

AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ESTUDO PROSPECTIVO SETEMBRO A NOVEMBRO DE 2021

SETEMBRO DE 2021

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

© 2021/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DGL 0103/2021

**AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES
DE ATENDIMENTO
ELETROENERGÉTICO DO
SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL - ESTUDO
PROSPECTIVO SETEMBRO A
NOVEMBRO DE 2021**

SETEMBRO DE 2021

Sumário

1	Introdução	4
2	Objetivo	7
3	Condições Hidroenergéticas e Operação Hidráulica do SIN	8
	3.1 Condições hidroenergéticas	8
	3.2 Operação hidráulica do SIN	14
	a) Bacia do rio Paraná	16
	b) Bacia do rio São Francisco	29
	c) Bacia do rio Tocantins	31
4	Premissas e Casos Simulados	33
	4.1 Cenário de afluências	33
	4.2 Carga de Energia	35
	4.3 Geração das Usinas Não Simuladas Individualmente	35
	4.4 Restrições Operativas Hidráulicas	36
	4.5 Disponibilidade Térmica	38
	4.6 Geração Mínima da UHE Itaipu	39
	4.7 Intercâmbio N-NE / SE-CO	40
	4.8 Casos Simulados	41
5	Resultados da Simulação Energética	43
6	Resultados do Balanço de Potência	54
7	Conclusões e Recomendações	62

1 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, até o final do período seco (novembro de cada ano) ou final do período úmido (abril de cada ano). Os resultados desse estudo 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 a 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 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 setembro a julho observada nessa bacia.

Na Nota Técnica ONS DGL 0059/2021 foi apresentada uma contextualização sobre a situação hidroenergética crítica na qual se encontra a 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 Jupia e Porto Primavera para 2.300 m³/s e 2.700 m³/s, a partir de julho, bem como a flexibilização da cota mínima de operação da hidrovía Tietê-Paraná em Ilha Solteira e Três Irmãos neste 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 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/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 de 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 do Sul, as afluências observadas ficaram abaixo daquelas consideradas no cenário hidrológico adotado naquele estudo. Esta 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 resultados de dois casos, ambos considerando 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 imprescindibilidade do aumento da oferta em cerca de 5,5 GWmed a partir de setembro/2021 até novembro/2021.

Após a elaboração dos estudos publicados da Nota Técnica ONS DGL 0093/2021, houve uma atualização da disponibilidade térmica considerada nos estudos prospectivos, em função de providências acerca das medidas para aumento da disponibilidade energética. Os resultados apresentados nesta Nota Técnica consideram esta atualização.

2 Objetivo

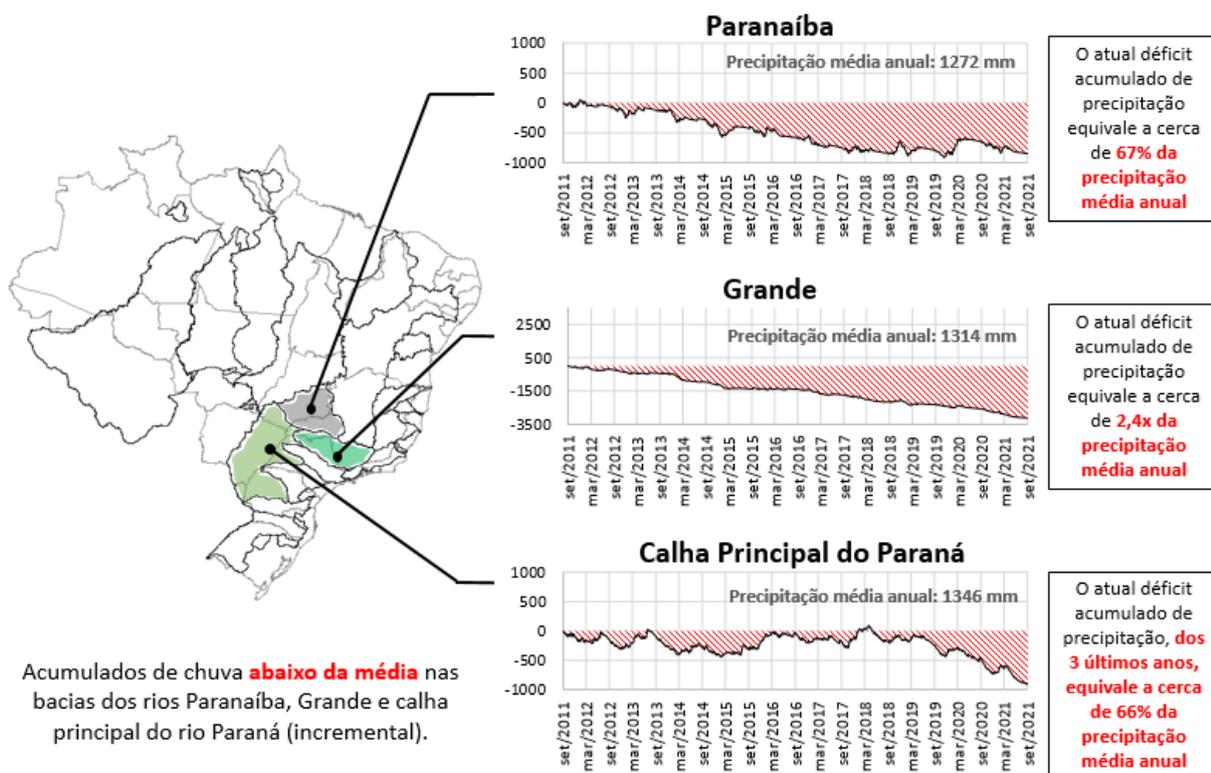
Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar as condições hidroenergéticas e operação hidráulica do SIN, as premissas, cenários e resultados do novo Estudo Prospectivo realizado pelo ONS para o horizonte de setembro a novembro de 2021, estudo este que foi apresentado pelo ONS em Reunião Extraordinária do CMSE, realizada em 30 de agosto de 2021.

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 a 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 agosto 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.

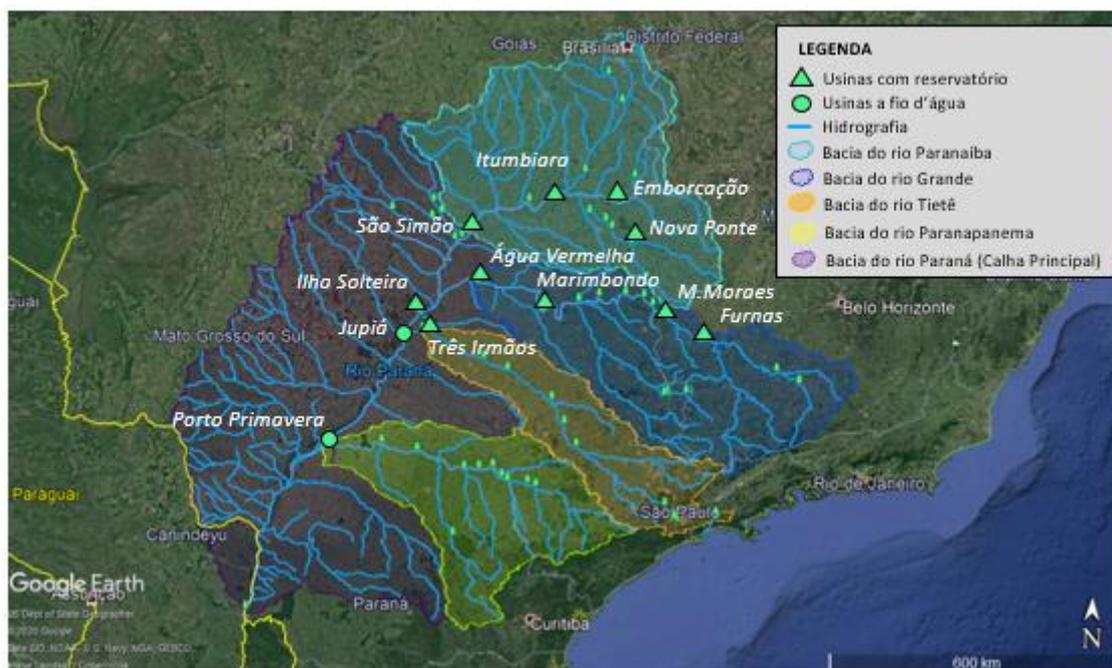
Figura 3-1: Anomalias de chuvas nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos



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 setembro de 2020 a agosto 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



Sobre a situação hidrológica desfavorável na qual se encontra a bacia do rio Paraná, ressalta-se que o período chuvoso 2020/2021 teve início tardio e se encerrou antecipadamente, em março de 2021, não havendo, portanto, expectativas de precipitação que proporcionem melhoria nos armazenamentos dos reservatórios até o próximo período chuvoso. As afluições observadas nessa bacia e em conjunto com suas bacias formadoras, desde o início da transição do período seco de 2020, no mês de setembro, até o mês de agosto de 2021, está se configurando como a pior série do histórico em 91 anos, se situando significativamente abaixo da Média histórica de Longo Termo (MLT), com 58% MLT. O comportamento das afluições nas principais bacias contribuintes à bacia do rio Paraná pode ser observado na Tabela 3-1, a seguir.

Tabela 3-1: Afluições na bacia do rio Paraná em percentuais da MLT e no posicionamento do histórico para o período de setembro/2020 a agosto/2021 e mês de agosto de 2021

Bacia	Setembro/2020 a Agosto/2021 ⁽¹⁾		Agosto de 2021 ⁽²⁾	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição
Bacia do rio Paraná (Calha Principal)	62	4º PIOR	62	5º PIOR
Bacia do rio Paranaíba	55	2º PIOR	52	2º PIOR
Bacia do rio Grande	51	2º PIOR	49	PIOR

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

Notadamente, em termos de afluições verificadas na bacia do rio Paraná, no trecho da sua calha principal, destacamos como a pior série verificada no período de setembro a agosto nos últimos 50 anos, desde 1971.

O armazenamento equivalente dos reservatórios da bacia do rio Paraná, incluindo seus principais afluentes, em 31/08/2021, correspondeu a 14,7% de sua capacidade máxima, o que se configura como o 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)		
		31/08/2021	Posição no histórico	No ano passado (31/08/2020)
Grande	Furnas	17,4	2º PIOR	49,3
	M. Moraes	18,0	2º PIOR	44,7
	Marimbondo	12,9	3º PIOR	29,8
	A. Vermelha	18,9	3º PIOR	34,1
Paranaíba	Nova ponte	11,8	PIOR	41,1
	Emborcação	11,4	PIOR	33,4
	Itumbiara	10,9	PIOR	39,9
	São Simão	20,0	PIOR	56,1
Paraná	I. Solteira	23,9	3º PIOR	63,1
Tietê	Três Irmãos	22,4	3º PIOR	62,2

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 setembro de 2020 a agosto 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 setembro/2020 a agosto/2021 e mês de agosto de 2021

Subsistemas/SIN	Setembro/2020 a Agosto/2021 ⁽¹⁾		Agosto de 2021 ⁽²⁾	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição
SE/CO	67	3º PIOR	60	PIOR
S	56	6º PIOR	33	9º PIOR
NE	50	5º PIOR	43	4º PIOR
N	82	14º PIOR	81	17º PIOR
SIN	66	PIOR	53	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 crítica na degradação dos armazenamentos nos subsistemas do SIN ao final do mês de agosto de 2021, em comparações com o ano passado e com o histórico de armazenamentos. Para o SIN, houve uma queda de cerca de 22% em sua capacidade máxima no período compreendido entre 31/08/2020 (51,0%) e a mesma data deste ano (29,2%).

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

Subsistema / SIN	Armazenamento (% máximo)		
	31/08/2021	Posição no histórico	No ano passado (31/08/2020)
Sudeste/Centro-Oeste	21,3	PIOR	42,3
Sul	27,5	PIOR	62,8
Nordeste	49,2	12º PIOR	75,8
Norte	70,3	5º MELHOR	68,3
SIN	29,2	2º PIOR	51,0

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

Com base nas condições climáticas vigentes e previstas para os meses seguintes, o ONS, em seus estudos prospectivos em subsídio ao acompanhamento das condições do SIN por parte do CMSE, tem considerado como referência para a obtenção de cenários hidrológicos, até novembro de 2021, o uso de modelo hidrológico, que leva em conta as condições atuais do solo, e a adoção de precipitação prevista nos 45 primeiros dias de horizonte, complementado com precipitação verificada do ano de 2020 até o horizonte de 30 de novembro de 2021, por apresentar condições climáticas semelhantes às do ano em curso.

No período entre o inverno e a primavera, que vem sendo considerado nos últimos estudos prospectivos desenvolvidos pelo ONS, as aflúências nas bacias com usinas hidroelétricas integrantes do SIN estão, em geral, em recessão, ou seja, em seus períodos secos. No caso particular das bacias localizadas na região Sul, por não apresentarem, historicamente, um comportamento hidrológico com sazonalidade bem definida entre períodos úmido e seco, tem-se a expectativa de que possa ocorrer um quantitativo de chuva superior ao do restante do SIN nesta época do ano. Tem-se inclusive o registro de maiores aflúências médias nas bacias da região Sul no período entre os meses de junho a novembro, em relação ao restante do ano, apesar de ser significativamente variável esse comportamento nessas bacias ao longo do histórico.

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 conforme 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 e 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 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 no ano de 2021, até então, para as usinas hidroelétricas integrantes do SIN, com o objetivo de assegurar melhores condições para o atendimento eletroenergético no decorrer do período seco de 2021. 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 total disponível 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.

a) Bacia do rio Paraná

Defluências mínimas de Jupιά e Porto Primavera

Simulações executadas pelo ONS demonstraram que a geração hidráulica compulsória necessária para o atendimento das defluências mínimas das usinas de Jupιά 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 as medidas necessárias para buscar viabilizar as reduções de defluências mínimas das usinas hidroelétricas de Jupιά e Porto Primavera, em complementação a 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, em 20/02/2021, de anuência para que fosse realizada a redução das vazões defluentes mínimas das usinas de Jupιά e Porto Primavera para os valores de 3.700m³/s e 4.300m³/s, respectivamente. 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-Brasil 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 Jupιά 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 Jupirá 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 Jupirá 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: 3.700m³/s para 3.200m³/s, na UHE Jupirá, 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 ampliada. 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 da UHE Porto Primavera e UHE Jupirá. Essas vazões foram consideradas como

sendo as mínimas possíveis de serem praticadas, sob o risco de ocorrência de impactos socioambientais.

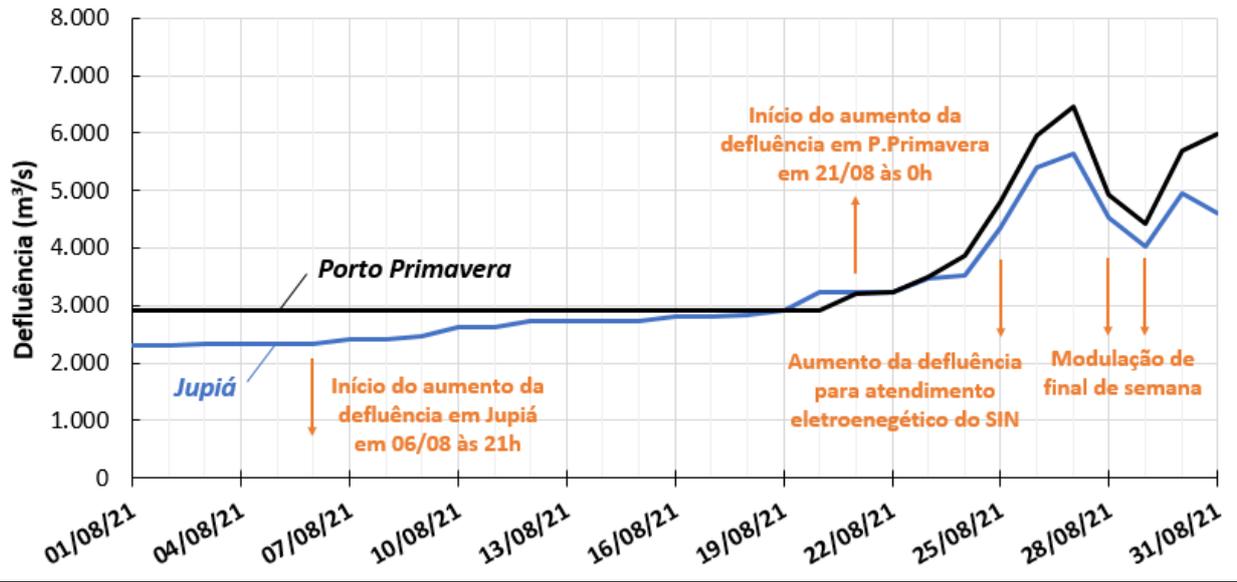
- Em 19/05/2021, foi realizada reunião com CESP, CTG, MME, ANEEL e ONS, com apresentação aos agentes da imprescindibilidade da redução das vazões no trecho baixo do rio Paraná para assegurar condições mínimas de governabilidade hidráulica na bacia do rio Paraná, com reflexos no atendimento eletroenergético 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 248ª reunião extraordinária do CMSE, foi deliberado que as empresas concessionárias Companhia Energética São Paulo – CESP e Rio Paraná Energia S.A. e o ONS deveriam promover as ações necessárias para flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupuí 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-Brasil, e CTA-ONS DGL 1049-2021, para a CESP, com a solicitação de que, face à deliberação do CMSE, essas empresas tomassem as medidas necessárias para a viabilização da flexibilização da defluência mínima das usinas de Jupuí 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 Jupuí 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 COP 1089/2021, a Nota Técnica NT-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 de defluência da UHE Porto Primavera para até 2.700m³/s e da UHE Jupuí 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 Jupuí 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 Jupuí 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 Jupuí, 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-Brasil 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 acarretaria impactos ambientais de proporções elevadas.
- Assim, as defluências mínimas das usinas hidroelétricas de Jupuí e Porto Primavera foram flexibilizadas para os valores de 2.300m³/s e 2.900m³/s, respectivamente.
- 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 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 Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) nas 2ª e 3ª reuniões, realizadas, respectivamente, em 08/07/2021 e 05/08/2021. Assim, a partir de 21/08/2021 as defluências

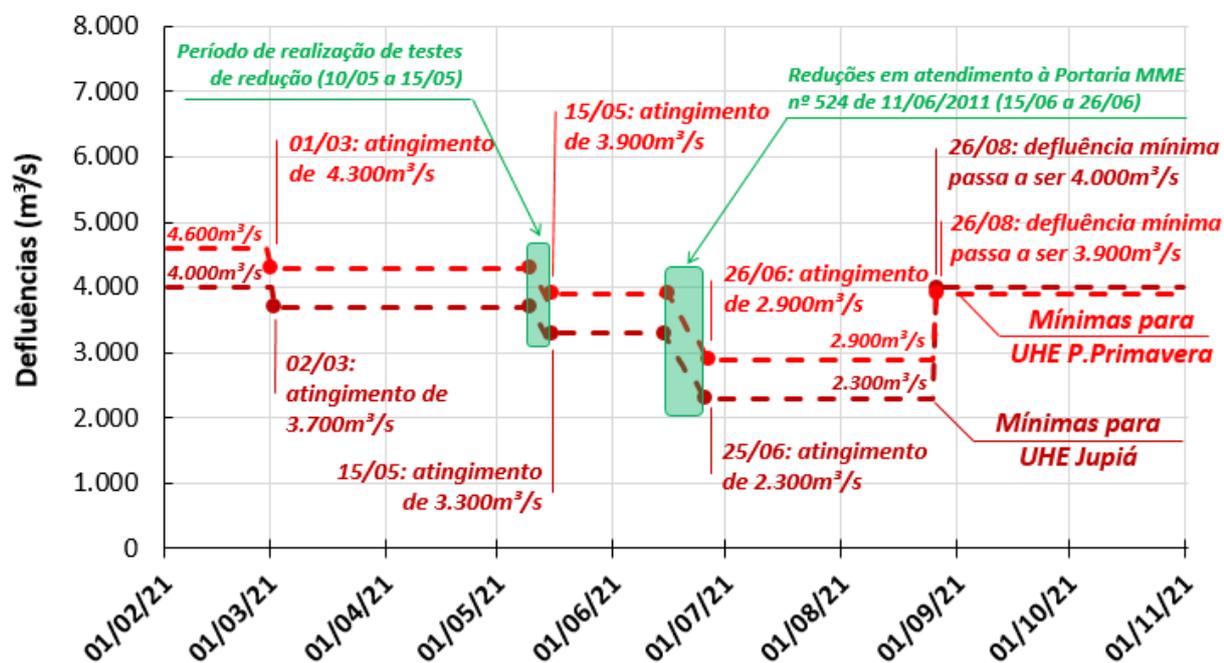
da UHE Porto Primavera foram aumentadas, conforme apresentado na Figura 3-3.

Figura 3-3: Vazões defluentes das UHE Jupιά e Porto Primavera em agosto de 2021



- No dia 25/08/2021, o ONS enviou as Cartas nº CTA-ONS DOP/PR 1783/2021, para a CTG Brasil, e nº 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 Jupιά 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 Jupιά 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 de restrição hidráulica FSARH 212/2018 e FSARH 2135/2021, para as UHE Jupιά e Porto Primavera, respectivamente.
- Na Figura 3-4 constam essas flexibilizações realizadas, declaradas pelos agentes de operação até o dia de referência do estudo operativo tratado nesta nota técnica (30/08/2021).

Figura 3-4: Evolução das reduções de defluências mínimas das UHE Jupuí e Porto Primavera até final de outubro de 2021



Cumprir mencionar que, mesmo com a implementação da flexibilização das vazões defluentes das UHE Jupuí e Porto Primavera, 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. São três os fatores que conduziram a esse quadro adverso:

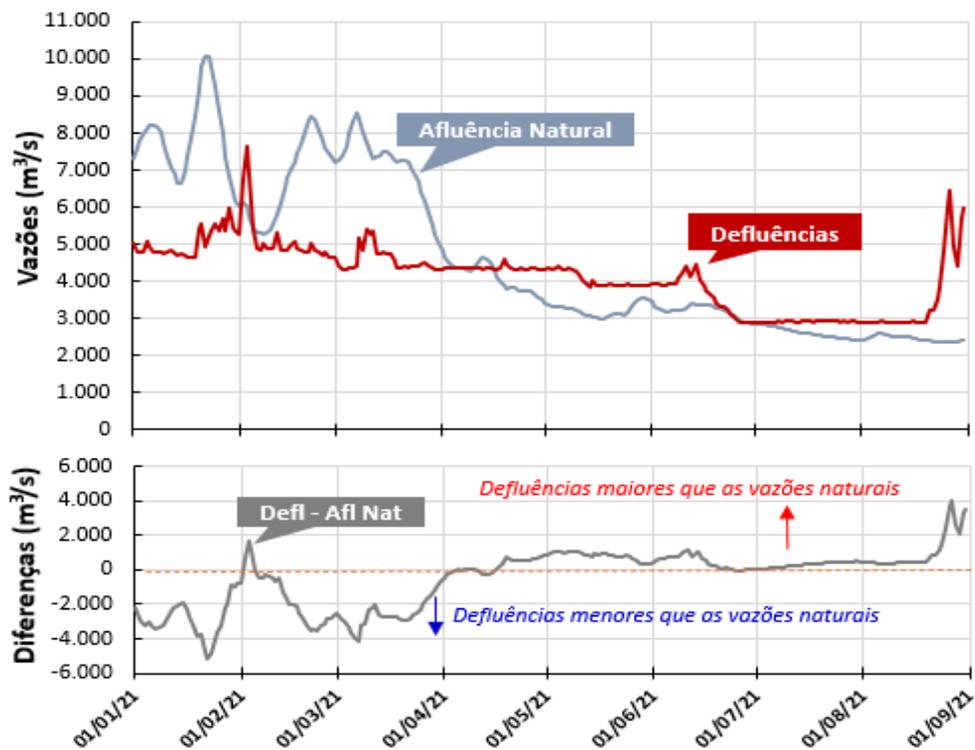
- Afluências: conforme abordado no item 3.1, na bacia do rio Paraná, no seu trecho principal, foi observada no período de setembro/2020 a agosto/2021 a quinta pior sequência hidrológica do histórico nessa região, sendo a pior dos últimos 50 anos;
- Restrições de defluências mínimas: a existência das restrições hidráulicas relacionadas às defluências mínimas a serem mantidas na calha do rio Paraná, a jusante das usinas de Jupuí 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; e,

- Atendimento eletroenergético do SIN: A partir da segunda quinzena de agosto 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.

Pode-se observar através do acompanhamento das vazões afluentes naturais e das defluências na UHE Porto Primavera, no período de janeiro a agosto de 2021, mostrado na Figura 3-5, que desde a segunda quinzena de abril de 2021, as restrições de Jupuí e de Porto Primavera têm demandado a prática de vazões defluentes superiores às baixas vazões naturais do ano de 2021, conduzindo ao deplecionamento dos reservatórios da bacia do rio Paraná. Nessa figura, também é possível verificar o aumento das defluências a partir de 21/08/2021 devido à necessidade de atendimento à demanda do SIN, conforme mencionado anteriormente.

Figura 3-5: Vazões naturais afluentes e defluências médias diárias na UHE Porto Primavera



Ilha Solteira e Três Irmãos e respectivo reflexo na hidrovía 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 Moraes 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 hidrovía Tietê-Paraná.

A apresentação desses resultados na 248ª Reunião (Extraordinária) do CMSE, realizada em 27 de maio de 2021, ensejou que o Comitê deliberasse pela:

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 248ª 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, 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 3-5 chegando até a projeção de pulsos para a cota 324,60m.

Tabela 3-5: Pulsos de vazão indicados pelo DNIT

Nível d'água na UHE Três Irmãos (m)	Pulso (m³/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. Nesse contexto, 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). Neste 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 este nível. Entretanto, em virtude da trajetória de operação verificada tanto no nível do reservatório de Ilha Solteira quanto 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 2ª Reunião (Extraordinária) realizada em 08/07/2021, são apresentados na Tabela 3-6.

Tabela 3-6: 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

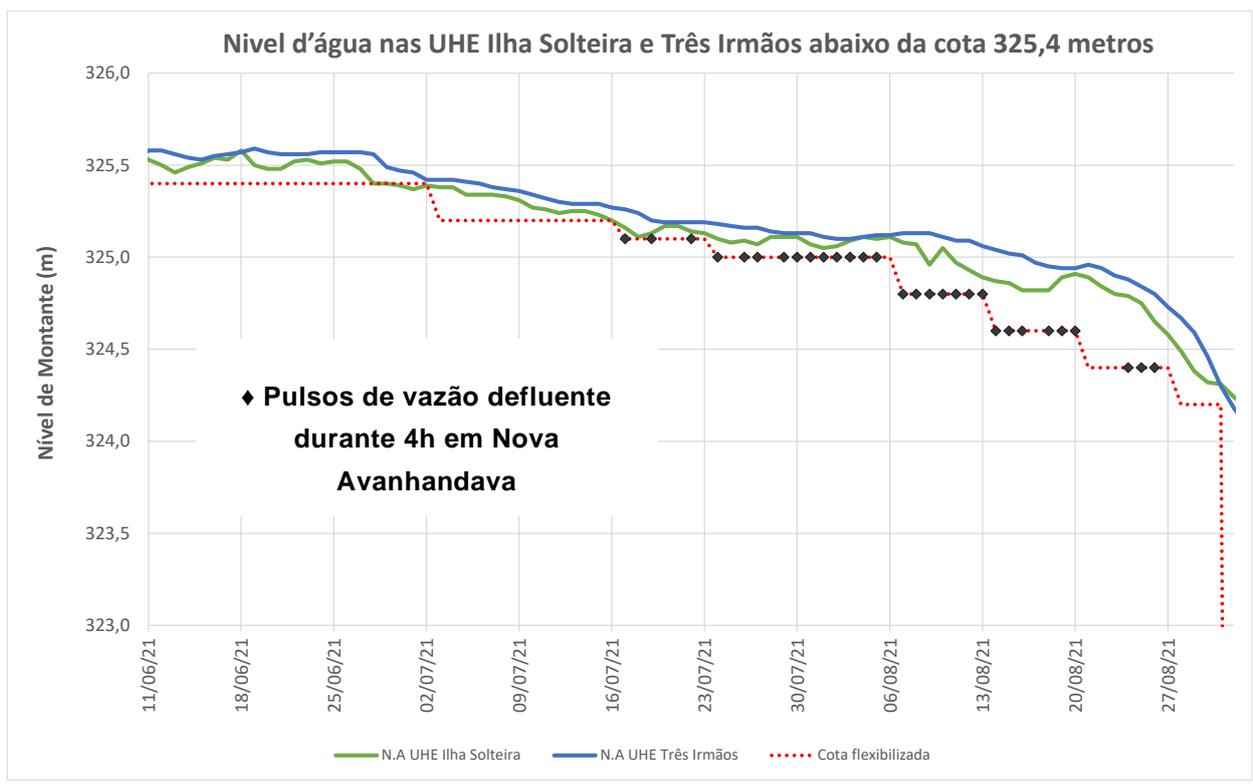
Em sua 3ª Reunião (Ordinária), realizada em 05/08/2021, a CREG estabeleceu, para os reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos, a cota mínima de 324,20m, para o período de 28/08/2021 a 31/08/2021, e de 323,00m para o mês de setembro de 2021. Essa e outras deliberações dessa reunião foram informadas 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 desse Fórum. 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. Neste 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, conforme a distribuição apresentada na Figura 3-6. Para sua realização foi adotada uma vazão média adicional para cada pulso de 353m³/s, onde foi gasto um total de 197hm³ que representa 0,1% em termos de EAR máximo do SE.

Figura 3-6: Operação com pulsos de vazão abaixo da cota 325,4m



Para o presente estudo prospectivo foi considerada a cota mínima de 323m para os reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos durante o mês de setembro e a cota mínima de 319m para os meses de outubro e novembro.

Furnas e Mascarenhas de Moraes

Em 12/02/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 63/2021, na qual constam estabelecidas condições operativas para os reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Moraes no período de 22/02/2021 até 31/05/2021. Essas condições operativas estão esquematizadas na Figura 3-7.

Figura 3-7: Regra operativa para os reservatórios de Furnas e M. Moraes, estabelecidas na Resolução ANA nº 63/2021

FURNAS	M.MORAES
Cota \geq 762m (56%VU): $Q_{def,m\acute{a}x,m\acute{e}d,sem} = 500m^3/s$	Cota \geq 663m (71%VU): $Q_{def,m\acute{a}x,m\acute{e}d,sem} = 500m^3/s$
Cota $<$ 762m (56%VU): $Q_{def,m\acute{a}x,m\acute{e}d,sem} = 400m^3/s$	Cota $<$ 663m (71%VU): $< (Q_{def, m\acute{e}d,d\acute{i}a ant.})$ até $370m^3/s$

Na Nota Técnica NT-ONS DGL 0059-2021, de maio de 2021, foram apresentados os resultados de uma avaliação realizada pelo ONS, considerando 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 Moraes, 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 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, nesse 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 que o Comitê deliberasse pela:

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.

Em atendimento a essa deliberação do CMSE, foram praticadas até então as defluências médias mensais em Furnas e M. Moraes, conforme os valores apresentados na Tabela 3-7.

Tabela 3-7: Vazões médias mensais (m³/s) praticadas nas UHE Furnas e M. Moraes de junho a agosto de 2021

Meses de 2021	Furnas	M. Moraes
Junho	794	906
Julho	532	729
Agosto	683	757

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.

Com base nas avaliações realizadas pelo ONS em estudos prospectivos anteriores, feitas utilizando-se o cenário de afluições com a chuva histórica de 2020, foi considerado para esse estudo prospectivo o uso dos recursos hidroenergéticos de todos os reservatórios de regularização da bacia do rio Paraná para assegurar o atendimento eletroenergético do SIN até novembro de 2021, incluindo os recursos hidroenergéticos dos reservatórios das usinas de Furnas e Mascarenhas de Moraes. Manteve-se, em todos os casos estudados, o cumprimento da cota mínima de 655,30m no reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes (associada a cerca de 13% do volume útil desse reservatório) ao longo de todo o horizonte estudado.

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 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 aflúncias 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 1ª e da 2ª 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 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.

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;
- 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, valor que permanece vigente.

Considerando as necessidades de atendimento eletroenergético do SIN, o ONS encaminhou ao MME, em 18/08/2021, a carta 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 4ª Reunião (Extraordinária) da CREG do dia 25/08/2021.

A partir de avaliações anteriores, o estudo prospectivo desta nota técnica considerou as seguintes flexibilizações nas regras de operação das usinas da bacia do rio São Francisco:

- i) vazão defluente máxima média mensal de 650m³/s nos meses de setembro a novembro de 2021 para a UHE Três Marias; e
- ii) vazões defluentes máximas médias mensais de 1.500m³/s em setembro e de 2.500m³/s em outubro e novembro de 2021 para a UHE Xingó, mesmo quando o armazenamento do reservatório da UHE Sobradinho estiver posicionado abaixo de 40% de seu volume útil.

c) Bacia do rio Tocantins

Conforme disposto na Resolução da ANA nº 376/2011, o ONS informou ao Governo do Estado do Tocantins por meio da carta ONS DOP 0860/2021, enviada em 10/05/2021, que, no período da Temporada de Praias do rio Tocantins do ano de 2021 (de 10/06/2021 a 20/08/2021), a vazão defluente da UHE Serra da Mesa seria 600m³/s, a qual foi atingida, através da estabilização das vazões, até a data de início do período da temporada de praias. Cabe destacar, conforme citado na Resolução mencionada, que a vazão de 600m³/s é superior à vazão defluente mínima (300m³/s) estabelecida para a UHE Serra da Mesa pela Resolução ANA nº 529/2004.

Com o objetivo de se buscar a otimização dos recursos hidroenergéticos disponíveis, o ONS identificou que seria de extrema importância, na atual conjuntura de operação do SIN, a possibilidade de modulação horária (variação de acordo com o perfil de carga dentro do dia) das vazões defluentes da UHE Serra da Mesa, quando necessário. Essa modulação se daria ao longo do dia, de modo que o valor da defluência média diária da UHE Serra da Mesa não sofresse alteração durante a Temporada de Praias, conforme Resolução ANA

nº 376/2011. E, para o amortecimento dessas oscilações horárias das defluências da UHE Serra da Mesa, seria utilizada a operação do reservatório da UHE Cana Brava, o qual manteria suas defluências constantes em sua operação horária.

Em 23/07/2021, o ONS encaminhou à ANA a Carta CTA-ONS DOP 1515/2021 solicitando que fosse avaliada essa possibilidade de operação nessas usinas do rio Tocantins. Em resposta, a ANA emitiu o Ofício nº 3/2021/JG/ANA, de 23/07/2021, manifestando-se favoravelmente à proposta feita pelo ONS.

Após o período de Temporada de Praias deste ano, que se encerrou em 20/08/2021, as defluências da UHE Serra da Mesa foram elevadas de modo a aumentar a geração em toda a cascata do rio Tocantins para o atendimento eletroenergético do SIN.

No trecho mais a jusante do Tocantins, o ONS define, anualmente, uma curva referencial de deplecionamento do reservatório da UHE Tucuruí, tendo em vista que ao final do período úmido, verifica-se uma redução significativa nas vazões afluentes ao reservatório dessa usina para valores inferiores à capacidade de turbinamento de suas unidades geradoras. Torna-se necessário, portanto, administrar, de modo racional, a exploração de suas disponibilidades energéticas ao longo de todo o período seco, assegurando o atingimento de 10%VU ao final de dezembro de cada ano. Para este ano de 2021 na NT ONS DOP 0069/2021 estão apresentados os armazenamentos meta mensais obtidos para esta curva.

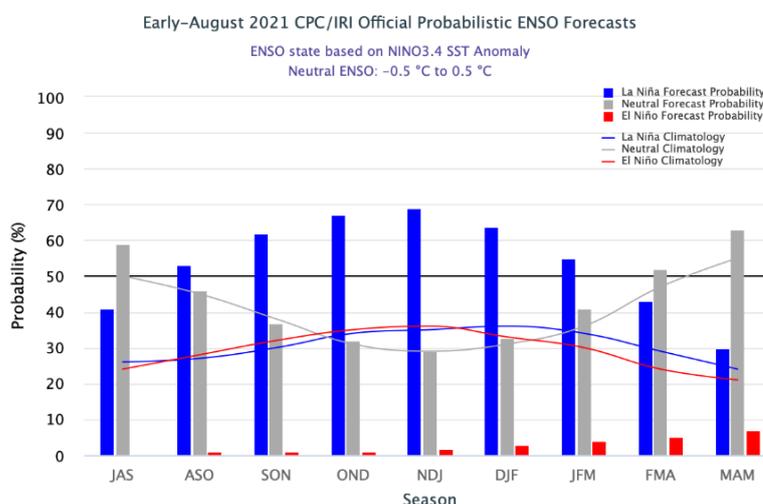
Para este estudo prospectivo foram consideradas apenas a vazão mínima de 300m³/s para a UHE Serra da Mesa e os armazenamentos meta mensais da curva de deplecionamento do reservatório da UHE Tucuruí como diretrizes operativas.

4 Premissas e Casos Simulados

4.1 Cenário de afluências

A previsão de consenso do CPC (*Climate Prediction Center*) em parceria com o IRI (*International Research Institute for Climate and Society*) de agosto/21, Figura 4-1, indica manutenção da neutralidade do Oceano Pacífico Equatorial durante o inverno com aumento gradual da probabilidade de um novo evento La Niña a partir da primavera.

Figura 4-1: Previsão probabilística para o El Niño oscilação sul



Fonte: IRI/CPC

Essas condições se assemelham às observadas no ano de 2020, onde também houve um evento de La Niña durante a primavera. Dessa forma, a precipitação de 2020 foi escolhida como base para a obtenção do cenário de vazões. Para isso, foi utilizado o 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 em 2020 até o dia 30 de novembro. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1: ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período setembro – novembro de 2021 (prevista) e posicionamento no histórico de 91 anos (ordem crescente)

ENA (%MLT) e posicionamento no histórico de 91 anos (ordem crescente)	Setembro/21	Outubro/21	Novembro/21
Sudeste / Centro-Oeste	55% (1)	49% (1)	46% (1)
Sul	37% (9)	26% (3)	24% (2)
Nordeste	44% (5)	40% (4)	68% (20)
Norte	72% (9)	50% (3)	73% (20)
SIN	49% (2)	41% (1)	46% (1)

Na Tabela 4-2 é apresentada uma análise comparativa da ENA média do período de setembro a novembro obtida para o estudo prospectivo de 04 de agosto, assim como para o estudo de 30 de agosto. Em geral, ambos os estudos fornecem previsões bastante próximas para o período em análise com uma diferença de 555 MWmed entre os estudos para o SIN. No que diz respeito aos subsistemas, as maiores diferenças foram constatadas nos subsistemas Sul e Sudeste. Enquanto no primeiro percebe-se um aumento de 592 MWmed no estudo mais recente, correspondendo a uma diferença de 5% na MLT, o segundo apresenta um aumento de 265 MWmed, que é traduzida em uma diferença de 1% da MLT. Adicionalmente, deve-se destacar que este cenário de vazões atualizado indica a pior sequência hidrológica (setembro-novembro) do histórico de 91 anos disponível.

Tabela 4-2: Comparação da ENA média do período Setembro - Novembro/2021 dos estudos prospectivos de 04/agosto e 30/agosto

ENA (MWmed e %MLT)	Estudo 04/08		Estudo 30/08		Diferença (MWmed)
	MWmed	%MLT	MWmed	% MLT	
Sudeste / Centro-Oeste	12.062	48%	12.327	49%	265
Sul	2.777	24%	3.369	29%	592
Nordeste	2.082	54%	2.050	54%	-32
Norte	2.173	75%	1.918	66%	-255
SIN	19.027	44%	19.582	45%	555

4.2 Carga de Energia

Com relação a carga de energia, neste estudo esta foi atualizada de modo a incorporar as informações da Segunda Revisão Quadrimestral. Para pronta referência, a Tabela 4-3, a seguir, apresenta a carga de energia considerada no estudo.

Tabela 4-3: Carga de Energia do período Setembro/2021 a Novembro/2021

Carga de Energia [MWmed]	Setembro	Outubro	Novembro
Sudeste / Centro-Oeste	40.634	41.641	40.983
Sul	11.687	12.058	12.349
Nordeste	11.438	12.030	12.243
Norte	6.161	6.151	6.148
SIN	69.921	71.881	71.723

4.3 Geração das Usinas Não Simuladas Individualmente

Com relação à previsão de geração das usinas não simuladas individualmente, para as fontes hidráulicas (PCHs), térmicas (PCTs) e solares (UFVs) foi utilizado o próprio dado do PMO de Setembro/2021, calculado conforme Resolução Normativa Nº 843/2019.

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.

4.4 Restrições Operativas Hidráulicas

Com relação às restrições operativas hidráulicas, foram considerados o atendimento à regulamentação e às restrições hidráulicas vigentes, bem como às diretrizes decorrentes da política operativa para atendimento do SIN, exceto quando explicitamente relaxadas na definição dos casos simulados. As seguir são apresentadas as premissas consideradas neste estudo:

- UHE Jupia: defluência mínima de 2.300m³/s, em setembro e outubro; e defluência mínima de 3.700 m³/s em novembro.
- UHE Porto Primavera: defluência mínima de 2.900m³/s, em setembro e outubro; e defluência mínima de 4.300 m³/s em novembro.
- UHE Ilha Solteira e Três Irmãos: cota mínima de 323m no mês de setembro e cota mínima de 319m ao longo do mês de outubro, permanecendo em novembro.
- UHE M. Moraes: cota mínima associada à cota 655,30m (13,2%VU), referente ao FSARH 444/2018.
- Usinas localizadas nas bacias dos rios Grande e Paranaíba: defluências mínimas relacionadas na Tabela 4-4.

Tabela 4-4: Defluências mínimas médias semanais e mensais consideradas para usinas localizadas nas bacias dos rios Grande e Paranaíba em todo o horizonte do estudo

Usina	Rio	Defluência mínima (m³/s)
Nova Ponte	Paranaíba	41 (carga leve) e 110 (cargas média e pesada)
Emborcação	Paranaíba	140
Itumbiara	Paranaíba	310
São Simão	Paranaíba	450 (carga leve) e 700 (cargas média e pesada)
Água Vermelha	Grande	440

- Usinas localizadas na bacia do rio Paranapanema: defluências mínima e máxima relacionadas na Tabela 4-5.

Tabela 4-5: Defluências mínimas e máximas médias semanais e mensais consideradas para usinas localizadas na bacia do rio Paranapanema em todo o horizonte do estudo

Usina	Defluências mínima e máximas (m³/s)
Jurumirim	90 (min) e 95 (max) em set e out; e 145 (min) em nov
Chavantes	96 (min) e 110 (max) em set e out; e 85 (min) em nov
Rosana	326 (min em todos os meses)

- Itaipu: nível mínimo do reservatório de 218m (set), 217m (out) e 216m (nov).
- Serra da Mesa: defluência mínima de 300m³/s em todo o horizonte.
- Tucuruí: conforme curva de deplecionamento, conforme NT ONS DOP 0069/2021.
- Usinas do subsistema Sul: armazenamento mínimo de 10%VU nas principais usinas.
- Usinas da bacia do São Francisco:
 - ✓ A flexibilização da vazão máxima de Três Marias em relação a Resolução nº 2.801/2017 (set, out e nov); e

- ✓ A flexibilização do volume de 40%VU para 15%VU da UHE Sobradinho da Resolução ANA nº 81/2021, mantendo-se as defluências máximas médias mensais estabelecidas nessa resolução.

4.5 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.

Após a elaboração dos estudos publicados da Nota Técnica ONS DGL 0093/2021, houve uma atualização da disponibilidade térmica considerada nos estudos prospectivos, em função de providências acerca das medidas para aumento da disponibilidade energética.

Em função desta atualização, nos estudos apresentados nesta nota técnica foram considerados dois cenários de disponibilidade térmica. Para o mês de setembro, foi considerada a disponibilidade declarada pelos agentes no PMO de setembro/2021, acrescido da oferta adicional listada na Tabela 4-6. Para os meses de outubro e novembro foram utilizadas as disponibilidades conforme cenário conservador da Nota Técnica ONS DGL 0093/2021, acrescido das ofertas adicionais listadas na Tabela 4-6.

Tabela 4-6: Detalhamento das ofertas adicionais dos Casos A e B, em MWmed

Oferta Adicional [MWmed]	Casos A e B		Caso A	Caso B
	Set/21	Out/21 a Nov/21	Out/21 a Nov/21	Out/21 a Nov/21
Manutenção	0	0	0	0
Importação	Média AGO (1.330)	1.330	2.770	2.770
Merchant	32	1.319	1.319	1.319
CUIABA G C	0	480	480	480
URUGUAIANA	0	565	565	565
TERMONORTE 1	32	64	64	64
TERMONORTE 2	0	210	210	210
Problemas Judiciais	365	525	525	525
GOIANIA II	70 (50%)	140	140	140
PALMEIRAS GO	90 (50%)	180	180	180
CAMPINA GD	130	130	130	130
MARACANAU	75	75	75	75
PERNAMBUCO III	0	0	0	0
Combustível	110	220	220	220
FORTALEZA	0	0	0	0
TERMOCEARA	110	220	220	220
VALE DO AÇU	0	0	0	0
RECOMPOSIÇÃO ROTA 1	0	0	0	0
Antecipação de Obras	650	1.300	1.300	1.300
GNA I	650	1.300	1.300	1.300
TOTAL	2.487	4.694	5.934 (*)	5.934 (*)

(*) Há concorrência entre a geração plena da UTE Pampa Sul e a importação de energia do Uruguai, resultando em uma redução de 200MW na geração dessa usina.

4.6 Geração Mínima da UHE Itaipu

Com relação a geração mínima de Itaipu, não houve modificações com relação ao considerado na Nota Técnica ONS DGL 0093/2021. Para pronta referência, os dados adotados são apresentados na Figura 4-2, a seguir.

Figura 4-2: Geração Mínima de Itaipu



Ressalta-se que os valores mínimos no sistema de 50 Hz são definidos para manter a regulação de frequência deste sistema, enquanto os valores mínimos no sistema 60 Hz são definidos de modo a evitar o risco de autoexcitação da usina.

4.7 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). Entretanto, de modo a ampliar a utilização dos excedentes energéticos das regiões Norte e Nordeste com alocação nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, é considerado nesse trabalho a flexibilização do critério de segurança elétrica, conforme estudo apresentado pelo ONS na Reunião Técnica do CMSE, realizada em 23 de julho de 2021.

Assim, para as análises feitas nesta Nota Técnica, está 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. 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).

Com a aplicação do critério N-1 nas interligações das regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste e Centro-Oeste e a entrada em operação da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3 e LT 500 kV Janaúba 3 – Pirapora 2, os limites considerados neste estudo são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 4-7: Limites de intercâmbio alterados para o critério N-1

Fluxo	Representação Energética	Limites (MW)
FNESE	NE→SE	4.800
-FNE	NE→FC	5.000
EXPNE	NE→FC + NE→SE	9.800
FNS	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado)	4.700
FNS+FNESE	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado) + NE→SE	8.000
FTUXG	- N→FC + Geração Norte - Carga Norte + FC→N	4.000
Bipolos Xingu	N→SE	8.000

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.

4.8 Casos Simulados

Tomando por base todas as premissas listadas anteriormente, foram estabelecidos dois cenários, denominados Caso A e Caso B, a saber:

- **Caso A:**

- Vazão defluente da UHE Porto Primavera considerada, por premissa, acima de 2.900 m³/s;
- Flexibilização das restrições operativas das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes, considerando, para esta última, cota mínima associada à cota 655,30m (13,2%VU).
- Flexibilização da vazão máxima de Três Marias em relação a Resolução nº 2.801/2017 (set, out e nov); e flexibilização do volume de 40%VU para 15%VU da UHE Sobradinho da Resolução ANA nº 81/2021, mantendo-se as defluências máximas médias mensais estabelecidas nessa resolução.

- Limites de intercâmbios associados à exportação de energia do subsistema Nordeste estimados considerando a entrada em operação da LT Bom Jesus da Lapa / Janaúba / Pirapora;
 - Ampliação dos limites de exportação de energia do subsistema Nordeste a partir da consideração do critério de segurança (N-1);
 - Oferta adicional de cerca de 3.900 MWmed no horizonte setembro a novembro de 2021, conforme Tabela 4-6, apresentada anteriormente.
- **Caso B:**
 - Mesmas premissas do Caso A, adicionando-se Intercâmbio internacional em 2.770 MWmed de outubro a novembro de 2021, o que eleva a oferta adicional para cerca de 4.800 MWmed no horizonte do estudo, conforme Tabela 4-6, apresentada anteriormente.

5 Resultados da Simulação Energética

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos nas simulações energéticas com os Casos A e B. Inicialmente é apresentada uma tabela resumo com os principais resultados, e em seguida são apresentados os gráficos com as trajetórias de armazenamento dos subsistemas, geração térmica e trajetória de armazenamento dos principais reservatórios.

Na Tabela 5-1, a seguir, são apresentados os principais resultados das simulações dos Casos A e B, comparando-os com as simulações realizadas na prospecção apresentada na NT ONS-DGL 0093/2021, denominados, nessa tabela, por Caso A Anterior e Caso B Anterior.

Tabela 5-1: Resumo dos Resultados dos Casos A e B (MWmed)

	Oferta Adicional set/21-nov/21 [MWmed]	Déficit [MWmês]	EAR SE/CO 30/nov/21 [% EARmáx]	EAR SUL 30/nov/21 [% EARmáx]	EAR NE 30/nov/21 [% EARmáx]	V.U. Furnas 30/nov/21 [% VU]	V.U. Sobradinho 30/nov/21 [% VU]
Caso A Anterior	0	7.570	8,0	6,7	20,9	3,0	17,9
Caso A	3.900	0	9,8	13,3	17,7	3,0	15,0
Caso B	4.800	0	10,9	13,7	17,8	5,2	15,0
Caso B Anterior	5.500	0	11,3	10,1	24,1	10,0	23,4

Dos resultados apresentados na Tabela 5-1, anterior, observa-se que, comparando os Casos A, na prospecção atual há um aumento na estimativa dos armazenamentos finais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, muito influenciados pela incorporação da oferta adicional, melhores previsões de aflúências, bem como pela maior exploração dos armazenamentos da região Nordeste do país.

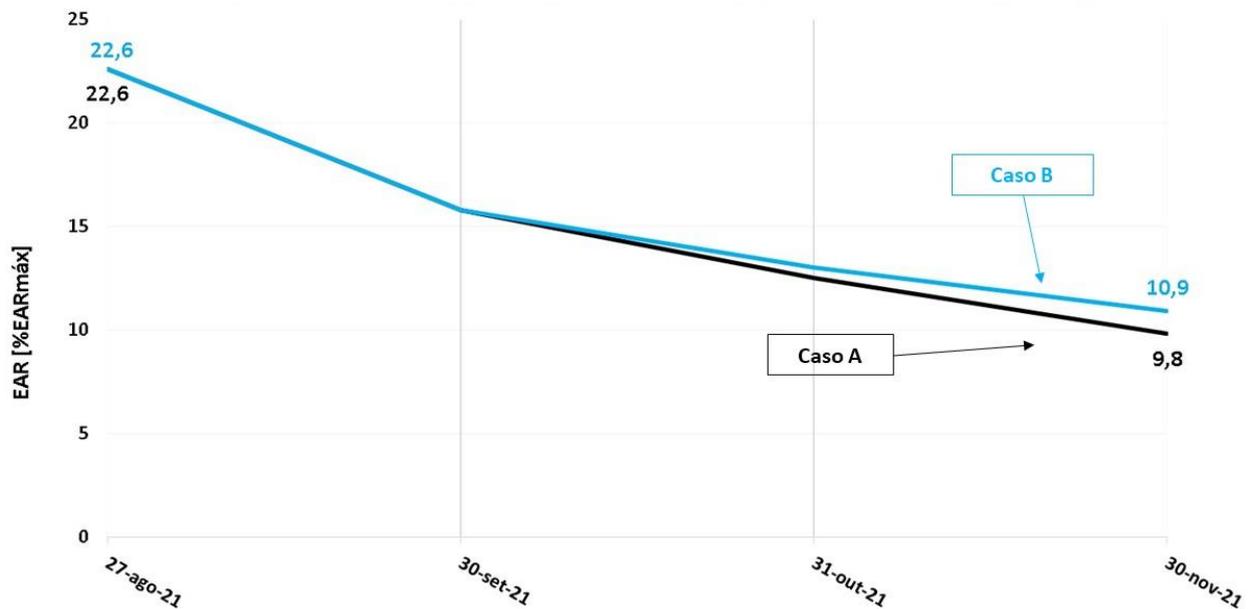
Por outro lado, comparando-se os Casos B, a prospecção atual apresenta uma degradação na estimativa de armazenamentos finais dado que, apesar da melhoria nas previsões de aflúências, houve uma frustração em relação à expectativa de ofertas adicionais.

Vale destacar que os resultados dos Casos A e B da prospecção atual não apresentam déficit de energia em nenhum dos meses do horizonte de estudo.

De forma a complementar os resultados da Tabela 5-1 anterior, a seguir são apresentados os gráficos comparando os resultados dos Casos A e B em termos de trajetória ao longo do horizonte de estudo. Os resultados do Caso A são apresentados em cor preta, ao passo que os resultados do Caso B são apresentados em cor azul.

A Figura 5-1, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o final do período seco.

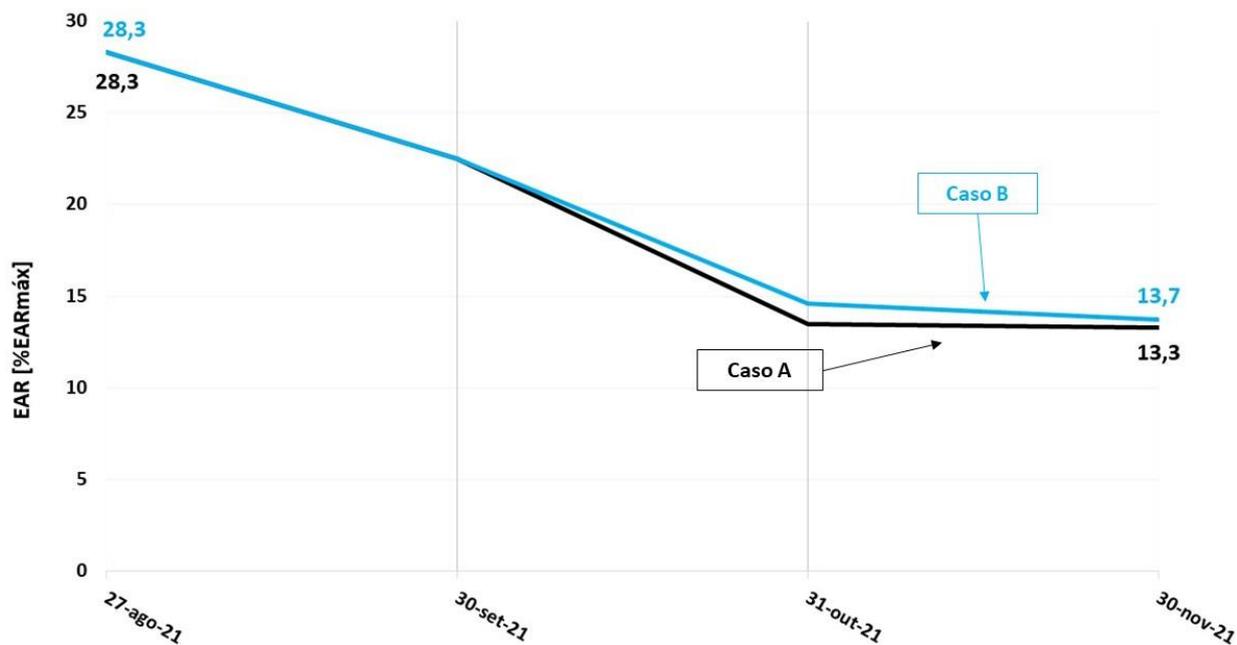
Figura 5-1: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso A x Caso B



Os resultados apresentados na Figura 5-1, anterior, indicam que os níveis resultantes ao final de novembro de 2021 são 9,8%EARmáx para o Caso A e 10,9%EARmáx para o Caso B.

A Figura 5-2, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sul até o final do período seco.

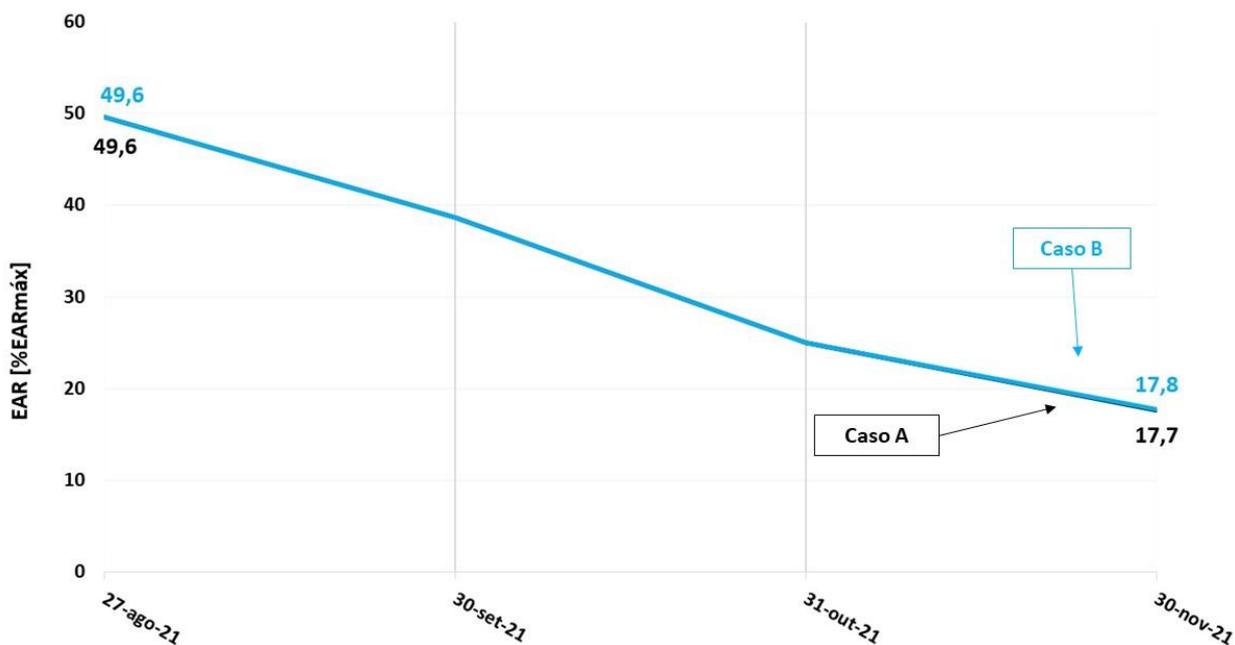
Figura 5-2: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul–Caso A x Caso B



A partir dos resultados da Figura 5-2, anterior, verifica-se que no Caso B chega-se ao final do período seco com 13,7%EARmáx, ao passo que no Caso A chega-se com nível de 13,3%EARmáx.

A Figura 5-3, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Nordeste até o final do período seco.

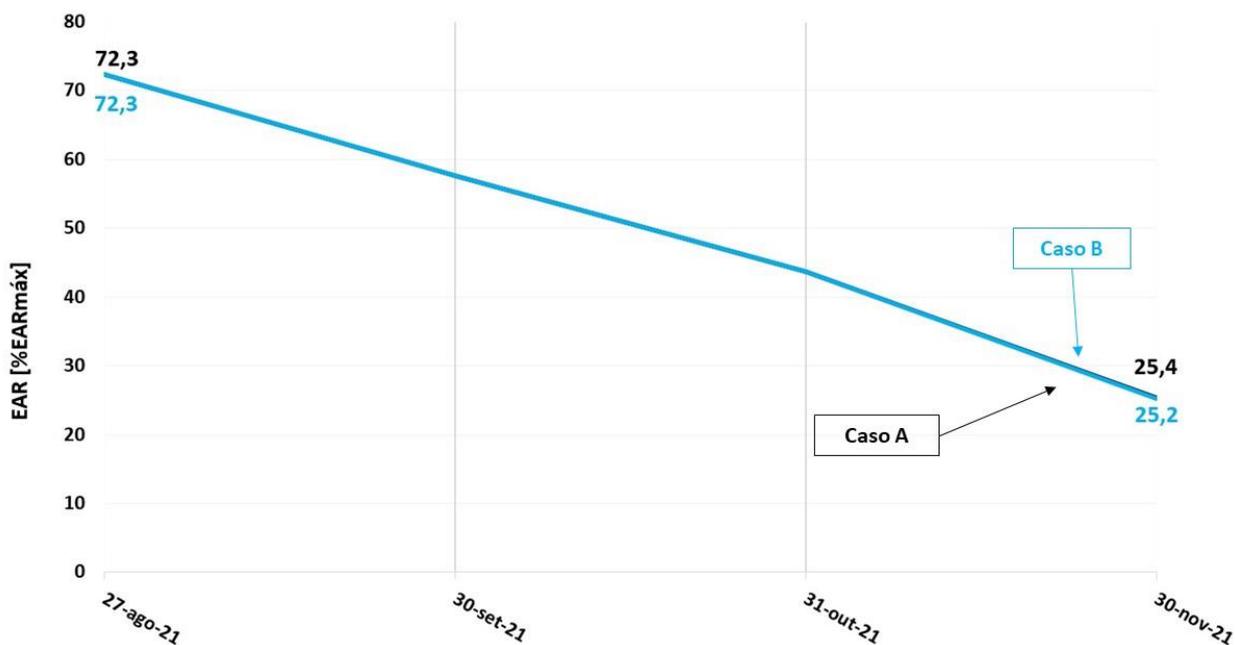
Figura 5-3: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso A x Caso B



Da Figura 5-3, anterior, verifica-se que o subsistema Nordeste possui praticamente a mesma trajetória de armazenamento em ambos os casos, alcançando 17,8%EARmáx e 17,7%EARmáx ao final do período seco, para os Casos B e A, respectivamente.

Na Figura 5-4, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Norte até o final do período seco.

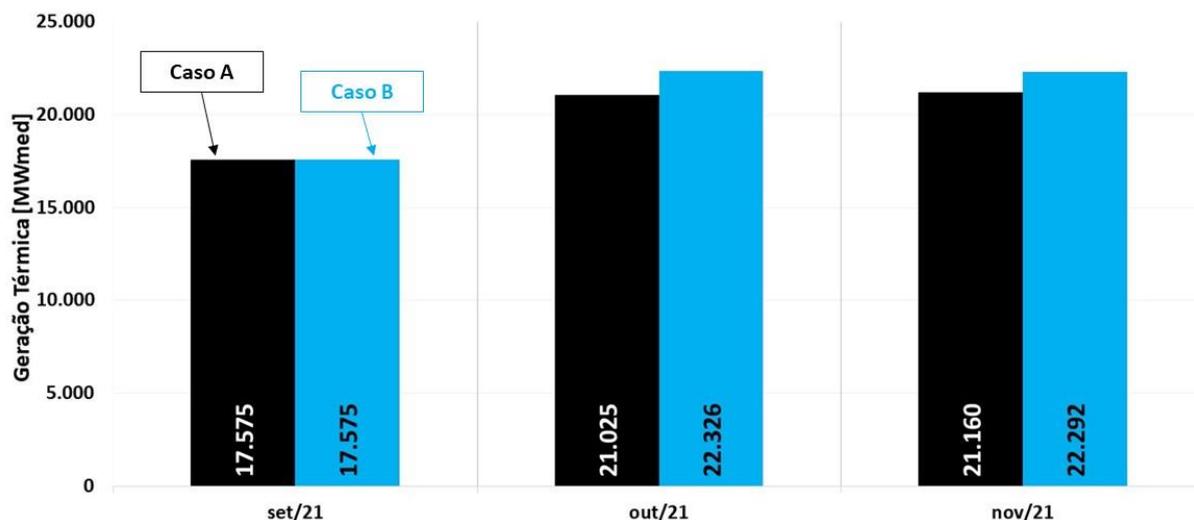
Figura 5-4: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso A x Caso B



No que se refere aos níveis de armazenamento do subsistema Norte, verifica-se, da Figura 5-4, anterior, que praticamente não há diferença nos resultados, com o nível de armazenamento do Caso B terminando 0,2 pontos percentuais acima do nível do Caso A.

Na Figura 5-5, a seguir, é apresentada a geração térmica (mais importação) prospectada para cada mês do horizonte de estudo.

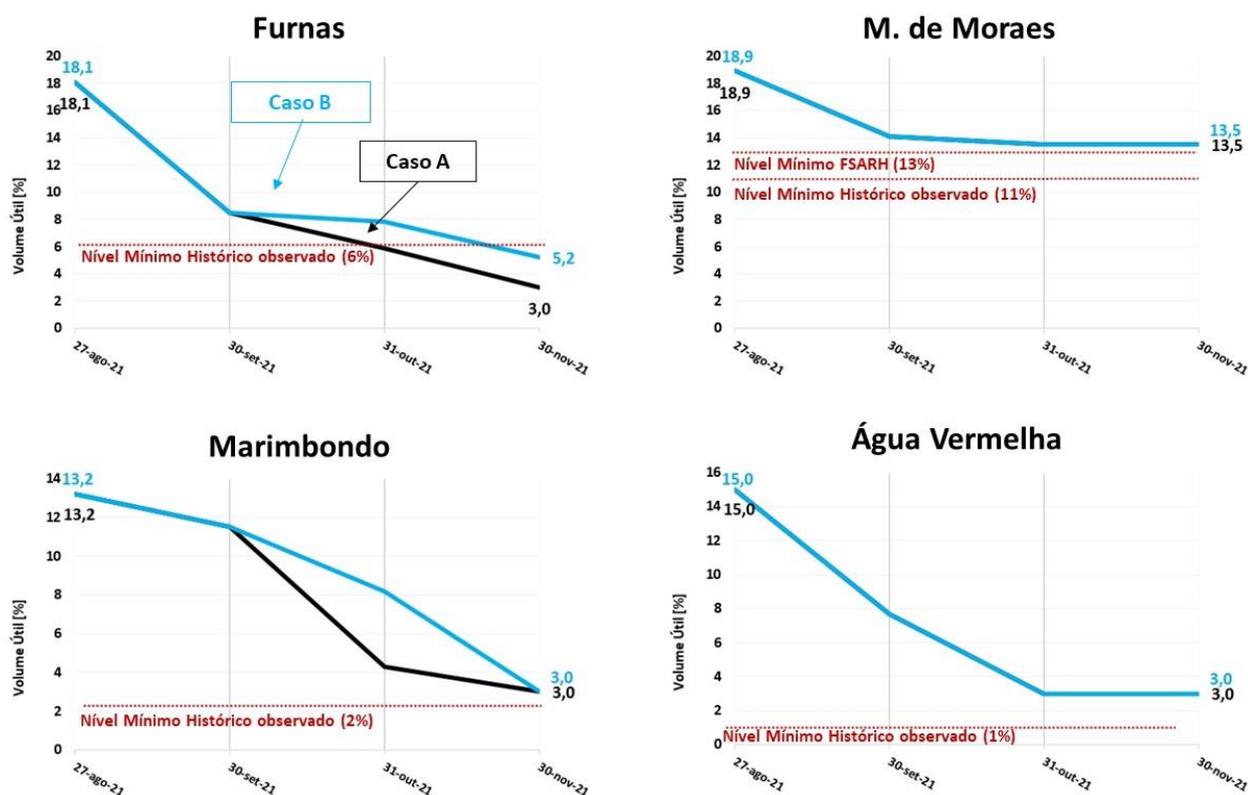
Figura 5-5: Geração Térmica (mais importação) – Caso A x Caso B



Da Figura 5-5, anterior, verifica-se despacho térmico atingindo a disponibilidade térmica do SIN ao longo de todo horizonte em ambos os casos.

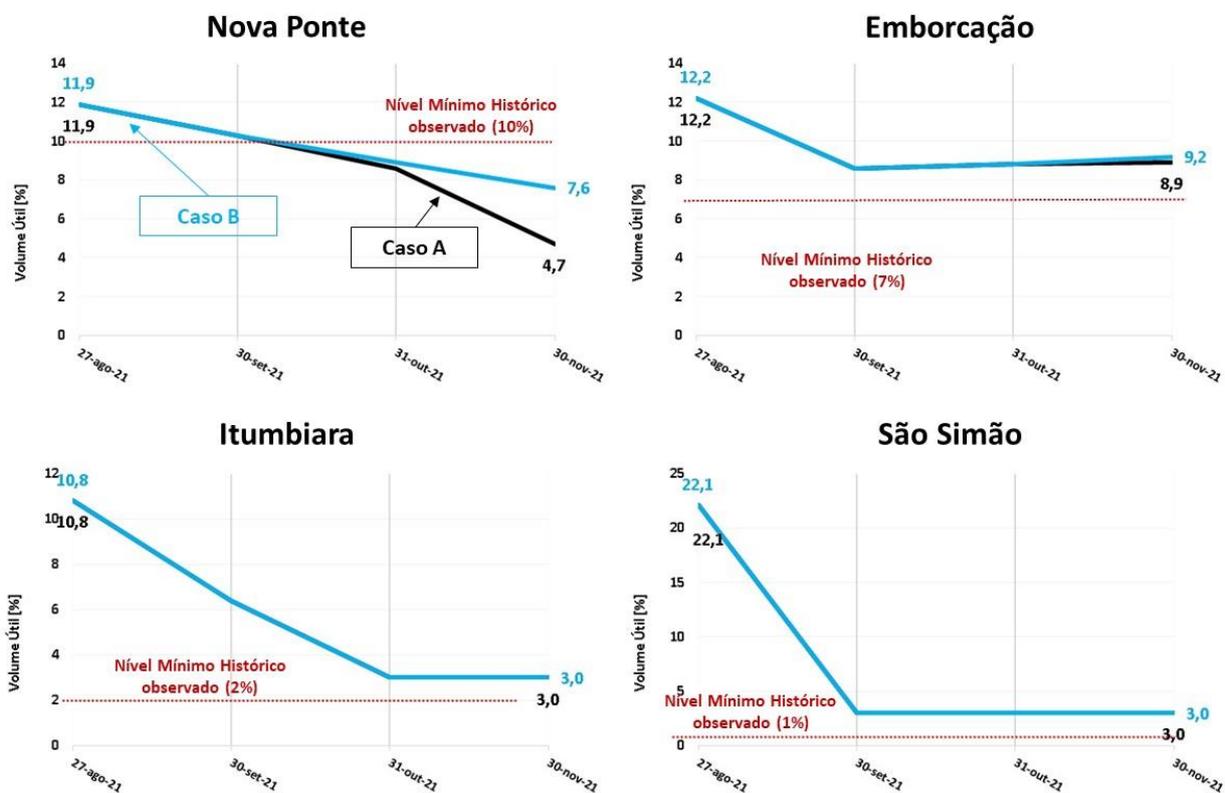
Nas Figura 5-6, Figura 5-7, Figura 5-8, Figura 5-9 e Figura 5-10, a seguir, são apresentadas as evoluções dos níveis de armazenamento de alguns dos principais reservatórios do sistema.

Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso A x Caso B



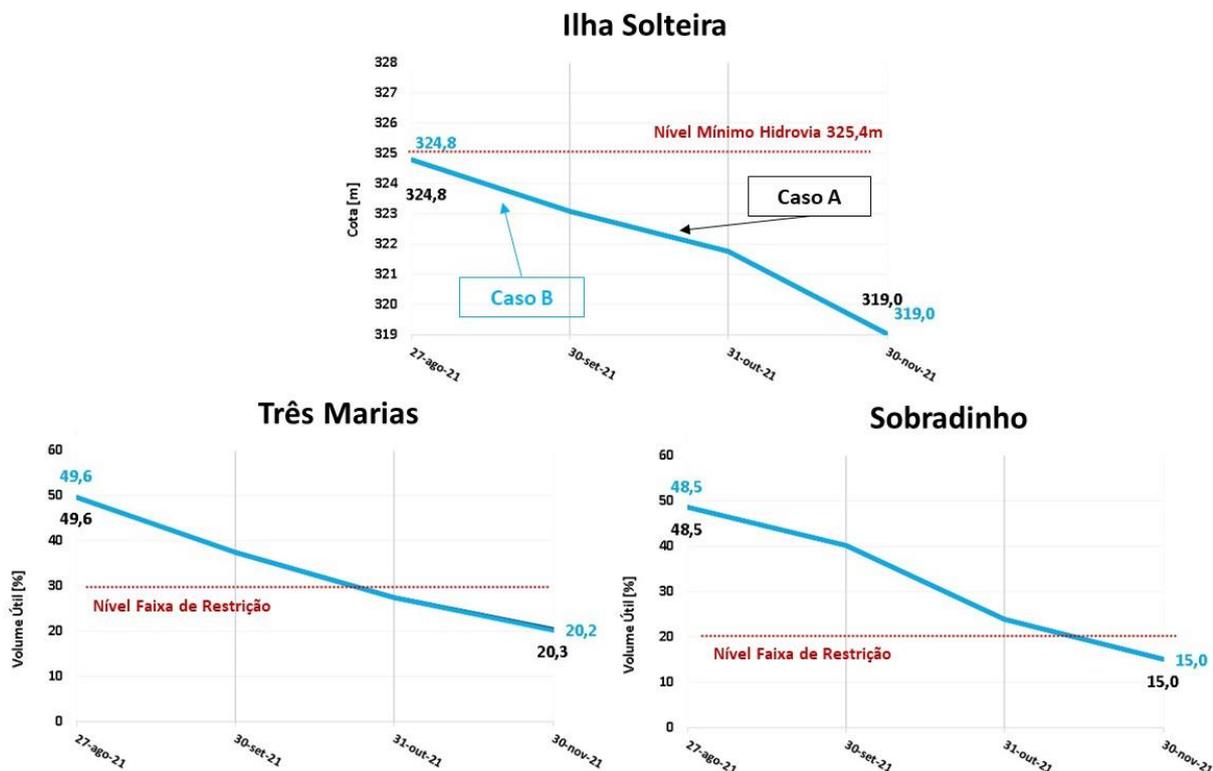
Com base nos resultados apresentados na Figura 5-6, anterior, verifica-se em ambos os casos a necessidade de flexibilização dos níveis de armazenamento estabelecidos na Resolução ANA nº 80/2021 referentes às UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes. A UHE Furnas termina o período seco com 3%EARM_{máx} no Caso A, ao passo que no Caso B o nível de 5,2%EARM_{máx} é atingido. A UHE Mascarenhas de Moraes termina o período seco com 13,5%EARM_{máx} em ambos os casos. As UHEs Marimbondo e Água Vermelha atingem 3%EARM_{máx} em ambos os casos.

Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso A x Caso B



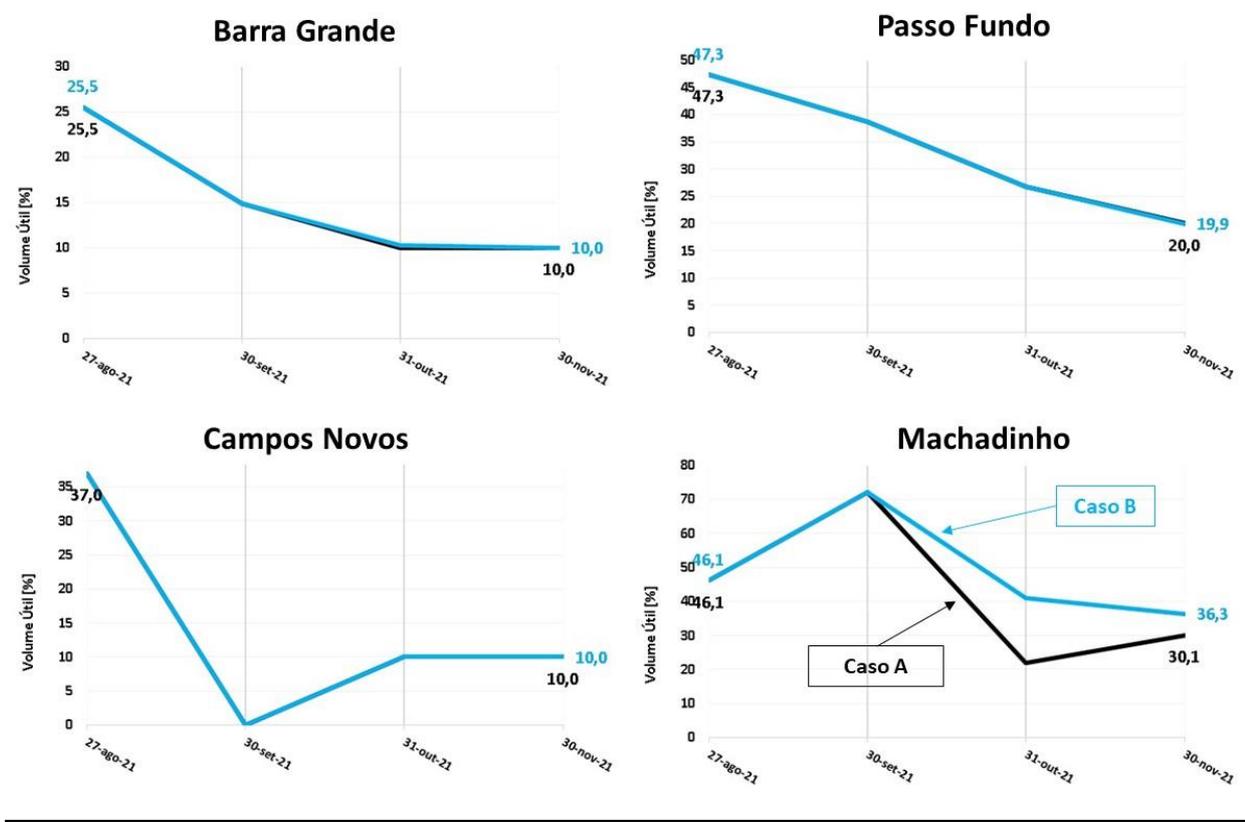
Conforme ilustrado na Figura 5-7, anterior, referente à bacia do rio Paranaíba, o reservatório da UHE Nova Ponte atinge no final de novembro 4,7%EAR_{máx} no Caso A e 7,6%EAR_{máx} no Caso B. A UHE Emborcação atinge 8,9%EAR_{máx} e 9,2%EAR_{máx} nos Casos A e B, respectivamente. A trajetória de armazenamento das UHEs Itumbiara e São Simão é idêntica nos dois casos, ambas atingindo 3%EAR_{máx} no final do período seco.

Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso A x Caso B



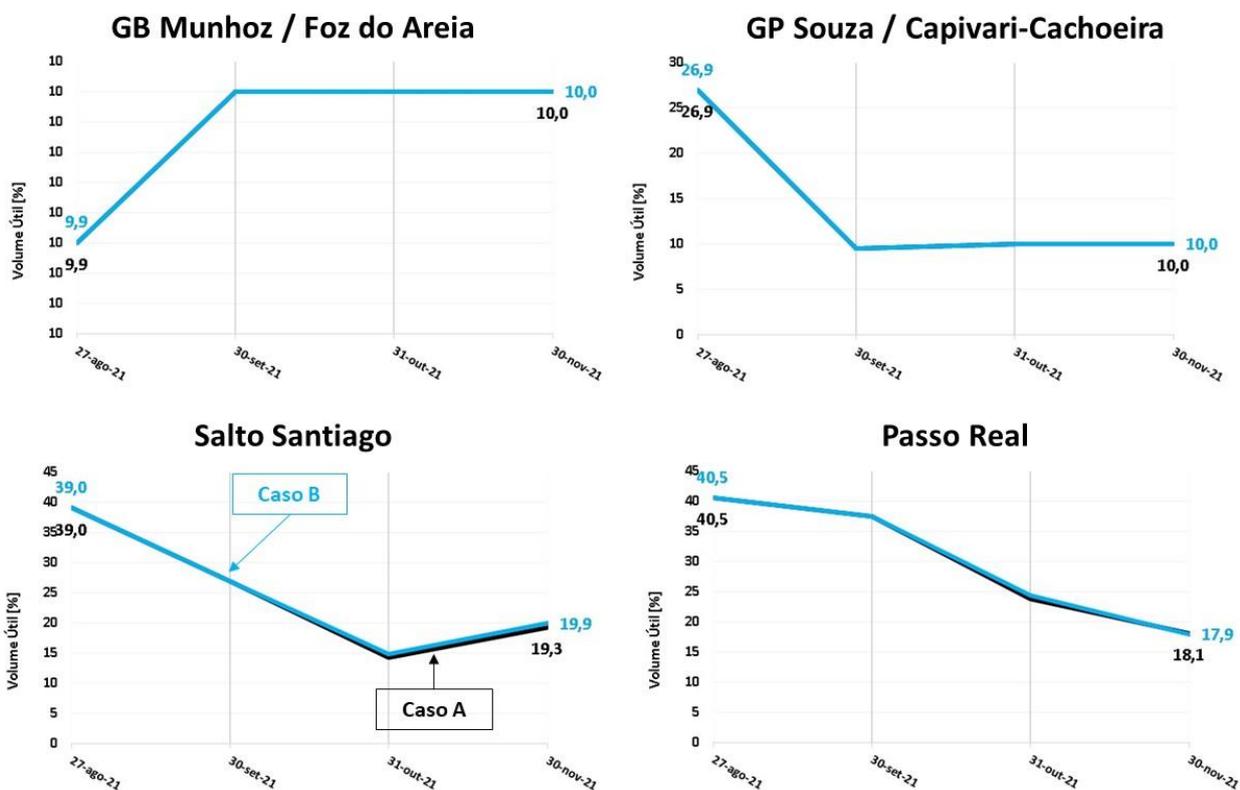
Da Figura 5-8, anterior, verifica-se que o reservatório da UHE Ilha Solteira possui a mesma trajetória de armazenamento em ambos os casos, alcançando o nível de 319m ao final do período seco. Com relação às usinas do São Francisco, as UHEs Três Marias e Sobradinho atingem a faixa de restrição ao longo do mês de outubro e novembro, respectivamente. Ao final do período seco o nível de armazenamento da primeira é da ordem de 20% em ambos os casos, e da UHE Sobradinho é de 15% EArm_{max}, nível estabelecido pela CREG para suspensão da operação excepcional da UHE Xingó definido na Resolução ANA nº 81/2021.

Figura 5-9: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Uruguai – Caso A x Caso B



Conforme ilustrado na Figura 5-9, anterior, com relação à bacia do rio Uruguai, a trajetória de armazenamento dos reservatórios das UHEs Barra Grande, Passo Fundo e Campos Novos foram muito semelhantes nos Caso A e B. As UHEs Barra Grande e Campos Novos terminam o período seco com 10%EAR_{máx}, e a UHE Passo Fundo com cerca de 20%EAR_{máx}. Para a UHE Machadinho, há diferença nas trajetórias dos Casos A e B, terminando o período seco com 30,1%EAR_{máx} no primeiro e 36,3%EAR_{máx} no segundo.

Figura 5-10: Volume Útil dos Principais Reservatórios das Bacias dos Rios Iguaçu, Capivari e Jacuí – Caso A x Caso B



Conforme ilustrado na Figura 5-10, anterior, com relação às bacias dos rios Iguaçu, Capivari e Jacuí, as trajetórias de armazenamento apresentadas foram muito semelhantes em ambos os casos. O nível de armazenamento da UHE G.B. Munhoz se mantém praticamente constante ao longo do horizonte de estudo, com nível de 10%EAR_{máx}. A UHE G.P. Souza também termina o período seco com 10%EAR_{máx}. As UHEs Salto Santiago e Passo Real terminam o período seco com níveis inferiores a 20%EAR_{máx}.

Os resultados de ambos os casos mostram que os principais reservatórios da bacia do rio Paraná e do subsistema Nordeste, assim como alguns dos principais reservatórios do subsistema Sul, chegam ao final do período seco com níveis bastante baixos de armazenamento.

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 ONS-DPL-REL-0267-2020 – Estimativa da Reserva de Potência Operativa para o Ano de 2021.

Com relação às disponibilidades de potência dos empreendimentos hidrelétricos despacháveis, estas são obtidas através de simulações hidrotérmicas com o modelo SUIISHI, 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 SUIISHI, 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 m³/s	1.000 m³/s	1.300 m³/s	1.500 m³/s	1.800 m³/s	>2.500 m³/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

Com relação a Tabela 6-1, anterior, esta foi atualizada neste estudo prospectivo em função da atualização das taxas máximas de variação da defluência da UHE Xingó na janela de 10 horas, que passou de 800 m³/s para 1.500 m³/s.

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 também não é fornecida pela simulação com o modelo SUSHI, e sim a partir da 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.

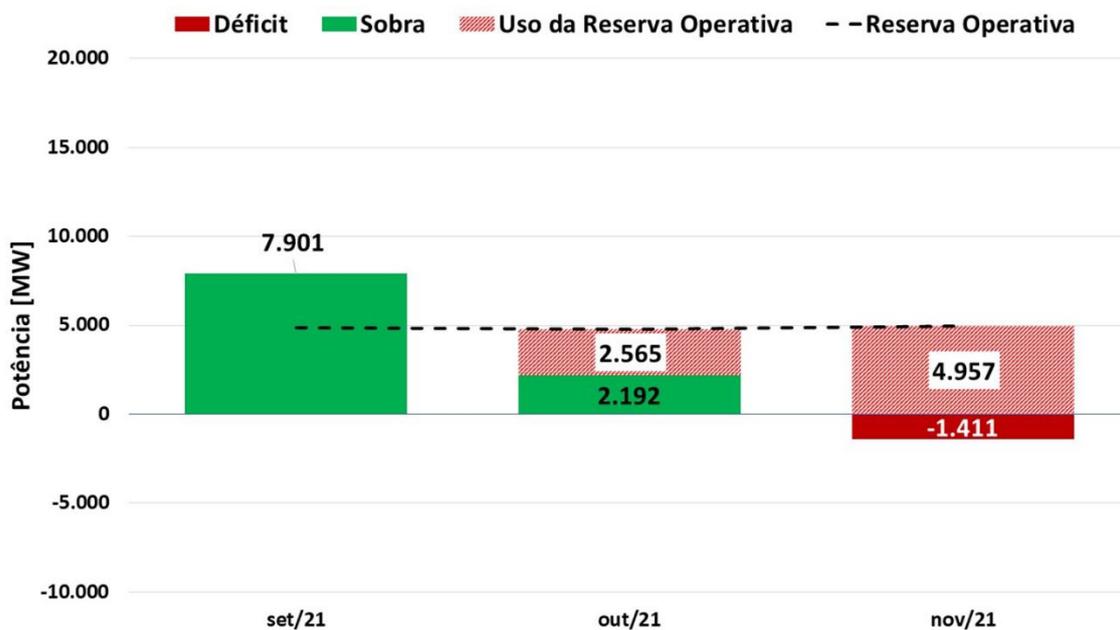
Vale ressaltar que nos balanços de potência são consideradas as capacidades de intercâmbio entre subsistemas associados ao patamar correspondente a hora para a qual o problema está sendo resolvido.

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.

Resultados do Caso A

Na Figura 6-1, a seguir, são apresentados os resultados do Balanço de Potência para o Caso A. Tais resultados estão associados à situação mais crítica de cada mês, ou seja, entre todas as horas/cenários analisados, aquela de menor sobra de potência ou de maior necessidade de recursos adicionais.

Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Caso A – Situação mais Crítica

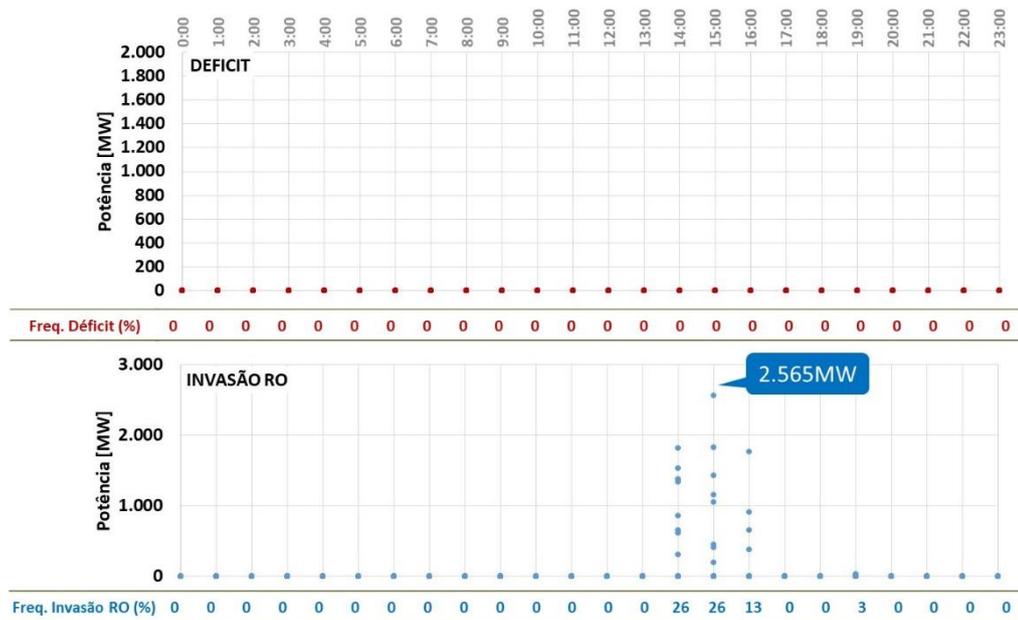


Da Figura 6-1, anterior, verifica-se que no mês de setembro, a menor sobra de potência é de cerca de 8 GW, incluindo a reserva de potência operativa. No mês de outubro, os resultados indicam que na situação mais crítica ainda há sobra de

potência, porém há necessidade de uso de 2.565 MW da reserva de potência operativa, restando 2.192 MW desta reserva não utilizada. Em novembro, na situação mais crítica, é necessário o uso de toda reserva de potência operativa, e ainda há um déficit de potência de cerca de 1,4 GW.

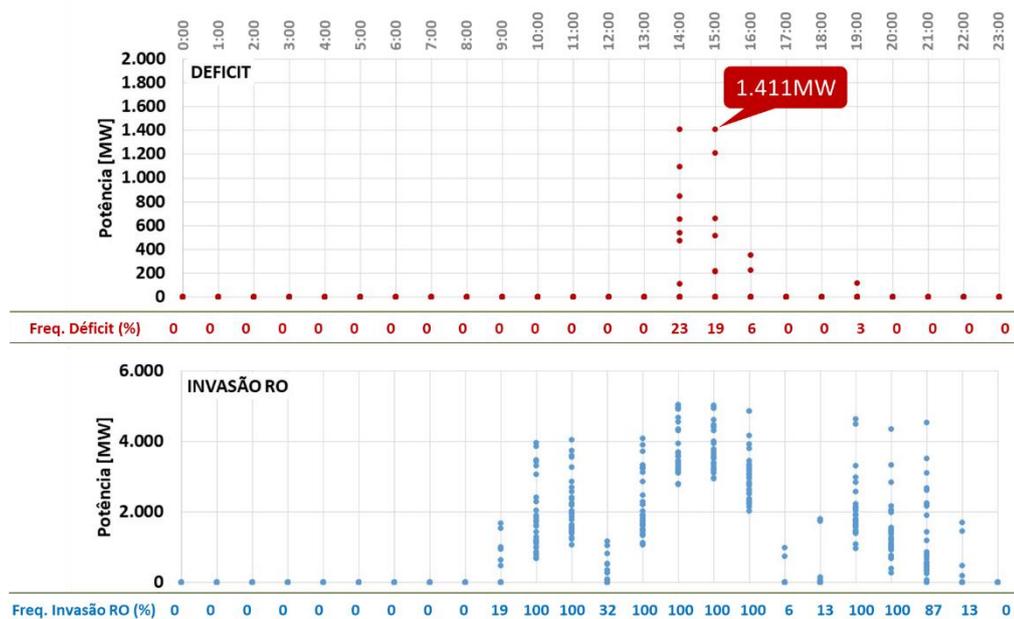
Um maior detalhamento dos resultados do Caso A para os meses de outubro e novembro, são apresentados na Figura 6-2 e na Figura 6-3, a seguir.

Figura 6-2: Dispersão do Balanço de Potência do Caso A – Outubro/21



Da Figura 6-2, anterior, verifica-se que, no mês de outubro, a necessidade de uso de parte da reserva operativa ocorre entre 14:00 e 16:00 horas. Entre todos os cenários de contribuição eólica e fotovoltaica analisados, 26% resultam em necessidade de uso da reserva operativa às 14:00 e 15:00 horas, e 13% deles às 16:00 horas. A situação mais crítica, associada a necessidade de uso 2.565 MW da reserva operativa, ocorre às 15:00 horas.

Figura 6-3: Dispersão do Balanço de Potência do Caso A – Novembro/21

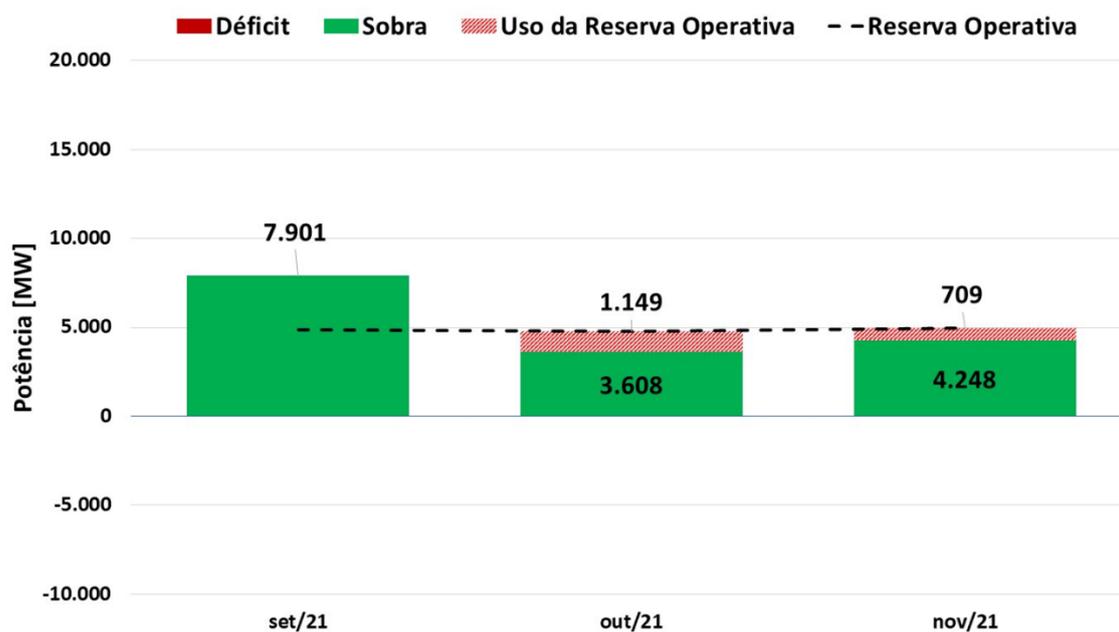


Da Figura 6-3, anterior, verifica-se que, no mês de novembro, a necessidade de uso da reserva operativa ocorre entre 9:00 e 22:00 horas, sendo que às 10:00, 11:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00, 19:00 e 20:00 horas, há invasão da reserva operativa em todos os cenários analisados. Com relação aos déficits de potência, estes ocorrem às 14:00 horas para 23% dos cenários, às 15:00 horas para 19% dos cenários, às 16:00 horas para 6% dos cenários, e às 19:00 horas para 3% dos cenários. A situação mais crítica, associada ao déficit de 1.411 MW, ocorre às 15:00 horas.

Resultados do Caso B

Na Figura 6-4, a seguir, são apresentados os resultados do Balanço de Potência para o Caso B, associados à situação mais crítica de cada mês, ou seja, entre todas as horas/cenários analisados, aquela de menor sobra de potência ou de maior necessidade de recursos adicionais.

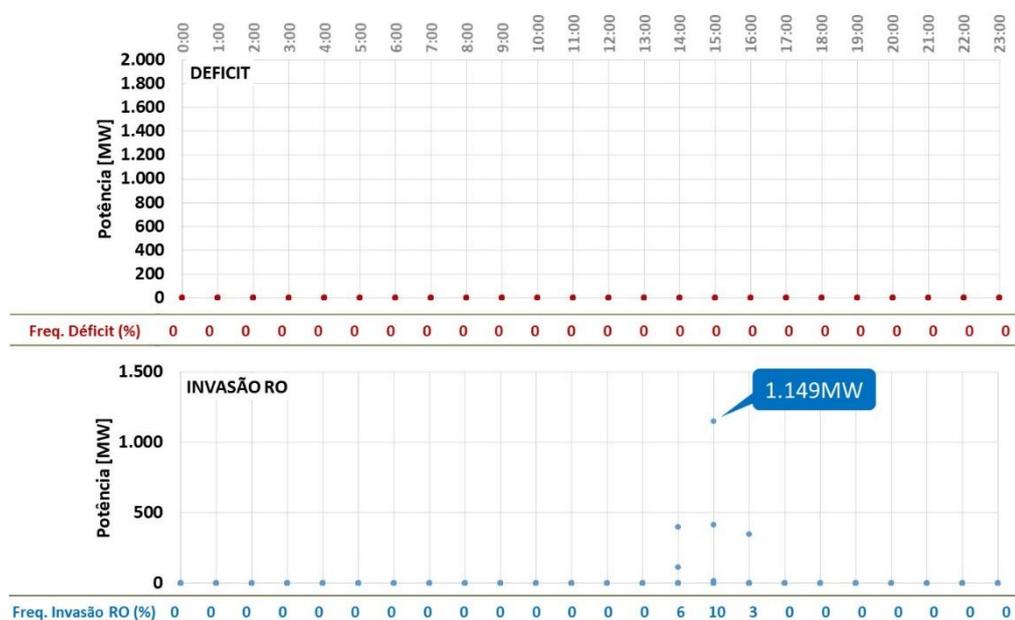
Figura 6-4: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B – Situação mais Crítica



Da Figura 6-4, anterior, verifica-se que considerando a simulação para disponibilidade de potência do Caso B, em que há uma oferta adicional superior em relação ao Caso A, a necessidade de uso da reserva de potência operativa é reduzida e o déficit do mês de novembro é eliminado. Nas situações mais críticas dos meses de outubro e novembro utiliza-se 1.149 MW e 709 MW da reserva de potência operativa, respectivamente.

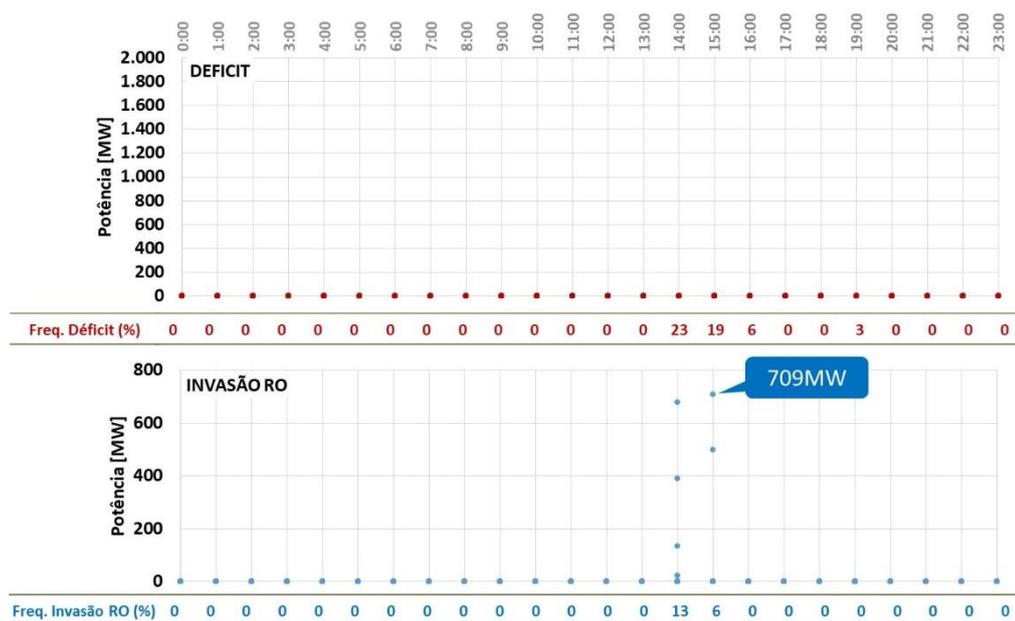
Um maior detalhamento dos resultados do Caso B para os meses de outubro e novembro, são apresentados na Figura 6-5 e na Figura 6-6, a seguir.

Figura 6-5: Dispersão do Balanço de Potência do Caso B – Outubro/21



Da Figura 6-5, anterior, verifica-se que, no mês de outubro, a necessidade de uso de parte da reserva de potência operativa ocorre entre 14:00 e 16:00 horas. Entre todos os cenários de contribuição eólica e fotovoltaica analisados, 6% resultam em necessidade de uso da reserva operativa às 14:00 horas, 10% deles às 15:00 horas, e 3% às 16:00 horas. A situação mais crítica, associada a necessidade de uso 1.149 MW da reserva operativa, ocorre às 15:00 horas.

Figura 6-6: Dispersão do Balanço de Potência do Caso B – Novembro/21



Da Figura 6-6, anterior, verifica-se que, no mês de novembro, a necessidade de uso da reserva operativa ocorre às 14:00 e 15:00 horas, em 13% e 6% dos cenários, respectivamente. A situação mais crítica, associada a necessidade de uso de 709 MW da reserva de potência operativa, ocorre às 15:00 horas.

7 Conclusões e Recomendações

As conclusões deste estudo prospectivo são apresentadas a seguir:

- Em relação ao caso apresentado na Reunião Ordinária do dia 04/08/2021, observa-se uma degradação de 0,2 p.p. nas condições de armazenamento do SIN, quando comparado os níveis de partida para setembro de 2021, e melhoria nas condições de afluência, representando um aumento de 555 MWmed na Energia Natural Afluente do SIN.
- As trajetórias inferiores e superiores das condições de armazenamento equivalente foram atualizadas tendo em vista a confirmação tanto da disponibilidade quanto da indisponibilidade de recursos adicionais.
- No Caso A, o armazenamento resultante no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, ao final de novembro de 2021, foi de 9,8%EAR_{máx}. Para o Caso B, que considera uma oferta de cerca de 900MWmed a mais em relação ao Caso A, o armazenamento resultante para o Sudeste/Centro-Oeste foi de 10,9%EAR_{máx}. Nos dois casos, os armazenamentos dos subsistemas Sul e Nordeste foram da ordem de 13 %EAR_{máx} e 18 %EAR_{máx}, respectivamente.
- Os resultados dos Casos A e B mostram que os principais reservatórios da bacia do rio Paraná chegam ao final do período seco com níveis muito críticos de armazenamento.
- Em ambos os casos não se identificou déficit energético, entretanto cabe ressaltar que a trajetória prospectada pressupõe uma nova redução das vazões defluentes para armazenar na bacia do Paraná os recursos térmicos adicionais.
- Nas avaliações de potência, no Caso A foi identificada violação da reserva operativa em outubro e déficit de potência de cerca de 1,4GW em novembro. No Caso B, não há indicação de déficit de potência, porém há necessidade de utilização parcial da reserva operativa.
- Há necessidade de flexibilização dos requisitos de armazenamento das Resoluções ANA 080 e 081/2021 a partir de setembro/21, a menos que haja acréscimo de recursos (complementares ao indicado no Caso B), por meio de mais energia afluente e/ou de mais oferta adicional.
- No caso da resolução ANA 081/2021, salienta-se que houve a necessidade de manter as defluências máximas flexibilizadas para o reservatório da UHE Xingó de setembro a novembro de 2021, mesmo com reservatório da UHE Sobradinho abaixo dos 40%, preconizados nesta resolução, atingindo até 15% VU.

- Há necessidade de flexibilização das defluências máximas médias mensais da UHE Três Marias, definidas na resolução ANA nº2.081/2017, para valores de até 650 m³/s, no período de setembro a novembro de 2021.

Em função dos resultados obtidos e conclusões acima, o Operador Nacional do Sistema Elétrico faz as seguintes recomendações:

- Assegurar a implementação das medidas indicadas na NT ONS-DGL-93/2021, imprescindíveis, para assegurar o atendimento eletroenergético do SIN.
- Assegurar a efetividade dos programas de redução voluntária do consumo, acompanhando os resultados ao longo do mês de setembro/21;
- ONS e agentes deverão otimizar a capacidade de modulação da UHEs Itaipu e do rio São Francisco, considerando as restrições existente;
- Cabe destacar que, após a Reunião Extraordinária do CMSE, realizada em 30 de agosto de 2021, ocorreu em 31 de agosto de 2021 a 5ª Reunião Extraordinária da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG, que dentre outras medidas decidiu:
 - i. Determinar ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, que operem 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.

Lista de figuras e tabelas

Figura 3-1: Anomalias de chuvas nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos	8
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	9
Figura 3-3: Vazões defluentes das UHE Jupia e Porto Primavera em agosto de 2021	20
Figura 3-4: Evolução das reduções de defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera até final de outubro de 2021	21
Figura 3-5: Vazões naturais afluentes e defluências médias diárias na UHE Porto Primavera	22
Figura 3-6: Operação com pulsos de vazão abaixo da cota 325,4m	26
Figura 3-7: Regra operativa para os reservatórios de Furnas e M. Moraes, estabelecidas na Resolução ANA nº 63/2021	27
Figura 4-1: Previsão probabilística para o El Niño oscilação sul	33
Figura 4-2: Geração Mínima de Itaipu	40
Tabela 5-1: Resumo dos Resultados dos Casos A e B (MWmed)	43
Figura 5-1: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso A x Caso B	44
Figura 5-2: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul–Caso A x Caso B	45
Figura 5-3: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso A x Caso B	46
Figura 5-4: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso A x Caso B	47
Figura 5-5: Geração Térmica (mais importação) – Caso A x Caso B	48
Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso A x Caso B	49
Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso A x Caso B	50
Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso A x Caso B	51

Figura 5-9: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Uruguai – Caso A x Caso B	52
Figura 5-10: Volume Útil dos Principais Reservatórios das Bacias dos Rios Iguaçu, Capivari e Jacuí – Caso A x Caso B	53
Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Caso A – Situação mais Crítica	56
Figura 6-2: Dispersão do Balanço de Potência do Caso A – Outubro/21	57
Figura 6-3: Dispersão do Balanço de Potência do Caso A – Novembro/21	58
Figura 6-4: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B – Situação mais Crítica	59
Figura 6-5: Dispersão do Balanço de Potência do Caso B – Outubro/21	60
Figura 6-6: Dispersão do Balanço de Potência do Caso B – Novembro/21	61
Tabela 3-1: Afluências na bacia do rio Paraná em percentuais da MLT e no posicionamento do histórico para o período de setembro/2020 a agosto/2021 e mês de agosto de 2021	10
Tabela 3-2: Armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná	11
Tabela 3-3: Afluências no SIN em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de setembro/2020 a agosto/2021 e mês de agosto de 2021	12
Tabela 3-4: Armazenamentos do SIN e de seus subsistemas	12
Tabela 3-5: Pulsos de vazão indicados pelo DNIT	24
Tabela 3-6: Níveis mínimos para os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos aprovados pelo CMSE e CREG	25
Tabela 3-7: Vazões médias mensais (m³/s) praticadas nas UHE Furnas e M. Moraes de junho a agosto de 2021	28
Tabela 4-1: ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período setembro – novembro de 2021 (prevista) e posicionamento no histórico de 91 anos (ordem crescente)	34
Tabela 4-2: Comparação da ENA média do período Setembro - Novembro/2021 dos estudos prospectivos de 04/agosto e 30/agosto	34
Tabela 4-3: Carga de Energia do período Setembro/2021 a Novembro/2021	35

Tabela 4-4: Defluências mínimas médias semanais e mensais consideradas para usinas localizadas nas bacias dos rios Grande e Paranaíba em todo o horizonte do estudo	37
Tabela 4-5: Defluências mínimas e máximas médias semanais e mensais consideradas para usinas localizadas na bacia do rio Paranapanema em todo o horizonte do estudo	37
Tabela 4-6: Detalhamento das ofertas adicionais dos Casos A e B, em MWmed	39
Tabela 4-7: Limites de intercâmbio alterados para o critério N-1	41
Tabela 5-1: Resumo dos Resultados dos Casos A e B (MWmed)	43
Tabela 6-1: Tabela de Modulação das UHEs da Bacia do São Francisco	54
Tabela 6-2: Tabela de Modulação da UHE Itaipu	55