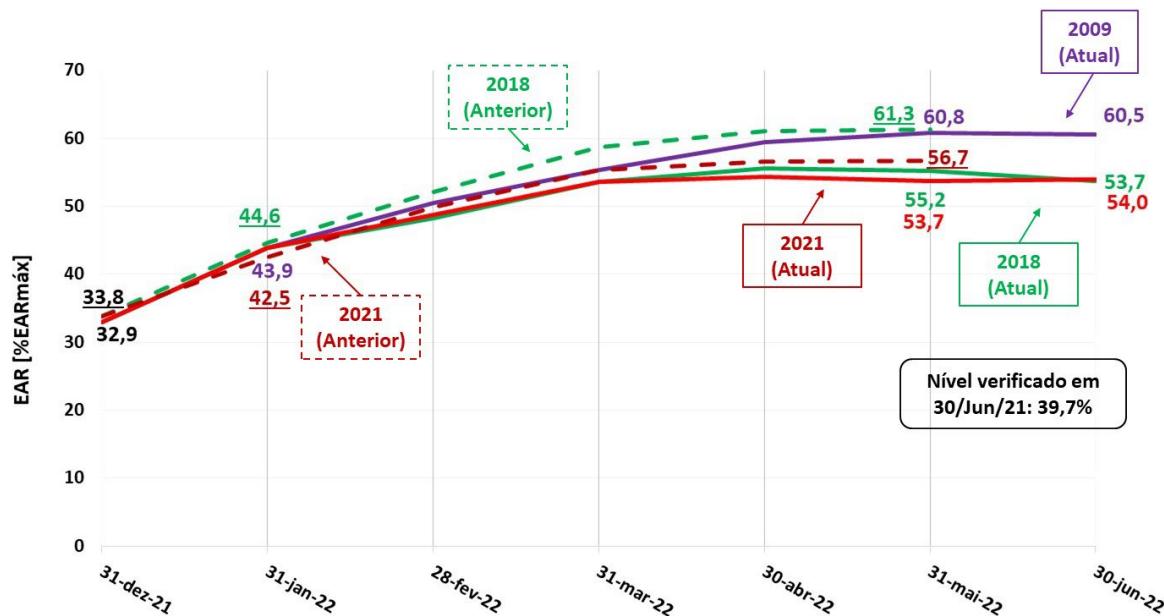


Figura 8-5: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN



Lista de figuras e tabelas

Figura 3-1: Anomalia de precipitação nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos	11
Figura 3-2: Bacia do rio Paraná, delimitada a partir da UHE Itaipu, com indicação de usinas importantes para a gestão hidráulica a montante da UHE Porto Primavera	12
Figura 3-3: Evolução das reduções de defluências mínimas das UHE Jupiá e Porto Primavera de janeiro de 2021 até final de outubro de 2022	27
Figura 3-4: Defluências praticadas nas UHE Jupiá e Porto Primavera, vazões naturais na UHE P. Primavera e diferenças entre as vazões defluentes e naturais na UHE P. Primavera	29
Figura 3-5: Regra operativa para os reservatórios de Furnas e M. Moraes, estabelecidas na Resolução ANA nº 63/2021	30
Figura 3-6: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos de jun./21 até nov./21	38
Figura 3-7: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos em dez./21	39
Figura 4-1: Previsão de consenso do CPC/IRI para o El Niño Oscilação Sul (ENSO), elaborada em dezembro/2021	47
Figura 4-2: Anomalia de TSM entre 2006 e 2021	48
Figura 4-3: Correlação entre precipitação observada e prevista pelo modelo CFSv2 com condições iniciais de dezembro	50
Figura 4-4: Distribuição da configuração 1 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição	52
Figura 4-5: Distribuição da configuração 1 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição, para os biênios escolhidos	53
Figura 4-6: Distribuição da configuração 2 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição	53
Figura 4-7: Distribuição da configuração 2 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição, para os biênios escolhidos	54
Figura 5-1: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SE/CO	65

Figura 5-2: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul	66
Figura 5-3: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste	67
Figura 5-4: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte	68
Figura 5-5: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN	69
Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande	71
Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba	72
Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Serra da Mesa, Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho	73
Figura 5-9: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SE/CO – Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado	75
Figura 5-10: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul– Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado	75
Figura 5-11: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste– Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado	76
Figura 5-12: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte – Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado	76
Figura 5-13: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN – Caso Base x Sensibilidade com Limites de Transmissão N-1	77
Figura 5-14: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul – Caso Base x Sensibilidade com Limites de Transmissão N-1	78
Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Cenário de Chuvas 2018 – Situação mais Crítica	82
Figura 8-1: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SE/CO	85
Figura 8-2: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul	85
Figura 8-3: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste	86
Figura 8-4: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte	86
Figura 8-5: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN	87
Figura 3-1: Anomalia de precipitação nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos	11

Figura 3-2: Bacia do rio Paraná, delimitada a partir da UHE Itaipu, com indicação de usinas importantes para a gestão hidráulica a montante da UHE Porto Primavera	12
Figura 3-3: Evolução das reduções de defluências mínimas das UHE Jupiá e Porto Primavera de janeiro de 2021 até final de outubro de 2022	27
Figura 3-4: Defluências praticadas nas UHE Jupiá e Porto Primavera, vazões naturais na UHE P. Primavera e diferenças entre as vazões defluentes e naturais na UHE P. Primavera	29
Figura 3-5: Regra operativa para os reservatórios de Furnas e M. Moraes, estabelecidas na Resolução ANA nº 63/2021	30
Figura 3-6: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos de jun./21 até nov./21	38
Figura 3-7: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos em dez./21	39
Figura 4-7: Distribuição da configuração 2 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição, para os biênios escolhidos	54
Figura 5-1: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SE/CO	65
Figura 5-2: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul	66
Figura 5-3: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste	67
Figura 5-4: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte	68
Figura 5-5: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN	69
Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande	71
Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba	72
Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Serra da Mesa, Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho	73
Figura 5-9: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SE/CO – Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado	75
Figura 5-10: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul– Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado	75
Figura 5-11: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste– Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado	76
Figura 5-12: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte – Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado	76

Figura 5-13: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN – Caso Base x Sensibilidade com Limites de Transmissão N-1	77
Figura 5-14: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul – Caso Base x Sensibilidade com Limites de Transmissão N-1	78
Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Cenário de Chuvas 2018 – Situação mais Crítica	82
Figura 8-1: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SE/CO	85
Figura 8-2: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul	85
Figura 8-3: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste	86
Figura 8-4: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte	86
Figura 8-5: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN	87

Tabela 3-1: Afluências na bacia do rio Paraná em percentuais da MLT e no posicionamento do histórico para o período de janeiro/2021 a dezembro/2021 e mês de dezembro de 2021	13
Tabela 3-2: Armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná	14
Tabela 3-3: Afluências no SIN em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de janeiro/2021 a dezembro/2021 e mês de dezembro de 2021	15
Tabela 3-4: Armazenamentos do SIN e de seus subsistemas	15
Tabela 3-5: Defluências médias mensais (m^3/s) praticadas nas UHE Furnas e M. Moraes de junho a novembro de 2021	31
Tabela 3-6: Pulsos de vazão indicados pelo DNIT	35
Tabela 3-7: Níveis mínimos para os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos aprovados pelo CMSE e CREG	36
Tabela 3-8: Cotas do reservatório da UHE Ilha Solteira a serem atingidos ao final de cada mês	38
Tabela 4-1: Índice El Niño de 2000 a 2021	45
Tabela 4-2: Indicação do fenômeno predominante em cada semestre (2000 a 2021)	46
Tabela 4-3: Cenário de ENA (%) da MLT) dos subsistemas e do SIN no período janeiro 2022 – junho de 2022, considerando-se a precipitação observada no ano 2009	55

Tabela 4-4: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período janeiro 2022 – junho de 2022, considerando-se a precipitação observada no ano 2018	56
Tabela 4-5: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período janeiro 2022 – junho de 2022, considerando-se a precipitação observada no ano 2021	56
Tabela 4-6: Comparação dos cenários de ENA média do período Janeiro/2022 - Maio/2022 dos estudos prospectivos de 01/dezembro e 12/janeiro, considerando a precipitação observada no ano 2018.	57
Tabela 4-7: Carga de Energia do período janeiro/2022 a junho/2022	57
Tabela 4-8: Aumento da Disponibilidade Energética (MWmed)	61
Tabela 4-9: Limites de Intercâmbio de janeiro/2022 a junho/2022 (critério N-2)	62
Tabela 5-1: Uso da Disponibilidade Termoelétrica (SIN e SE/CO + Sul), em % do máximo	70
Tabela 5-2: Despacho Térmico do SIN – Caso Base x Sensibilidade com CVU Limitado	74
Tabela 6-1: Tabela de Modulação das UHEs da Bacia do São Francisco	79
Tabela 6-2: Tabela de Modulação da UHE Itaipu	80