

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

AGOSTO 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 0093/2021

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

AGOSTO DE 2021

## Sumário

1	Introdução	4
2	Objetivo	6
3	Condições Hidroenergéticas e Operação Hidráulica do SIN	7
	<b>3.1 Condições hidroenergéticas</b>	<b>7</b>
	<b>3.2 Operação hidráulica do SIN</b>	<b>16</b>
	<b>a) Bacia do rio Paraná</b>	<b>17</b>
	<b>b) Bacia do rio São Francisco</b>	<b>29</b>
	<b>c) Bacia do rio Tocantins</b>	<b>31</b>
4	Premissas e Casos Simulados	33
	4.1 Cenário de afluências	33
	4.2 Carga de Energia	34
	4.3 Restrições Operativas Hidráulicas	35
	4.4 Disponibilidade Térmica	37
	4.5 Geração Mínima da UHE Itaipu	38
	4.6 Intercâmbio N-NE / SE-CO	39
	4.7 Casos Simulados	40
5	Resultados da Simulação Energética	42
6	Resultados do Balanço de Potência	57
7	Conclusões e Recomendações	63

## 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 m<sup>3</sup>/s e 2.700 m<sup>3</sup>/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.

Após a elaboração dos estudos publicados da Nota Técnica ONS DPL 0081/2021, foi observada uma degradação nas condições de afluência, 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. Como os totais de chuva prevista considerados no último estudo prospectivo 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 neste estudo. Esta degradação resultou em uma redução dos níveis de partida em agosto de 2021 de cerca de 10 pontos percentuais abaixo daquele 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.

## **2 Objetivo**

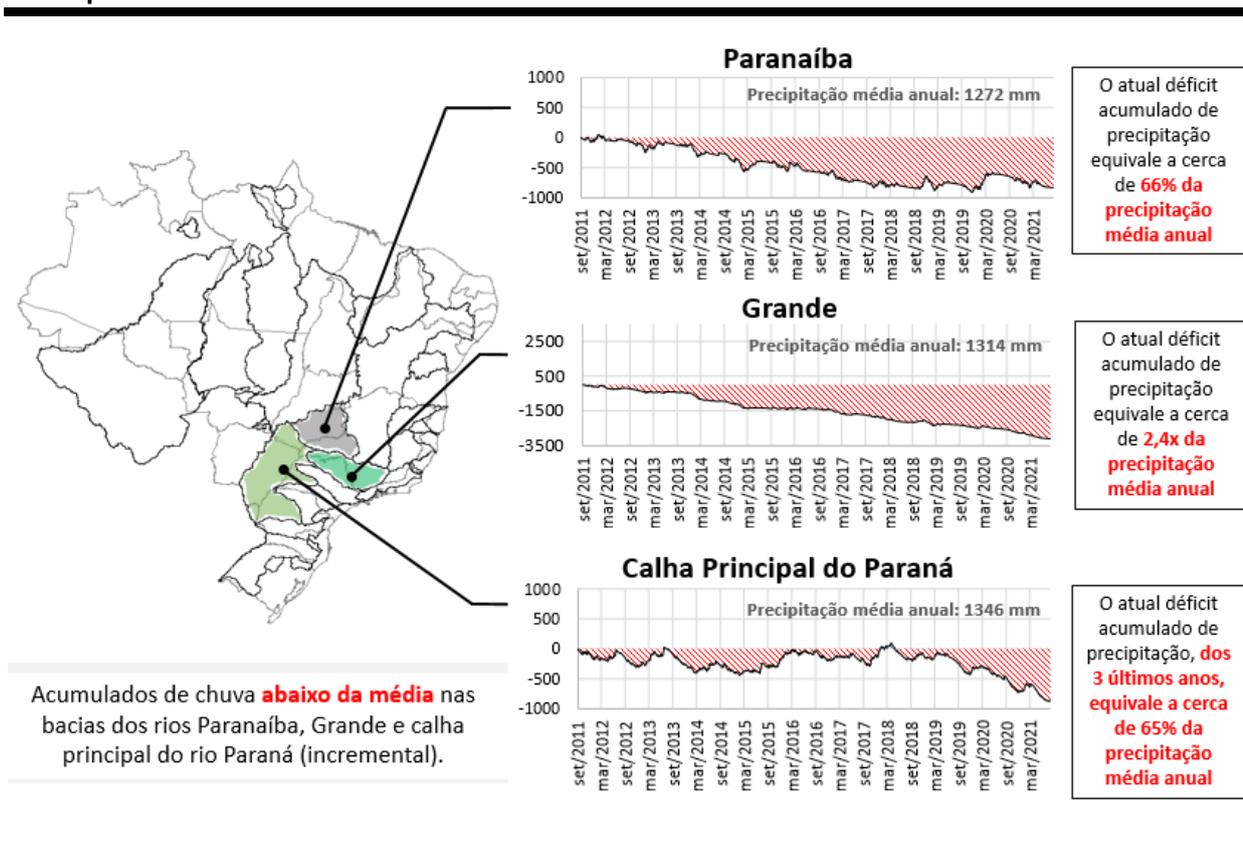
Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar as condições hidroenergéticas e operação hidráulica do SIN, as premissas, cenários e resultados do novo Estudo Prospectivo realizado pelo ONS para o horizonte de agosto a novembro de 2021, estudo este que foi apresentado pelo ONS na 251ª Reunião Ordinária do CMSE, realizada em 04 de agosto de 2021.

### 3 Condições Hidroenergéticas e Operação Hidráulica do SIN

#### 3.1 Condições hidroenergéticas

Ao longo dos últimos anos a precipitação observada em algumas das principais bacias hidrográficas com usinas hidroelétricas (UHE) integrantes do SIN têm sido 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 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 julho 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**

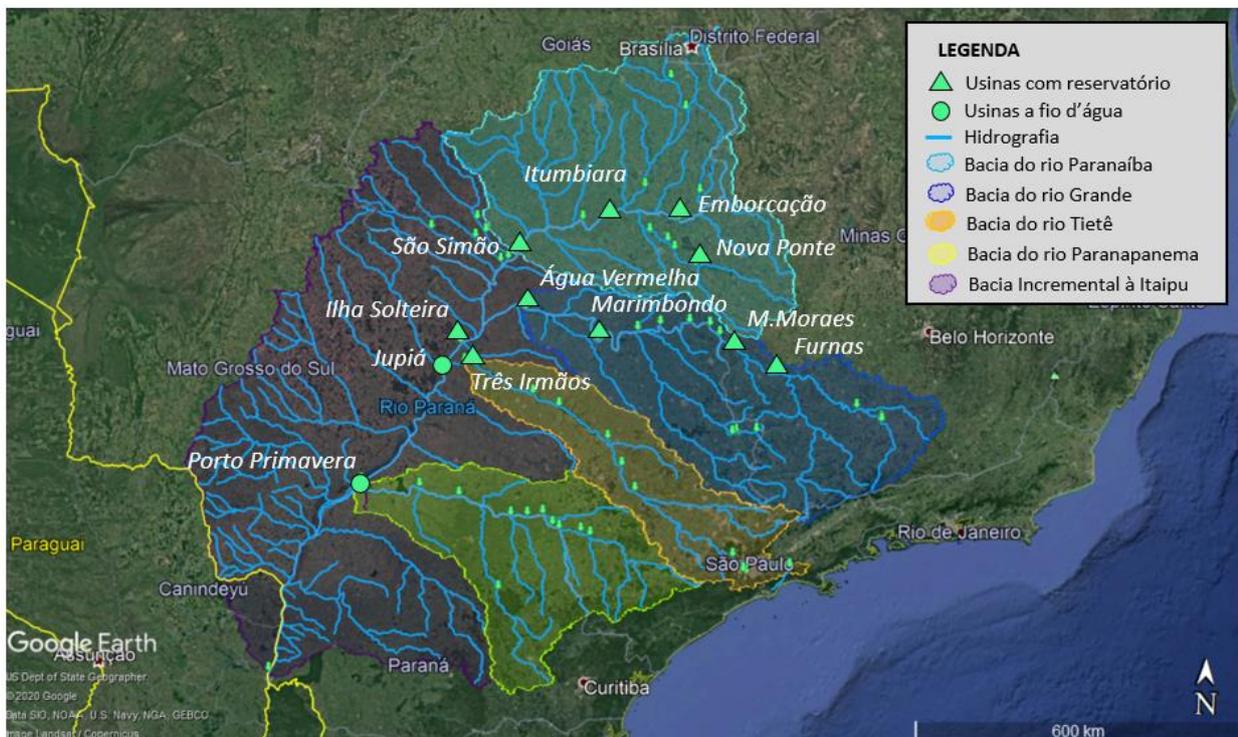


Em consequência, as vazões afluentes às usinas localizadas em algumas bacias que compõem o SIN, nestes últimos anos, também têm se situado abaixo da média

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 julho 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 afluências 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 presente mês (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 afluências nas principais bacias contribuintes à bacia do rio Paraná pode ser observado na

Tabela 3-1, a seguir.

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

Bacia	Setembro de 2020 a agosto de 2021		Julho de 2021		Agosto de 2021	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição	%MLT	Posição
Bacia do rio Paraná (Calha Principal)	61	4º PIOR	58	4º PIOR	57	4º PIOR
Bacia do rio Paranaíba	55	2º PIOR	50	3º PIOR	49	2º PIOR
Bacia do rio Grande	51	2º PIOR	46	2º PIOR	44	PIOR

**Notas:**

- 1) o posicionamento dos meses de julho e agosto de 2021 consideram um histórico de 91 anos; e
- 2) os dados do mês de agosto são previstos.

Notadamente, em termos de afluências 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 31/07/2021, correspondeu a 18,8% 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 (% máximo)		
		31/07/2021	Posição no histórico	No ano passado (31/07/2020)
Grande	Furnas	24,6	2º PIOR	57,1
	M. Moraes	27,2	2º PIOR	53,3
	Marimbondo	15,8	2º PIOR	38,6
	A. Vermelha	12,8	2º PIOR	39,0
Paranaíba	Nova ponte	13,4	PIOR	46,6
	Emborcação	14,7	PIOR	39,1
	Itumbiara	12,0	PIOR	53,8
	São Simão	21,7	2º PIOR	57,8
Paraná	I. Solteira	39,3	4º PIOR	72,8
Tietê	Três Irmãos	40,2	4º PIOR	71,7

**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.

No contexto do SIN como um todo, o período de setembro de 2020 a julho de 2021 se configurou como a pior condição hidrológica já observada para essa época do ano em todo o histórico. Na Tabela 3-3 observa-se como se deu o comportamento de cada um dos subsistemas do SIN nesse período extremamente adverso sob o ponto de vista hidrológico.

**Tabela 3-3: Afluências no SIN em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de setembro/2020 a agosto/2021 e meses de julho e agosto de 2021**

Subsistemas/SIN	Setembro de 2020 a agosto de 2021		Julho de 2021		Agosto de 2021	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição	%MLT	Posição
SE/CO	64	PIOR	61	PIOR	58	PIOR
S	61	14º PIOR	43	18º PIOR	42	14º PIOR
NE	51	5º PIOR	42	4º PIOR	44	4º PIOR
N	76	9º PIOR	82	19º PIOR	80	17º PIOR
SIN	63	PIOR	57	PIOR	54	PIOR

**Notas:**

- 1) o posicionamento dos meses de julho e agosto de 2021 consideram um histórico de 91 anos; e
- 2) os dados do mês de agosto são previstos.

Na Tabela 3-4 pode-se verificar o reflexo desta condição hidrológica crítica na degradação dos armazenamentos nos subsistemas do SIN ao final do mês de julho, em comparações com o ano passado e com o histórico de armazenamentos. Para o Sistema Interligado Nacional como um todo, houve uma queda de cerca de 20% em sua capacidade máxima no período compreendido entre 31/07/2020 (56,5%) e a mesma data deste ano (35,4%).

**Tabela 3-4: Armazenamentos dos subsistemas do SIN**

Subsistema / SIN	Armazenamento (% máximo)		
	31/07/2021	Posição no histórico	No ano passado (31/07/2020)
Sudeste/Centro-Oeste	26,0	PIOR	48,1
Sul	47,7	PIOR	58,3
Nordeste	54,8	8º PIOR	81,9
Norte	79,0	8º PIOR	80,7

**Nota:** O posicionamento considera um histórico de 12 anos de operação, desde o ano 2010.

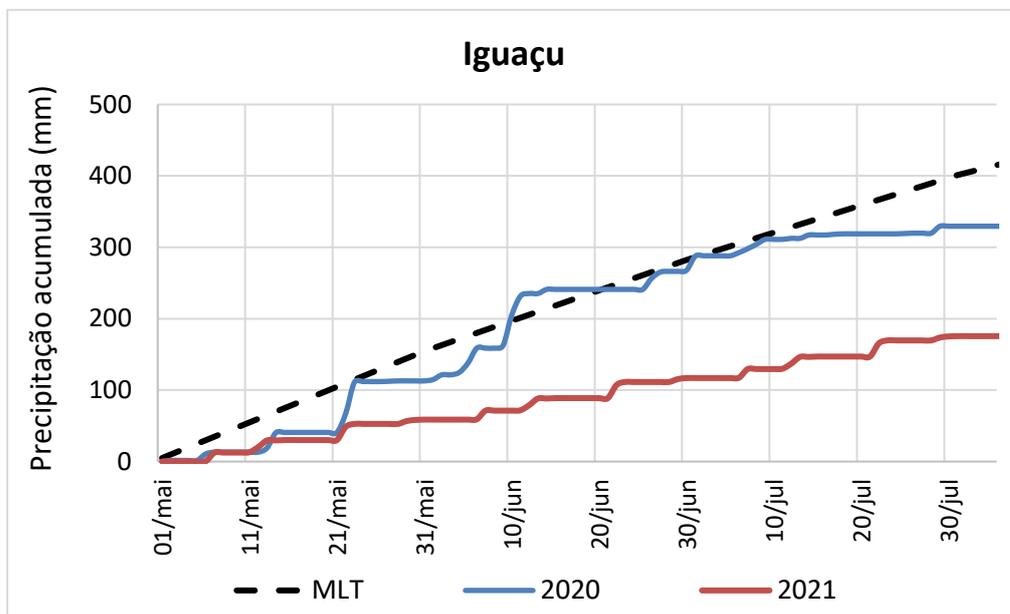
---

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, por apresentar condições climáticas semelhantes às do ano em curso.

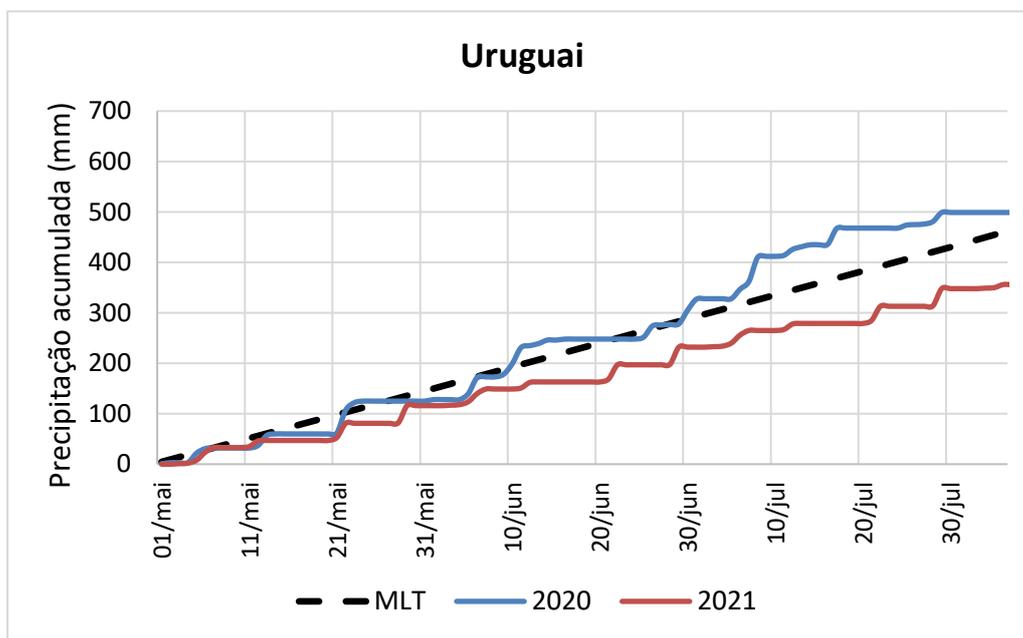
No período entre o inverno e a primavera, o qual vem sendo considerado nos últimos estudos prospectivos desenvolvidos pelo ONS, as afluições nas bacias com usinas hidroelétricas integrantes do SIN estão, em geral, em recessão, ou seja, em seus períodos secos. No caso particular das bacias localizadas 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 afluições 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.

O cenário hidrológico que vem sendo utilizado para os estudos prospectivos desenvolvidos pelo ONS emprega a chuva verificada no ano de 2020, que teve um desempenho superior ao ano de 2021 nos meses de junho e julho, conforme apresentado nas Figura 3-3 e Figura 3-4.

**Figura 3-3: Precipitação observada acumulada no período maio-agosto para a bacia do Iguaçu**



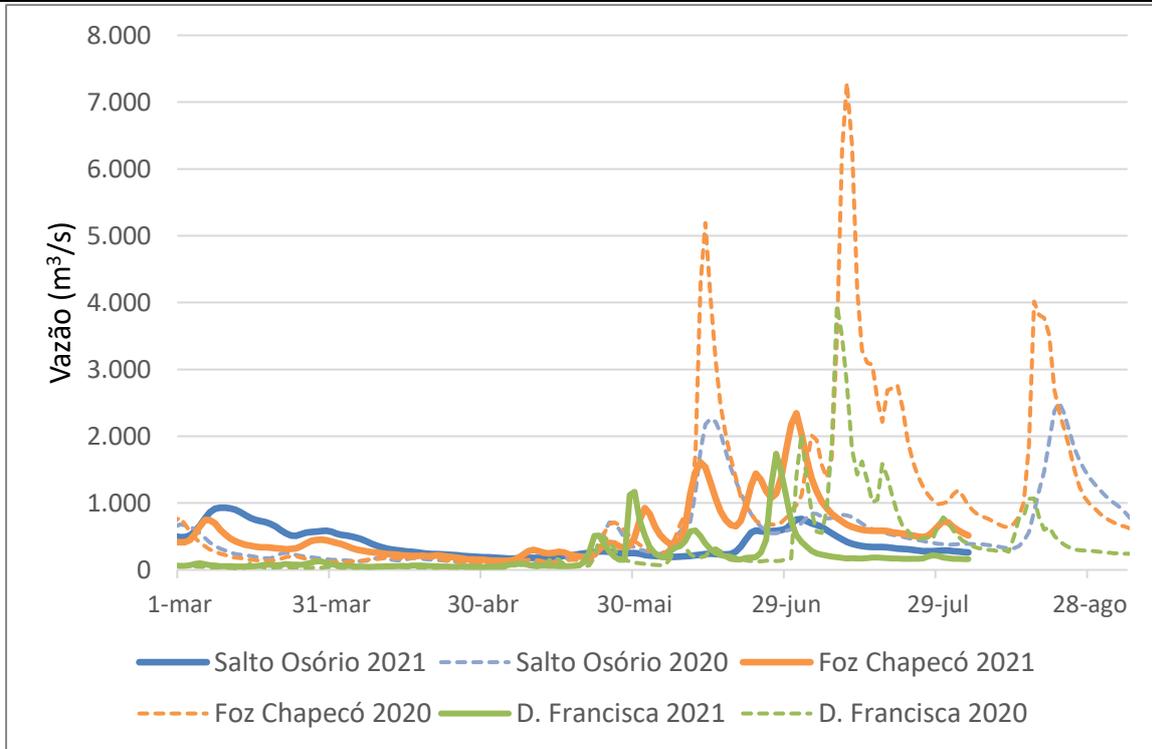
**Figura 3-4: Precipitação observada acumulada no período maio-agosto para a bacia do Uruguai**



Adicionalmente, considerando as características hidrológicas dessas bacias, as vazões verificadas em 2021 estão consideravelmente menores do que as vazões verificadas em 2020, como pode ser observado na Figura 3-5, a seguir,

representadas pelas usinas de Salto Osório, Foz do Chapecó e Dona Francisca, localizadas nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Jacuí, respectivamente.

**Figura 3-5: Comparativo entre o ano 2020 e 2021 nas bacias dos rios Iguaçu, Jacuí e Uruguai**



Conseqüentemente, este porte de vazões menores observadas em 2021 em relação aos cenários utilizados nos estudos prospectivos desenvolvidos nos meses anteriores, tem levado a um uso mais intenso dos principais reservatórios situados nesta região, com destaque para os reservatórios situados nas bacias dos rios Uruguai e Jacuí, conforme a Tabela 3-5.

**Tabela 3-5: Armazenamentos dos principais reservatórios da região Sul**

Bacia	Reservatório	Armazenamento (% máximo)			
		Observado em 31/07/2021	Estudo Prospectivo 28/05	Estudo Prospectivo 07/07	
				Caso A	Caso B
Iguaçu	Foz do Areia	42,5	97,6	37,0	37,0
	Salto Santiago	51,9	88,0	66,5	66,5
Uruguai	Barra Grande	57,5	45,8	81,9	81,9
	Passo Fundo	56,8	59,4	65,9	65,9
Jacuí	Passo Real	43,9	30,7	57,8	57,8

### **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, destacaram-se as seguintes medidas:

- 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;
- 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);
- flexibilização do nível mínimo do reservatório da UHE Itaipu até cota 216m;
- operações não convencionais de vertimento na UHE Mascarenhas de Moraes, no período de 25/11/2020 a 20/12/2020 e vertimentos na UHE Chavantes, entre os dias 02/12/2020 e 10/12/2020, na bacia do rio Paranapanema, por essas serem gargalos hidráulicos na operação naqueles momentos;
- flexibilização da vazão máxima defluente dos reservatórios da bacia do rio São Francisco estabelecida conforme a Resolução ANA 2.081/2017 para dezembro de 2020, autorizada pela Resolução ANA Nº 51/2020, de 03/12/2020;
- flexibilização da cota mínima operativa da usina hidroelétrica de 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; e
- envio, em dezembro de 2020, das correspondências CTA-ONS DGL 1048/2021 e 1049/2021 aos agentes de geração responsáveis pelas usinas

hidroelétricas de 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 na bacia do rio Paraná, buscou-se outras alternativas de flexibilização da operação hidráulica das usinas hidroelétricas, com o objetivo de aproveitar o período úmido para buscar 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 Jupiá e Porto Primavera***

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

Antecipando-se ao problema proveniente da adoção dessas restrições de defluências mínimas e com o objetivo de melhorar os níveis de armazenamento

dos reservatórios das usinas hidroelétricas da bacia do rio Paraná, o ONS tomou as medidas necessárias para buscar viabilizar as reduções de defluências mínimas das usinas hidroelétricas de Jupirá 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, ocasião na qual os agentes informaram sobre a viabilidade de flexibilização das restrições após o período de piracema, sujeita à comunicação prévia ao pelo 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 a que fosse realizada a redução das vazões defluentes mínimas das usinas de Jupirá e Porto Primavera para os valores de 3.700m<sup>3</sup>/s e 4.300m<sup>3</sup>/s, respectivamente. Em 23/02/2021, a ANA emitiu o Ofício Nº 4/2021/AH-VS/ANA concedendo a anuência para a redução solicitada. 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 m<sup>3</sup>/s, a partir do dia 01/03/2021 e da UHE Jupirá para 3.700m<sup>3</sup>/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 2.500m<sup>3</sup>/s e 3.300m<sup>3</sup>/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.

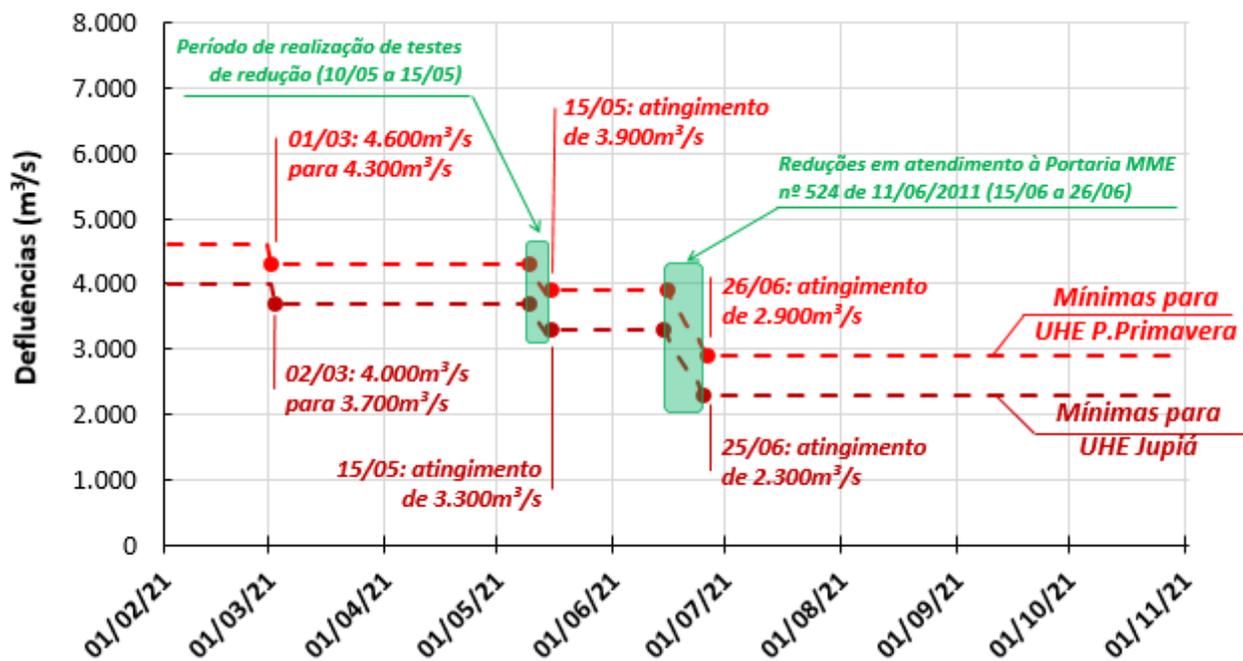
- Os testes foram realizados no período de 10 a 15 de maio de 2021, após autorização do IBAMA, concedida pelos Ofícios nº 98/2021 e 99/2021, de 03/05/2021, em conformidade com os planos de testes encaminhados pelos agentes CESP e CTG. As reduções praticadas nesses testes foram: 3.700m<sup>3</sup>/s para 3.200m<sup>3</sup>/s, na UHE Jupιά, e de 4.300m<sup>3</sup>/s para 3.800m<sup>3</sup>/s, na UHE Porto Primavera, tendo sido realizadas reduções de 100m<sup>3</sup>/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 correspondência ao IBAMA com a 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 de 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 m<sup>3</sup>/s e 3.300 m<sup>3</sup>/s, respectivamente para operação da UHE Porto Primavera e UHE Jupιά. 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 baixo 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 Jupιά e

Porto Primavera em 2.300 m<sup>3</sup>/s e 2.700 m<sup>3</sup>/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 2.300m<sup>3</sup>/s e 2.700m<sup>3</sup>/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 usinas hidroelétricas de 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 “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 do reservatório da UHE Porto Primavera para até 2.700m<sup>3</sup>/s e da UHE Jupuí para a vazão de até 2.300m<sup>3</sup>/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 não se opõe e reconhece a necessidade de flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupuí e Porto Primavera para até 2.300 m<sup>3</sup>/s e até 2.700 m<sup>3</sup>/s, respectivamente.

- Adicionalmente foi publicada a Portaria nº 524, de 11 de junho de 2021, do MME na qual se estabeleceu que os concessionários das usinas hidroelétricas de Jupuí e Porto Primavera deveriam realizar imediatamente os testes de redução de defluência mínima em suas usinas e que os valores de até 2.300m<sup>3</sup>/s e 2.700m<sup>3</sup>/s, respectivamente, fossem atingidos a partir de 1º de julho de 2021.
- A redução das defluências iniciou-se em 15/06/2021 na UHE Jupuí, partindo de 3.300m<sup>3</sup>/s e atingindo 2.300m<sup>3</sup>/s em 25/06/2021. Na UHE Porto Primavera, por sua vez, a redução das defluências iniciou-se em 16/06/2021, partindo de 3.900m<sup>3</sup>/s e alcançando o valor de 2.900m<sup>3</sup>/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 2.900m<sup>3</sup>/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 2.300m<sup>3</sup>/s e 2.900m<sup>3</sup>/s, respectivamente.
- Na Figura 3-6 constam essas flexibilizações realizadas, declaradas pelos agentes de operação, vigentes até final de outubro de 2021.

**Figura 3-6: Evolução das reduções de defluências mínimas das UHE Jupuí e Porto Primavera até final de outubro de 2021**

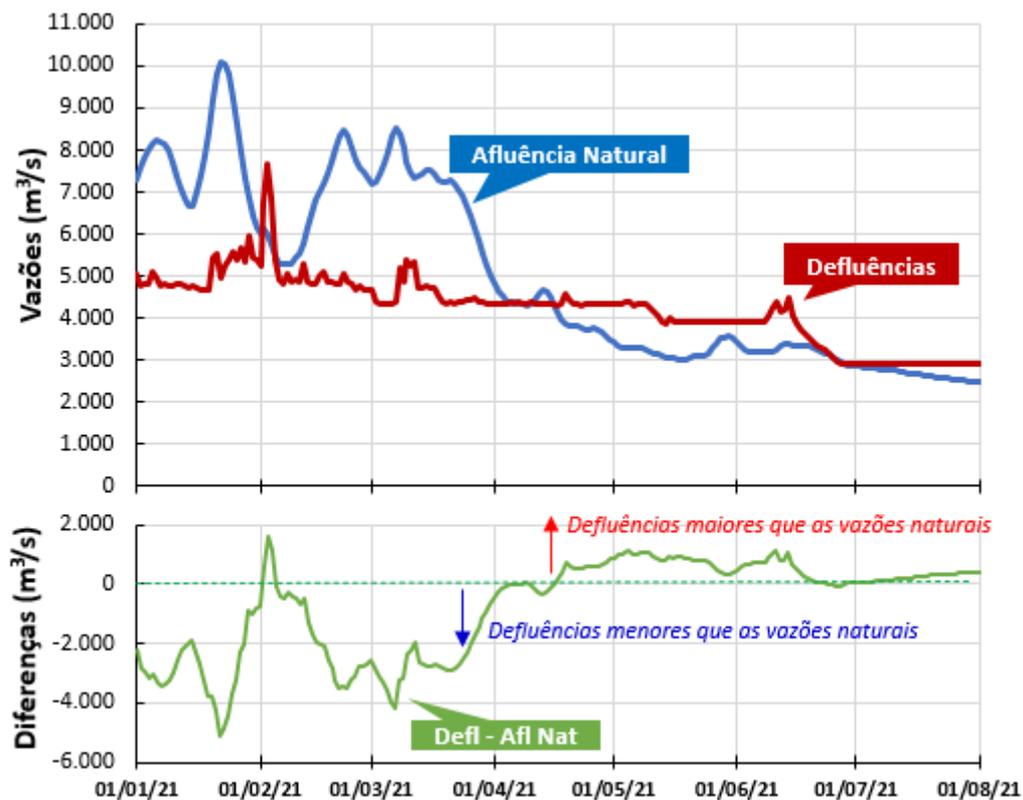


Mesmo com a implementação da flexibilização das vazões defluentes das UHE Jupiá e Porto Primavera, bem como a manutenção das deliberações do CMSE de aumento de recursos energéticos para a melhoria das condições de armazenamento, os níveis d'água dos reservatórios localizados na bacia do rio Paraná não obtiveram uma recuperação satisfatória. São dois 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 julho/2021 a terceira 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 Jupiá e Porto Primavera, acabaram impondo a necessidade de uma geração hidráulica em toda a cascata de usinas nos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paraná, tendo em vista que essas usinas não possuem reservatórios com capacidade de regularização das vazões. Durante o período úmido de 2020-2021, as flexibilizações que gradualmente foram implementadas no primeiro semestre de 2021 propiciaram apenas uma atenuação da taxa de esvaziamento dos reservatórios das bacias dos rios Grande e Paranaíba, sem possibilitar uma recuperação dos armazenamentos desses reservatórios.

Pode-se observar através do acompanhamento das vazões afluentes naturais e das defluências na UHE Porto Primavera, no período de janeiro a julho de 2021, mostrado na Figura 3-7, que desde a segunda quinzena de abril de 2021, as restrições de Jupiá e de Porto Primavera têm demandado a prática de vazões defluentes superiores às baixas vazões naturais do ano de 2021, conduzindo ao deplecionamento dos reservatórios da bacia do rio Paraná.

**Figura 3-7: Vazões naturais afluentes e defluências médias diárias na UHE Porto Primavera**



Para o presente estudo prospectivo, com horizonte de agosto a novembro de 2021, foi adotada como diretriz operativa para a operação hidráulica das UHE Jupia e Porto Primavera, a manutenção das vazões defluentes de 2.300m<sup>3</sup>/s e 2.900m<sup>3</sup>/s, respectivamente, até outubro/2021 ou até que as condições para o atendimento eletroenergético permitissem essa operação. Para o mês de novembro, considerando o início do período de piracema, foram adotadas as defluências mínimas declaradas pelos agentes, nos valores de 3.700m<sup>3</sup>/s e 4.300m<sup>3</sup>/s, respectivamente, para as UHE Jupia e Porto Primavera.

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

Conforme mencionado anteriormente, no final de 2020 até início de 2021 (de 07/12/2020 até 15/01/2021), foi autorizada a flexibilização da cota mínima operativa da usina hidroelétrica de 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 NT-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 de 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 de Ilha Solteira e Três Irmãos abaixo do nível mínimo operativo de 325,40m ao longo de julho de 2021, o que representa reflexos na navegação da hidrovia 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. Em complemento às informações do Ofício nº 8/2021/CMSE-MME, em 31/05/2021, foi enviada à ANA a Nota Técnica NT-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, na qual autoriza 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, vêm sendo discutidas a viabilidade de realização de pulsos de vazões para permitir a navegação fluvial com os níveis de Três Irmãos e Ilha Solteira abaixo da cota 325,40m, conforme flexibilização autorizada pela Resolução ANA nº 84/2021. Nessas reuniões, os principais pontos acertados foram:

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

**Tabela 3-6: 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 27/08/21. 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 estão se articulando para propiciar a autorização para que a AES-Tietê possa operar até este nível.

Os níveis mínimos nos reservatórios das usinas hidroelétricas de Ilha Solteira e Três Irmãos, já aprovados pelo CMSE e CREG para o período até 27/08/2021, são apresentados na Tabela 3-7.

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

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

A partir de 21/08/2021, até o final do período seco, tem-se a avaliação de que a hidrovía Tietê-Paraná deixará de ser operacional com o atingimento de níveis abaixo da cota 324,60m nos reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos. Caso seja viável manter o nível do reservatório de Três Irmãos na cota 324,60 até a semana de 21 a 27/08/2021, pode ser possível a extensão do funcionamento da hidrovía até 27/08/2021, mesmo com a operação do reservatório da UHE Ilha Solteira até a cota 324,40m.

Para o presente estudo prospectivo, foi considerada a possibilidade de uso dos recursos hidroenergéticos dos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos até os seus níveis mínimos, na cota 323,00m, até o final do mês de setembro de 2021, e abaixo disso, nos dois últimos meses considerados neste estudo, outubro e novembro de 2021, de acordo com as necessidades resultantes das simulações do atendimento eletroenergético do SIN.

### ***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 3-8.

**Figura 3-8: 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): $< (Q_{def,m\acute{e}d,dia ant.})$ até $370m^3/s$

Na Nota Técnica NT-ONS DPL 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  $800m^3/s$  e  $900m^3/s$ , 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 3-8.

**Tabela 3-8: Vazões médias mensais (m<sup>3</sup>/s) praticadas nas UHE Furnas e M.Moraes de junho a julho de 2021**

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

Em 14/06/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 80/2021, que estabelece que 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, até 30/11/2021.

Com base nas avaliações realizadas pelo ONS em estudos prospectivos anteriores, considerando o cenário de aflúncias com a chuva histórica de 2020, foi considerado para este estudo prospectivo, como uma alternativa operativa, 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.

### ***Outras usinas***

Com o objetivo de propiciar melhores condições de armazenamento nos reservatórios das bacias dos rios Grande e Paranaíba, principalmente durante a operação de redução das vazões mínimas nas UHE Jupia e Porto Primavera, também foi necessária a busca das condições hidráulicas e eletroenergéticas para a redução das vazões defluentes nestas bacias. Neste contexto, cabe destacar as reduções de vazões alcançadas nas UHE Água Vermelha, de 792m<sup>3</sup>/s para 440 m<sup>3</sup>/s e São Simão, de 700m<sup>3</sup>/s para 450 m<sup>3</sup>/s. Essas reduções são praticadas quando as condições de atendimento eletroenergético do SIN as permitem.

## **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 800m<sup>3</sup>/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 esta medida, e ressaltando que se estimava um ganho de armazenamento no reservatório da UHE Sobradinho de cerca de 5,4% ao final de maio.

Nesse mesmo dia 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 aflúências 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 citada acima, sendo agendada nova reunião extraordinária para 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 o ONS em 01/04/2021, através 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 por ocasião 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 este acompanhamento desta 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. Neste 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 nº81/2021 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 o reservatório de Sobradinho atingir volume útil inferior a 40%, passando a ser observadas as condições estabelecidas pela Resolução ANA Nº 2.081, de 4 de dezembro de 2017.

Assim, o reservatório de Sobradinho atingiu armazenamento inferior a 60% (faixa de operação de atenção) no dia 17/06/2021 e, com base na resolução nº81/2021, no dia 19/06/2021 foi iniciada a redução da defluência mínima média diária da UHE Xingó para 800 m<sup>3</sup>/s, valor que permanece vigente até a emissão dessa Nota Técnica. É importante salientar que a defluência de 800m<sup>3</sup>/s é um valor mínimo médio diário e que valores superiores a esse são praticados sempre que ocorre redução na geração eólica e fotovoltaica e exista disponibilidade para aumentar a exportação para o subsistema SE/CO.

Para o presente estudo prospectivo foram consideradas as defluências máximas médias mensais estabelecidas na resolução ANA 81/2017, sendo considerada a alternativa de flexibilização do limite de 40%VU definida na Resolução 81/2021 no reservatório de Sobradinho, de acordo com as necessidades resultantes das simulações do atendimento eletroenergético do SIN até novembro/2021.

### **c) Bacia do rio Tocantins**

Conforme disposto na Resolução da ANA 376/2011, o ONS informou, em 10/05/2021, o Governo do Estado do Tocantins, através da CTA-ONS DOP 0860/2021, que para o período da temporada de praias no rio Tocantins, de 10/06/2021 à 20/08/2021, a vazão defluente do aproveitamento hidroelétrico de Serra da Mesa será 600m<sup>3</sup>/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 em referência, que a vazão de 600m<sup>3</sup>/s é superior a vazão defluente mínima (300m<sup>3</sup>/s) de Serra da Mesa estabelecida 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, que se encerra em 20/08/2021, as vazões da UHE Serra da Mesa deverão ser elevadas de modo a aumentar a geração em toda a cascata do rio Tocantins para o atendimento eletroenergético do SIN. A partir desse momento, será considerada para a UHE Serra da Mesa apenas a limitação de defluência mínima de 300m<sup>3</sup>/s, conforme Resolução ANA nº 529/2004.

No trecho mais a jusante do Tocantins, anualmente o ONS define uma curva de deplecionamento do reservatório de Tucuruí, tendo em vista que ao final do período úmido, verifica-se uma redução significativa nas vazões afluentes ao reservatório da UHE Tucuruí para valores inferiores à capacidade de turbinamento das unidades geradoras desta usina, sendo 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 esse ano de 2021 na NT ONS DOP 0069/2021 são apresentados os armazenamentos meta mensais.

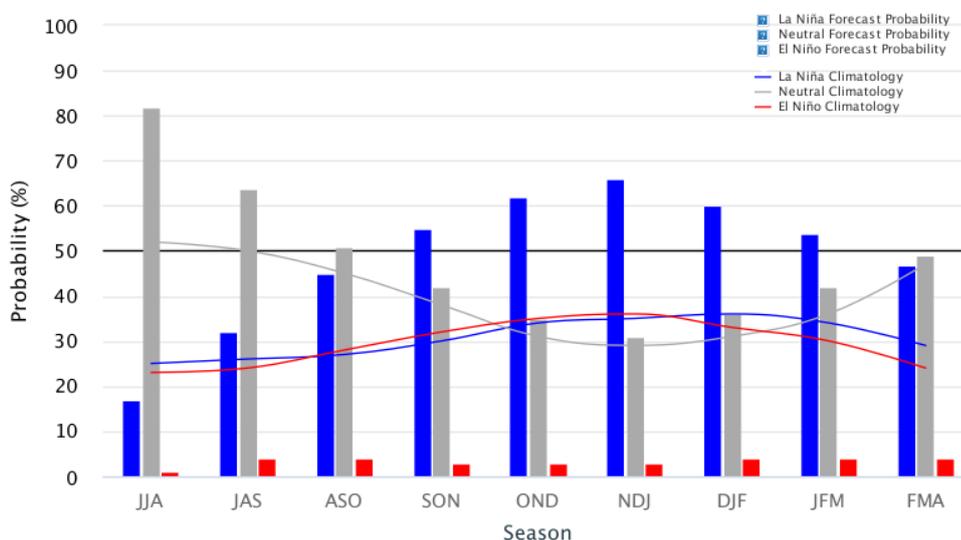
Para o presente estudo prospectivo, foram considerados os referidos armazenamentos metas mensais como diretriz operativa.

## 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 julho/21, Figura 4-1, indica a manutenção da neutralidade do Oceano Pacífico durante o inverno com aumento gradual da probabilidade de novo evento de La Niña a partir da primavera. Em relação ao início do período úmido ainda não é possível realizar prognósticos precisos, contudo os modelos indicam que não é esperado uma antecipação do período úmido, que não deve iniciar antes da segunda quinzena de outubro.

**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 e um atraso do início do período úmido. 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 agosto – nov. de 2020 (verificada) e 2021 (prevista) e posicionamento no histórico de 91 anos (ordem crescente)**

ENA (%MLT) e posicionamento no histórico de 91 anos (ordem crescente)	Agosto/21	Setembro/21	Outubro/21	Novembro/21
Sudeste / Centro-Oeste	63% (1)	55% (1)	47% (1)	45% (1)
Sul	44% (15)	34% (8)	19% (2)	19% (1)
Nordeste	44% (4)	46% (5)	40% (4)	68% (21)
Norte	79% (16)	67% (4)	63% (10)	87% (37)
SIN	58% (1)	48% (1)	39% (1)	46% (1)

Devido às condições de água no solo em 2021 serem inferiores às condições do mesmo período no ano passado, para a maioria das bacias, como os totais de chuva prevista considerados no último estudo prospectivo não se confirmaram e a precipitação observada em 2021 foi inferior àquela verificada em 2020, em especial nas bacias do Sul, as afluições observadas ficaram abaixo daquelas consideradas no cenário hidrológico adotados no estudo prospectivo de 07/07/2021. Esta degradação resultou em uma redução de cerca de 2.000 MWmed na ENA do SIN no período de agosto a novembro, conforme indicado na Tabela 4-2.

**Tabela 4-2: Comparação da ENA média do período Agosto-Novembro/2021 dos estudos prospectivos de 07/julho e 04/agosto**

ENA (MWmed e %MLT)	Estudo 07/07		Estudo 04/08	
	MWmed	% MLT	MWmed	% MLT
Sudeste / Centro-Oeste	13.306	56%	12.245	51%
Sul	4.694	42%	3.195	29%
Nordeste	1.871	51%	1.934	52%
Norte	1.805	61%	2.268	76%
SIN	21.676	52%	19.642	47%

Em relação ao SIN, destaca-se que este cenário de vazões atualizado indica a pior sequência hidrológica (agosto-novembro) do histórico de 91 anos disponível.

## 4.2 Carga de Energia

Com relação a carga de energia, não houve alteração com relação aos dados adotados no estudo anterior, que foram apresentados na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021.

### 4.3 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 e UHE Porto Primavera: manutenção das vazões defluentes de 2.300m<sup>3</sup>/s e 2.900m<sup>3</sup>/s, respectivamente, até outubro/2021 ou até que as condições para o atendimento eletroenergético permitissem essa operação e, para o mês de novembro, considerando o início do período de piracema, adoção das defluências mínimas declaradas pelos agentes, nos valores de 3.700m<sup>3</sup>/s e 4.300m<sup>3</sup>/s, respectivamente, para as UHE Jupia e Porto Primavera.
- **Ilha Solteira e Três Irmãos:** manutenção do nível mínimo de 325,0m até o dia 06/08/2021, consideração dos níveis mínimos, que constam na Tabela 4-3, para as semanas operativas seguintes e utilização dos reservatórios dessas usinas até o nível mínimo normal de 323,0m, em setembro/2021, e até a cota 319,0m a partir de outubro/2021.

**Tabela 4-3: Níveis mínimos consideradas nos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos nas semanas operativas de 31/07/21 a 31/08/21**

Semana operativa	Nível mínimo (m)
31/07/2021 a 06/08/2021	325,0
07/08/2021 a 13/08/2021	324,8
14/08/2021 a 20/08/2021	324,6
21/08/2021 a 27/08/2021	324,4
28/08/2021 a 31/08/2021	324,2

- Usinas localizadas na bacia do rio Paranaíba: defluências mínimas relacionadas na Tabela 4-4.

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

Usina	Defluência mínima (m <sup>3</sup> /s)
Nova Ponte	110
Emborcação	140
Itumbiara	310
São Simão	450

- Usinas localizadas na bacia do rio Grande: defluências mínimas relacionadas na Tabela 4-5.

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

Usina	Defluência mínima (m <sup>3</sup> /s)
Furnas	150 (carga leve) e 620 (carga média e pesada)
Mascarenhas de Moraes	250 (carga leve) e 720 (carga média e pesada)
Água Vermelha	440

- UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes: nível mínimo operativo equivalente a 15% do volume útil, conforme Resolução ANA nº 80, de 14 de junho de 2021.
- Usinas localizadas na bacia do rio Paranapanema: defluências mínima e máxima relacionadas na Tabela 4-6.

**Tabela 4-6: 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 (m <sup>3</sup> /s)
Jurumirim	90 (min) e 95 (max) em ago e set; e 90 (min) em out e nov
Chavantes	96 (min) e 110 (max) em ago e set; e 96 (min) em out e nov
Rosana	600 (max e min em todos os meses)

- Itaipu: nível mínimo do reservatório de 218m (set), 217m (out) e 216m (nov).
- Serra da Mesa: defluências mínima e máxima de 600m<sup>3</sup>/s (até 31/08); 750m<sup>3</sup>/s (set); 900m<sup>3</sup>/s (out e nov).
- Tucuruí: armazenamento mínimo de 96,9%VU no final de agosto 85,1%VU no final de setembro, demais meses, em conformidade com a curva de deplecionamento.
- Usinas do subsistema Sul: valor mínimo de 10% de armazenamento.
- Usinas da bacia do São Francisco: operação excepcional conforme definido na Resolução ANA nº 81, de 14 de junho de 2021.

#### 4.4 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.

Este estudo considerou os cenários conservador e superior descritos na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021. A única diferença se deu no cenário superior, no qual não foi considerada disponibilidade da UTE GNA I no mês de agosto de 2021.

Na Tabela 4-7, a seguir, é feita uma comparação das disponibilidades térmicas (mais importação) consideradas no cenário conservador e cenário superior.

**Tabela 4-7: Comparação da Disponibilidade Térmica (mais importação): Cenário Conservador x Cenário Superior**

Oferta Adicional [MWmed]	Setembro/21	Outubro/21	Novembro/21	Capacidade Instalada
<b>Manutenção</b> (sem UTE's Rota 1)	<b>957</b>	<b>950</b>	<b>935</b>	<b>-</b>
<b>Importação (50%)</b>	<b>1.385</b>	<b>1.385</b>	<b>1.385</b>	<b>2.770</b>
<b>Merchant</b>	<b>1.065</b>	<b>1.065</b>	<b>1.065</b>	<b>1.509</b>
CUIABA G C	435	435	435	529
URUGUAIANA	630	630	630	640
TERMONORTE 1				
TERMONORTE 2				340
<b>Problemas Judiciais</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>854</b>
GOIANIA II				140
PALMEIRAS GO				176
CAMPINA GD				169
MARACANAU				168
PERNAMBUCO III				201
<b>Combustível</b>	<b>1.316</b>	<b>570</b>	<b>570</b>	<b>915</b>
FORTALEZA	321	321	321	327
TERMOCEARA	142	142	142	220
VALE DO AÇU	107	107	107	368
RECOMPOSIÇÃO ROTA 1	746			-
<b>Antecipação de Obras</b>	<b>1.300</b>	<b>1.300</b>	<b>1.300</b>	<b>1.338</b>
GNA I*	1.300	1.300	1.300	1.338
<b>TOTAL</b>	<b>6.023</b>	<b>5.270</b>	<b>5.255</b>	<b>-</b>

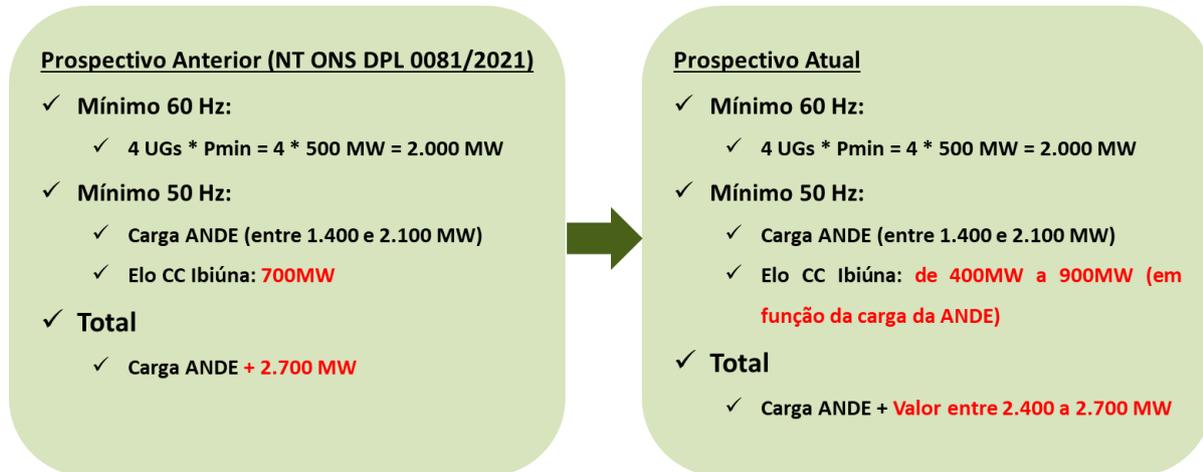
#### 4.5 Geração Mínima da UHE Itaipu

No estudo prospectivo anterior, apresentado na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021, houve atualização do requisito de geração mínima da UHE Itaipu em função de estudo realizado no âmbito da Comissão Mista de Operação, formada por Itaipu, ANDE, Eletrobras, Furnas e ONS.

A geração mínima da UHE Itaipu depende de fatores tais como: requisito mínimo de unidades geradoras sincronizadas, potência mínima por unidade geradora, intercâmbio Itaipu/ANDE e requisito mínimo de intercâmbio Itaipu/Furnas.

Para o estudo apresentado nesta Nota Técnica, há uma pequena alteração deste requisito em relação àquele da Nota Técnica anterior, conforme apresentado na Figura 4-2, a seguir:

**Figura 4-2: Atualização da 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.

#### 4.6 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/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, os limites considerados neste estudo são apresentados na tabela a seguir.

**Tabela 4-8: Limites de intercâmbio alterados para o critério N-1**

<b>Fluxo</b>	<b>Representação Energética</b>	<b>Limites (MW)</b>
FNESE	NE→SE	3.500
-FNE	NE→FC	5.000
EXPNE	NE→FC + NE→SE	8.500
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	7.600
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.

#### 4.7 Casos Simulados

Na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021 foram apresentados resultados de dois casos: Caso A, no qual foi considerado um cenário conservador de disponibilidade térmica, flexibilização de condições definidas nas Resoluções ANA nº 80/2021 e nº 81/2021, e adoção do critério N-1 para definição dos limites de transmissão de setembro a novembro; e Caso B, no qual foi considerado o cenário superior de disponibilidade térmica, sendo tal condição suficiente para o atendimento às Resoluções ANA nº 80/2021 e nº 81/2021, sem necessidade de flexibilização dos limites de transmissão. Tendo em vista a degradação nas condições de aflúncias, em especial na região Sul, como mencionado anteriormente, esse estudo tende a ser mais restritivo em relação ao anteriormente apresentado naquela Nota Técnica.

Neste sentido, inicialmente foi simulado um Caso A com premissas semelhantes ao Caso A da Nota Técnica anterior, porém adiantando em um mês o início da flexibilização dos limites de transmissão segundo critério N-1. Em função dos resultados deste caso, foi simulado um Caso B no qual, em relação ao Caso A, a oferta térmica foi aumentada, considerando-se o cenário superior de disponibilidade térmica, bem como a flexibilização dos condicionantes estabelecidos nas Resoluções ANA nº 80/2021 e nº 81/2021.

As premissas finalmente consideradas nos casos simulados são as seguintes:

- Caso A
  - Cenário conservador de disponibilidade térmica;
  - Flexibilização do nível mínimo das UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes (15% VU) estabelecidos na Resolução ANA nº 80, de 14 de junho de 2021;
  - Flexibilização do nível de armazenamento da UHE Sobradinho (40% VU) definido na Resolução ANA nº 81, de 14 de junho de 2021, para prática das defluências flexibilizadas na UHE Xingó de setembro a novembro de 2021 e flexibilização da defluência máxima da UHE Três Marias definida na Resolução ANA nº 2.081/2017 de setembro a novembro de 2021; e
  - Flexibilização dos limites de transmissão, adotando-se critério N-1 de agosto a novembro, de modo a possibilitar maior transferência de energia do Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste.
- Caso B
  - Cenário superior de disponibilidade térmica (mais importação);
  - Flexibilização do volume mínimo das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes estabelecido na Resolução ANA nº 80, de 14 de junho de 2021;
  - Flexibilização da Resolução ANA nº 81, de 14 de junho de 2021, com manutenção das defluências da UHE Xingó flexibilizadas, mesmo com nível de armazenamento da UHE Sobradinho inferior a 40% do seu volume útil; e
  - Flexibilização dos limites de transmissão, adotando-se critério N-1 de agosto a novembro, de modo a possibilitar maior transferência de energia do Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste.

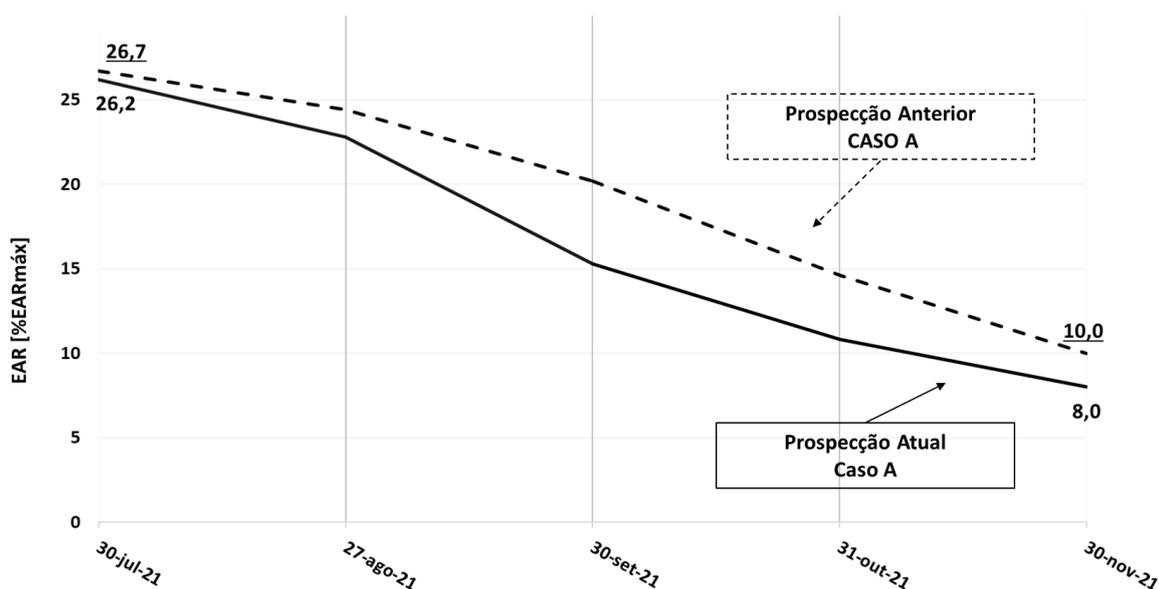
## 5 Resultados da Simulação Energética

### Caso A

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações energéticas com o Caso A.

Na Figura 5-1, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o final do período seco, obtido na prospecção atual (curva cheia) para o Caso A. Esta nova curva é comparada com a prospecção anterior<sup>1</sup> (curva pontilhada).

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

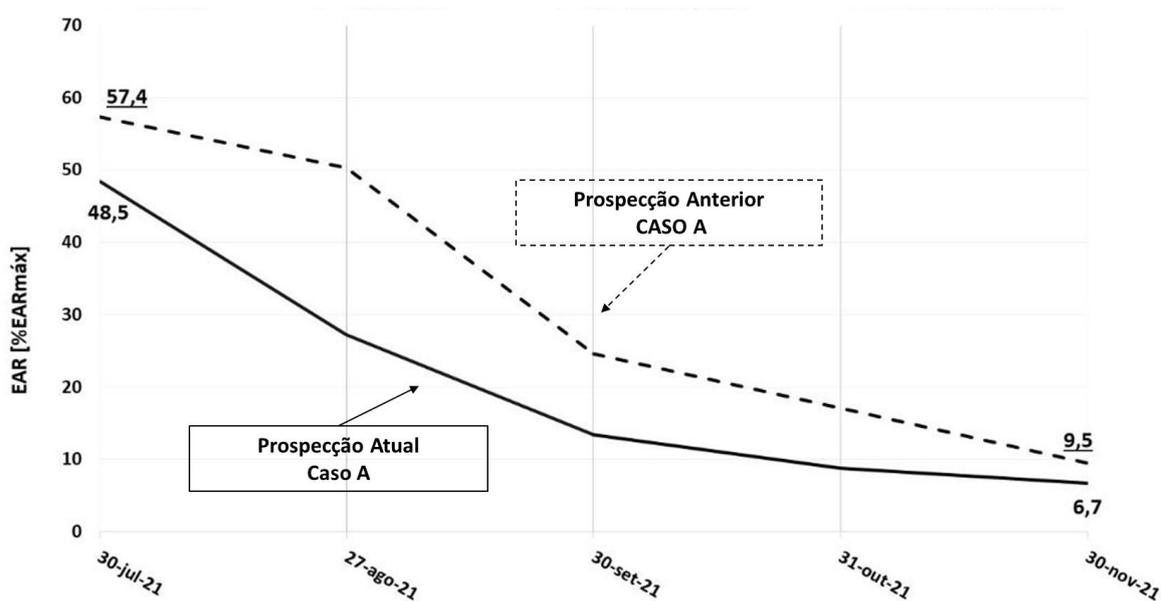


Da Figura 5-1, anterior, verifica-se que a nova prospecção excursiona ao longo de todo horizonte abaixo da prospecção passada, terminando o mês de novembro 2,0 pontos percentuais abaixo da prospecção anterior.

Na Figura 5-2, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sul até o final do período seco, obtido para o Caso A na prospecção atual (curva cheia), comparados aos níveis da prospecção anterior.

<sup>1</sup> O cenário mostrado para a prospecção anterior é o Caso A constante da Nota Técnica ONS DPL 0081/2021.

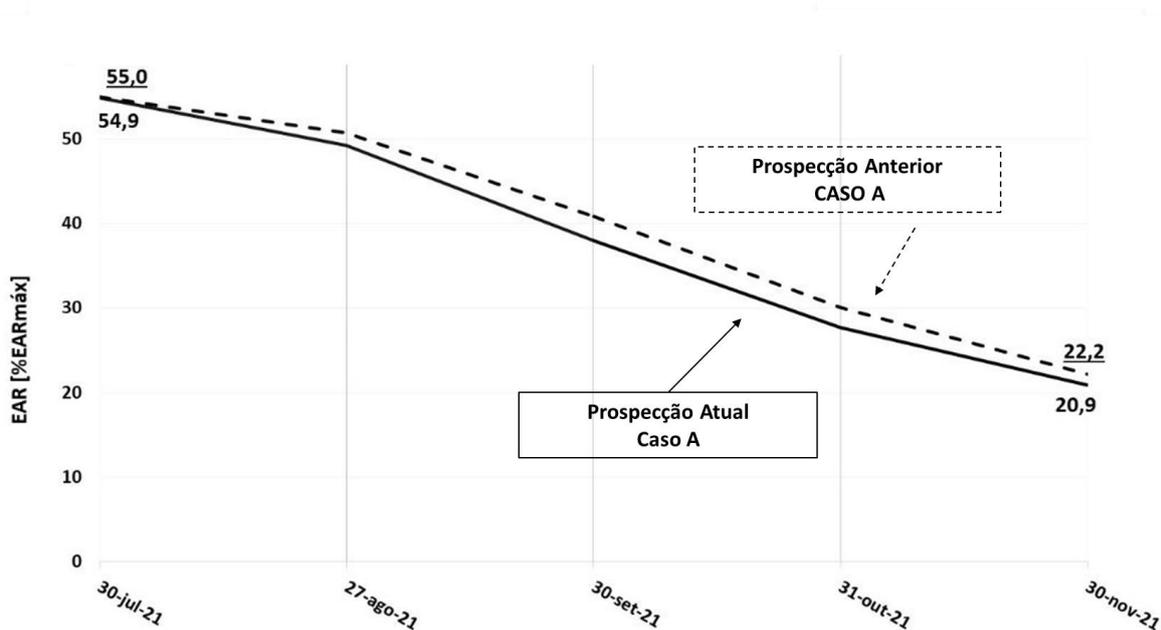
**Figura 5-2: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul – Caso A**



Da Figura 5-2, anterior, verifica-se que ao longo de todo o horizonte a nova prospecção excursiona abaixo da prospecção passada. Em 30 de novembro a nova prospecção apresenta uma redução de armazenamento de 2,8 pontos percentuais em relação a prospecção anterior.

Na Figura 5-3, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Nordeste até o final do período seco, obtido para o Caso A na prospecção atual (curva cheia), comparados aos níveis da prospecção anterior (curva pontilhada).

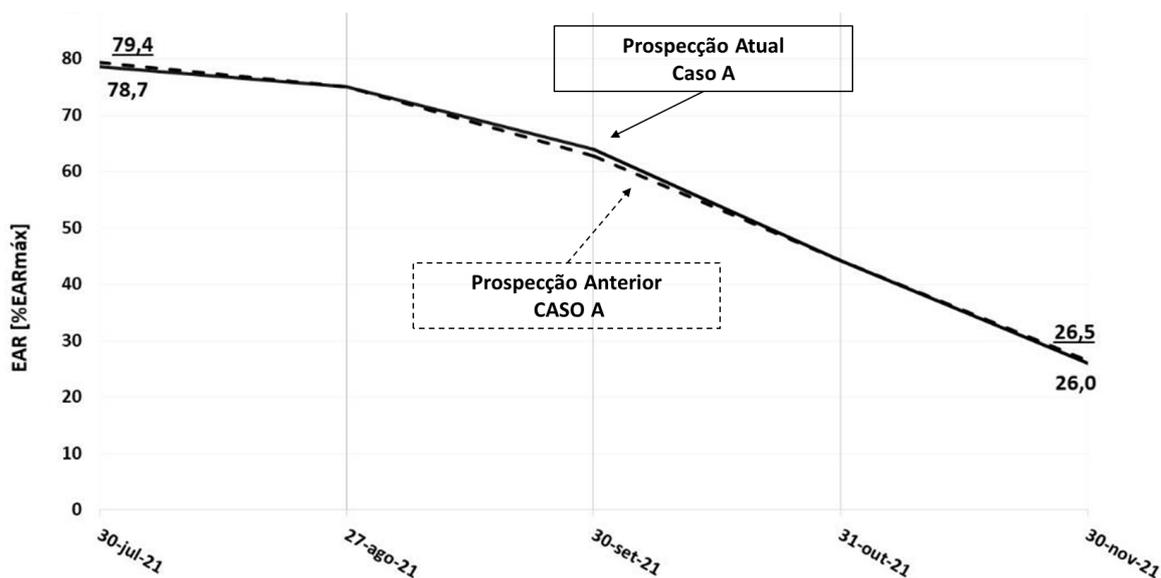
**Figura 5-3: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso A**



Da Figura 5-3, anterior, verifica-se que para o subsistema Nordeste, a nova prospecção também excursiona ao longo de todo o horizonte abaixo da prospecção passada, chegando ao final do período seco com 1,3 pontos percentuais abaixo da prospecção anterior.

Na Figura 5-4, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Norte, obtido para o Caso A na prospecção atual (curva cheia), comparados aos níveis da prospecção anterior (curva pontilhada).

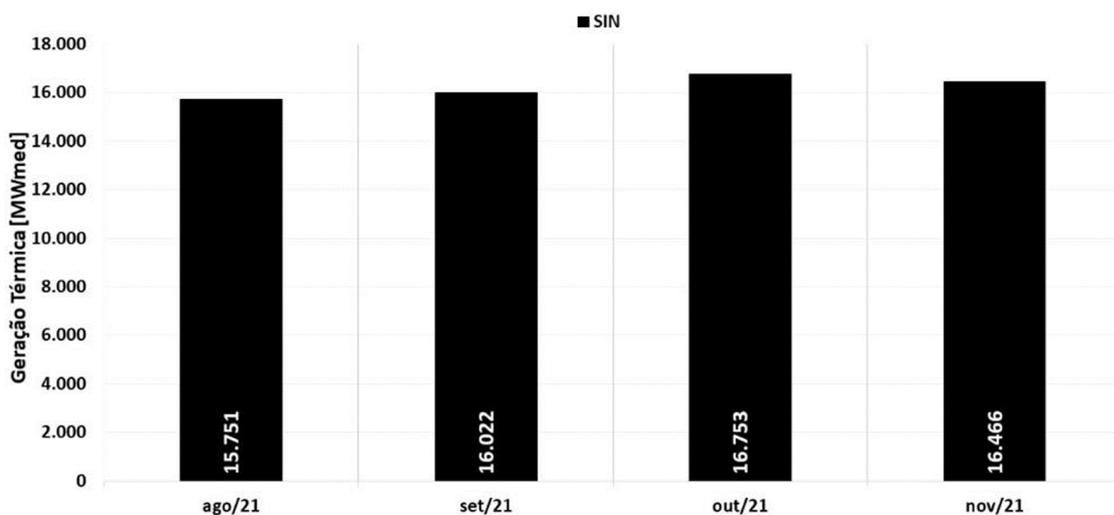
**Figura 5-4: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso A**



Da Figura 5-4, anterior, verifica-se pouca diferença entre as prospecções atual e anterior.

Na Figura 5-5, a seguir, é apresentada a geração térmica prospectada no Caso A para cada mês do horizonte de estudo.

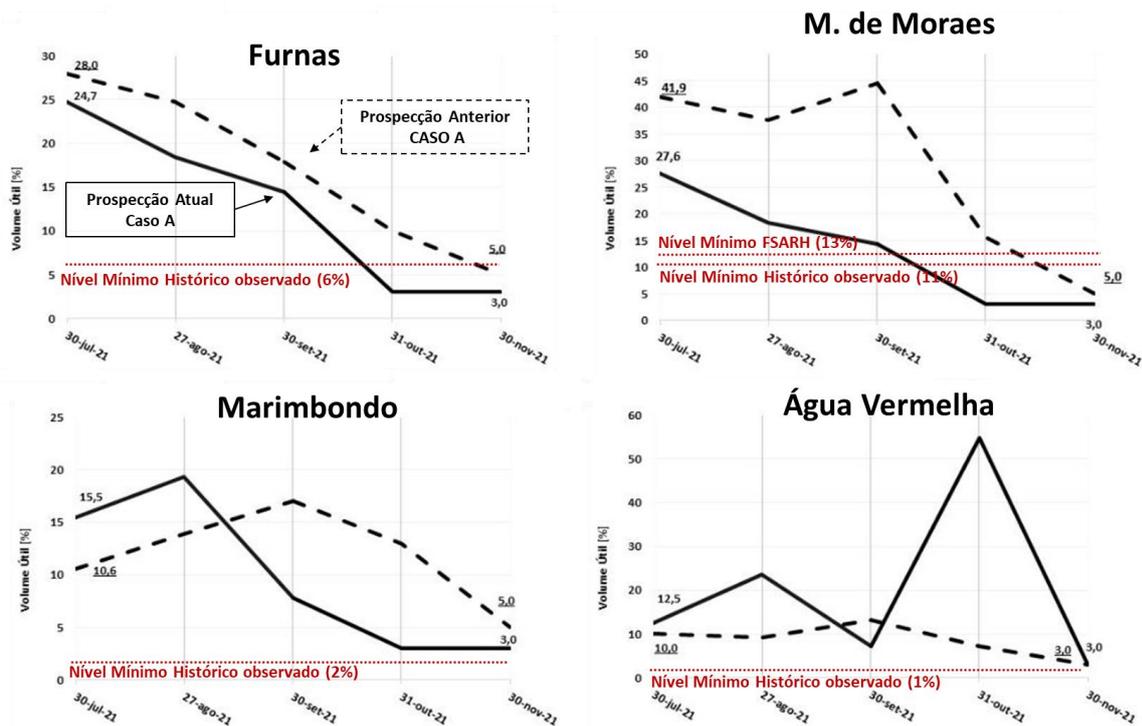
**Figura 5-5: Geração Térmica – Caso A**



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

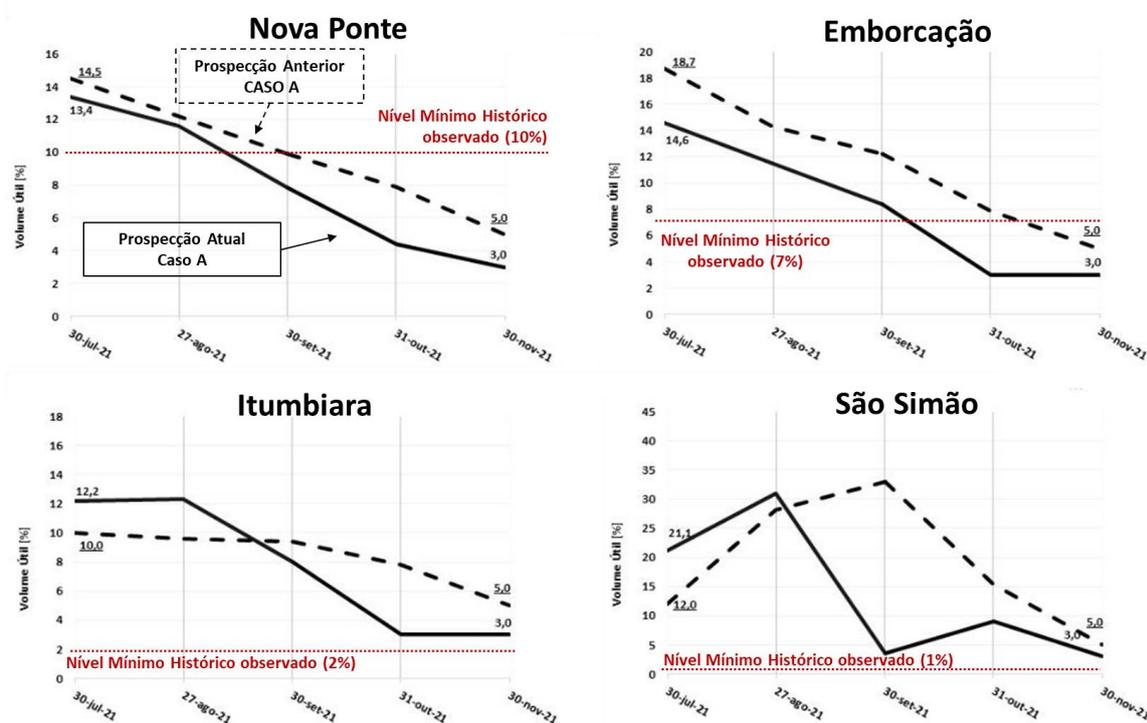
Nas Figura 5-6, Figura 5-7 e Figura 5-8, a seguir, são apresentadas as evoluções dos níveis de alguns dos principais reservatórios do sistema, tanto para a prospecção atual quanto anterior.

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



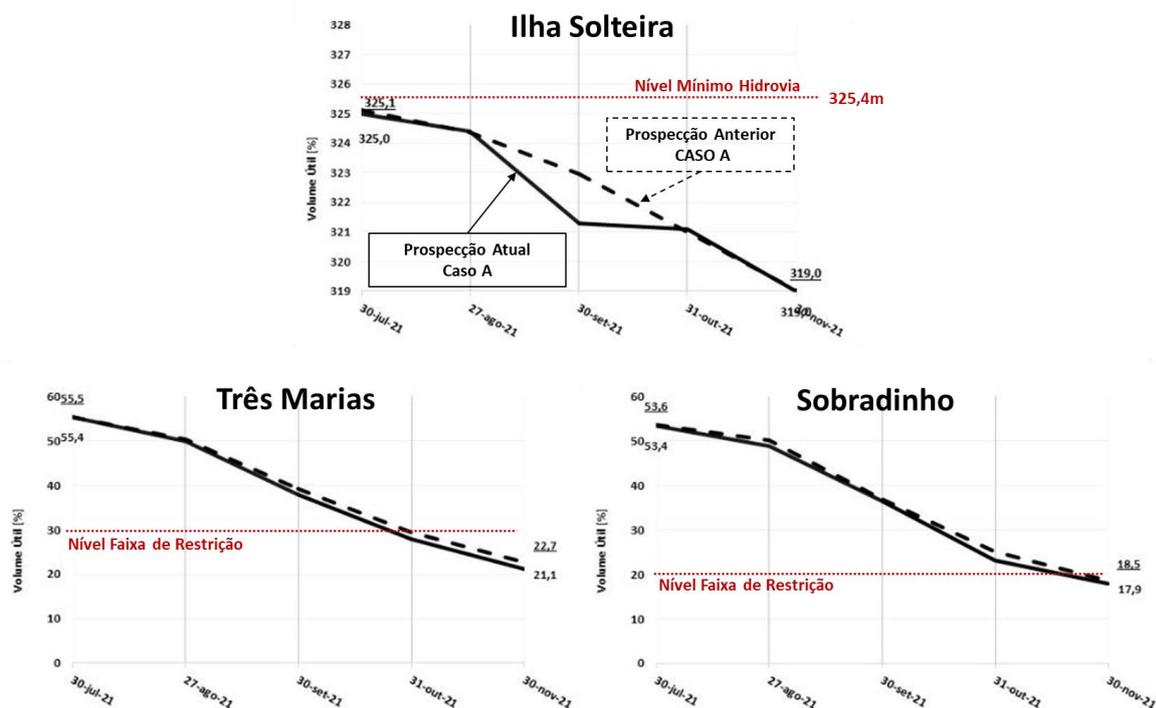
Da Figura 5-6, anterior, verifica-se que na nova prospecção, há uma maior degradação dos níveis dos reservatórios, principalmente aqueles de cabeceira. Os resultados indicam a necessidade de flexibilizar o nível de 15% do volume útil definido na Resolução ANA nº 80/2021 dos reservatórios da UHEs Furnas e Marcarenhas de Moraes no mês de setembro, atingindo ao longo do mês de outubro/2021 nível de armazenamento inferior ao mínimo histórico. Os quatro reservatórios, Furnas, Mascarenhas de Moraes, Marimbondo e Água Vermelha, alcançam o final do período seco com 3% de armazenamento.

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



Da Figura 5-7, anterior, da mesma forma que para os reservatórios da bacia do rio Grande, há uma degradação dos níveis dos reservatórios do rio Paranaíba. O reservatório da UHE Nova Ponte atinge o nível mínimo histórico em setembro/2021 e o da UHE Emborcação em outubro/2021. Ao final do período seco, todos os quatro reservatórios encontram-se com 3% de armazenamento.

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



Da Figura 5-8, anterior, verifica-se que o reservatório da UHE Ilha Solteira já inicia com nível de 325m, estabelecido pela Resolução ANA nº 84/2021, atinge o nível de 323m ao longo de setembro, alcançando o nível de 319m ao final do período seco. Com relação às usinas do São Francisco, a UHEs Três Marias e Sobradinho atingem a faixa de restrição nos meses de outubro e novembro, respectivamente, com a primeira terminando o período seco com 22,1% de armazenamento e a segunda com 17,9%. O nível de 40% de armazenamento da UHE Sobradinho estabelecido na Resolução ANA nº 81/2021 precisa ser flexibilizado ao longo do mês de setembro, sem que a operação excepcional da UHE Xingó estabelecida na mesma resolução seja suspensa.

Os resultados do Caso A mostram que os principais reservatórios da bacia do rio Paraná chegam ao final do período seco com níveis críticos de armazenamento. Mesmo com este esgotamento dos principais recursos hidráulicos do Sudeste/Centro-Oeste, com o atingimento da faixa de restrição das usinas da bacia do São Francisco, com despacho térmico pleno, e com maximização da transferência de energia do Norte/Nordeste para o Sudeste considerando limites de transmissão flexibilizados segundo o critério N-1, os recursos são insuficientes para atendimento a mercado de energia, resultando em déficits de 3.824 MWh no mês de outubro e de 3.746 MWh no mês de novembro.

Esta deterioração dos resultados do Caso A em relação ao apresentado na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021 está associada principalmente a degradação nas condições de afluência, em especial na região Sul, uma vez que as chuvas observadas em 2020 não estão se verificando em 2021. Esta degradação resultou em uma redução dos níveis de partida do subsistema Sul em agosto de 2021 de cerca de 10 pontos percentuais abaixo daquele 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.

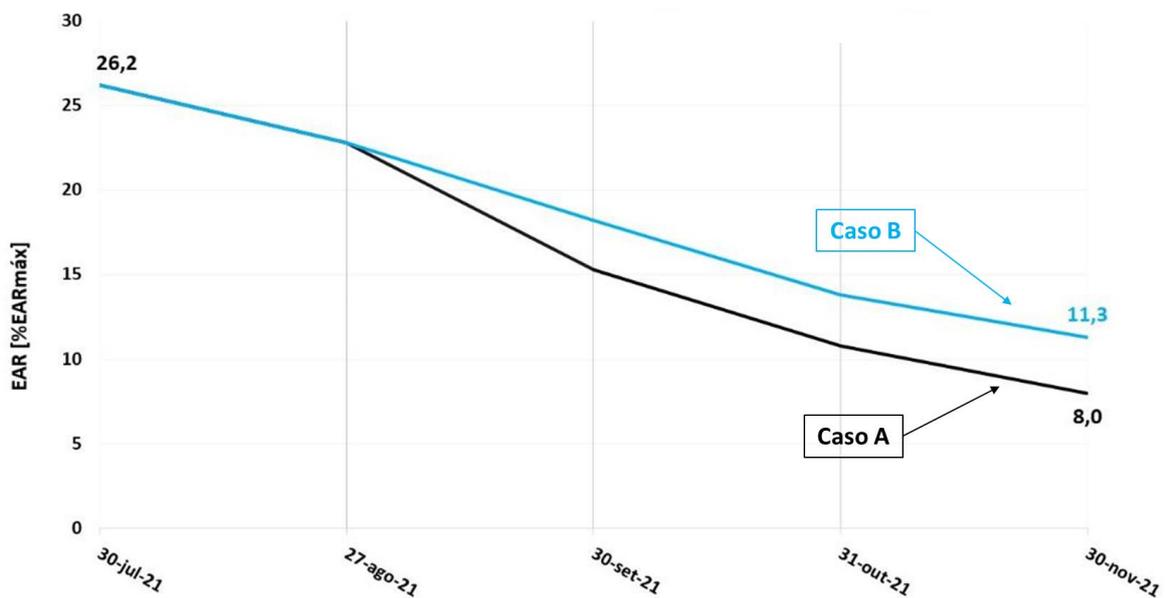
Para garantir o atendimento eletroenergético nesta nova realidade, torna-se imprescindível oferta adicional, conforme será mostrado no Caso B, a seguir.

### **Caso B**

Conforme detalhado anteriormente, o Caso B considera, em relação ao Caso A, acréscimo de disponibilidade de recursos de cerca de 5,5 GWmed no período setembro a novembro. A seguir são apresentados os resultados desse Caso B (em cor azul), sempre comparados com os resultados do Caso A (em cor preta).

A Figura 5-9, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o final do período seco.

**Figura 5-9: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso B x Caso A**

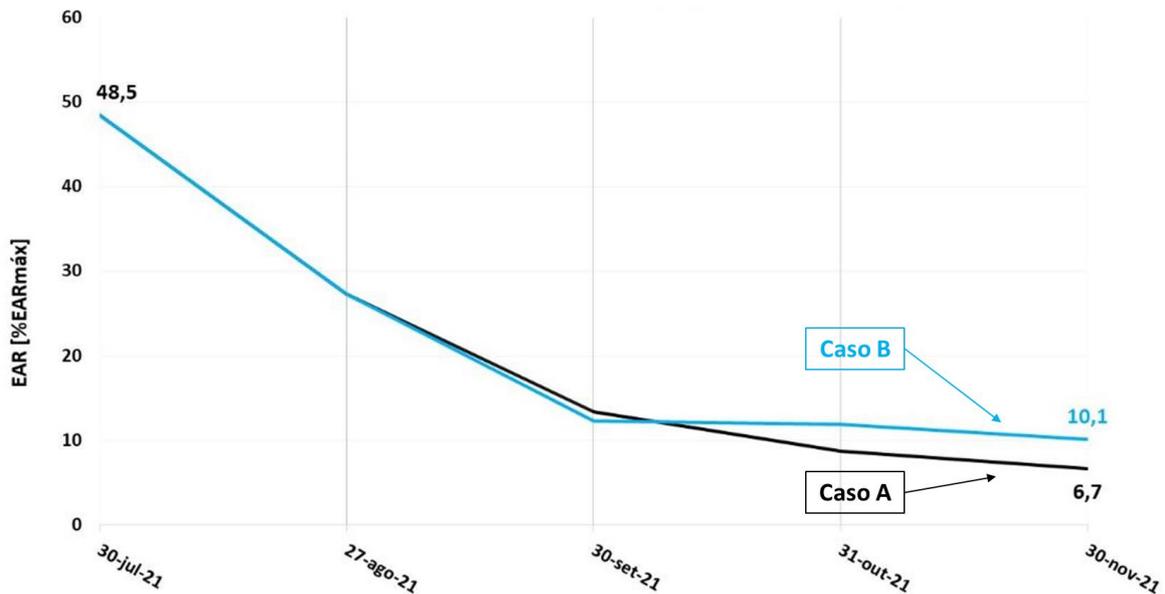


Com base nos resultados apresentados na Figura 5-9, anterior, observa-se um aumento nos níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no

Caso B, quando comparado com o Caso A. O ganho de armazenamento ao final do período seco é de 3,3 pontos percentuais.

A Figura 5-10, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sul até o final do período seco.

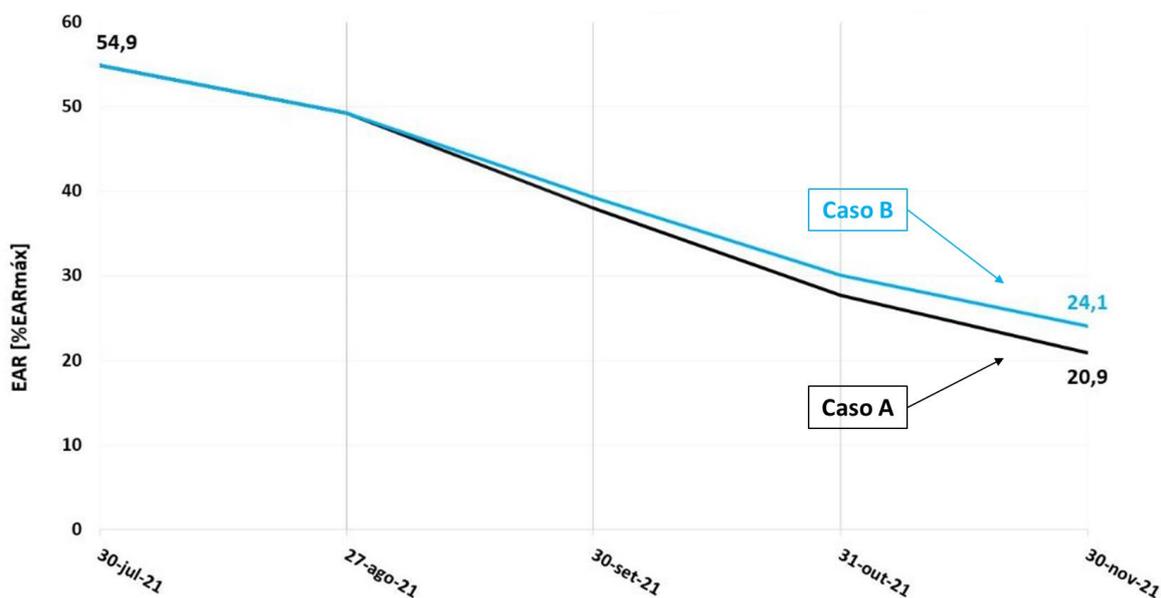
**Figura 5-10: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul–Caso B x Caso A**



A partir dos resultados da Figura 5-10, anterior, verifica-se que no Caso B os níveis prospectados para o subsistema Sul a partir de outubro são superiores aos do Caso A, com um ganho de armazenamento de 3,4 pontos percentuais ao final do período seco.

A Figura 5-11, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Nordeste até o final do período seco.

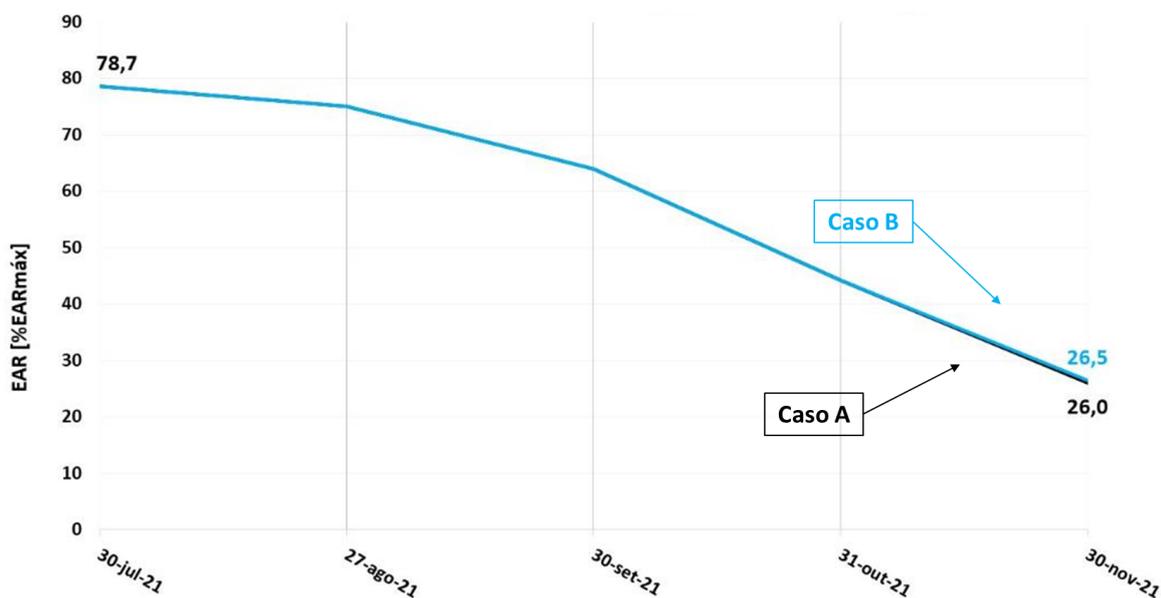
**Figura 5-11: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso B x Caso A**



Da Figura 5-11, anterior, verifica-se que em relação à prospecção para o Caso A, no Caso B há uma elevação no nível de armazenamento do subsistema Nordeste de 3,2 pontos percentuais ao final do período seco.

Na Figura 5-12, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Norte até o final do período seco.

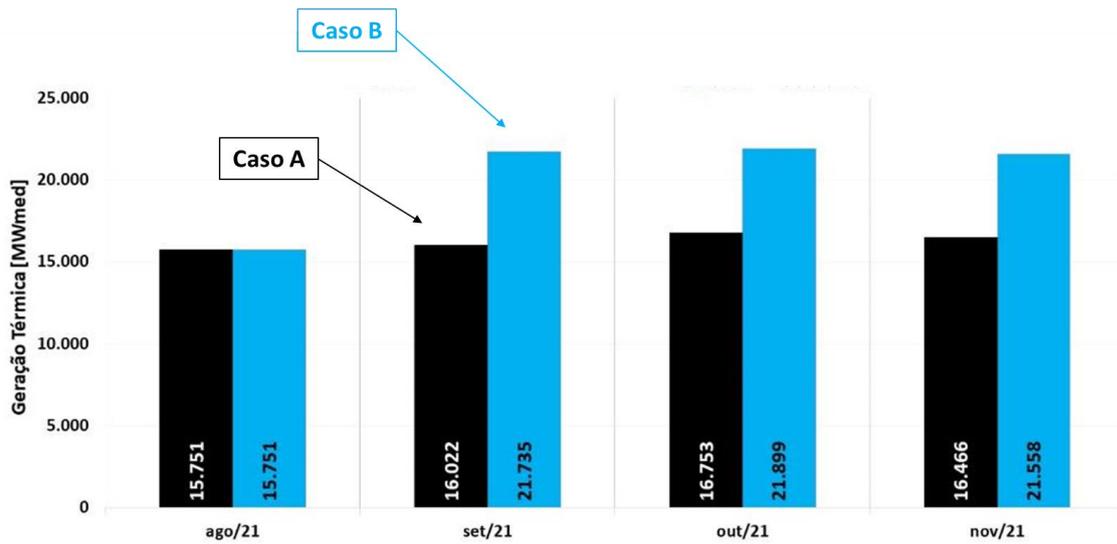
**Figura 5-12: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso B x Caso A**



No que se refere aos níveis de armazenamento do subsistema Norte, verifica-se, da Figura 5-12, anterior, que praticamente não há diferença nos resultados, com o nível de armazenamento do Caso B terminando 0,5 pontos percentuais acima do nível do Caso A.

Na Figura 5-13, a seguir, é apresentada a geração térmica (mais importação) prospectada para cada mês do horizonte de estudo.

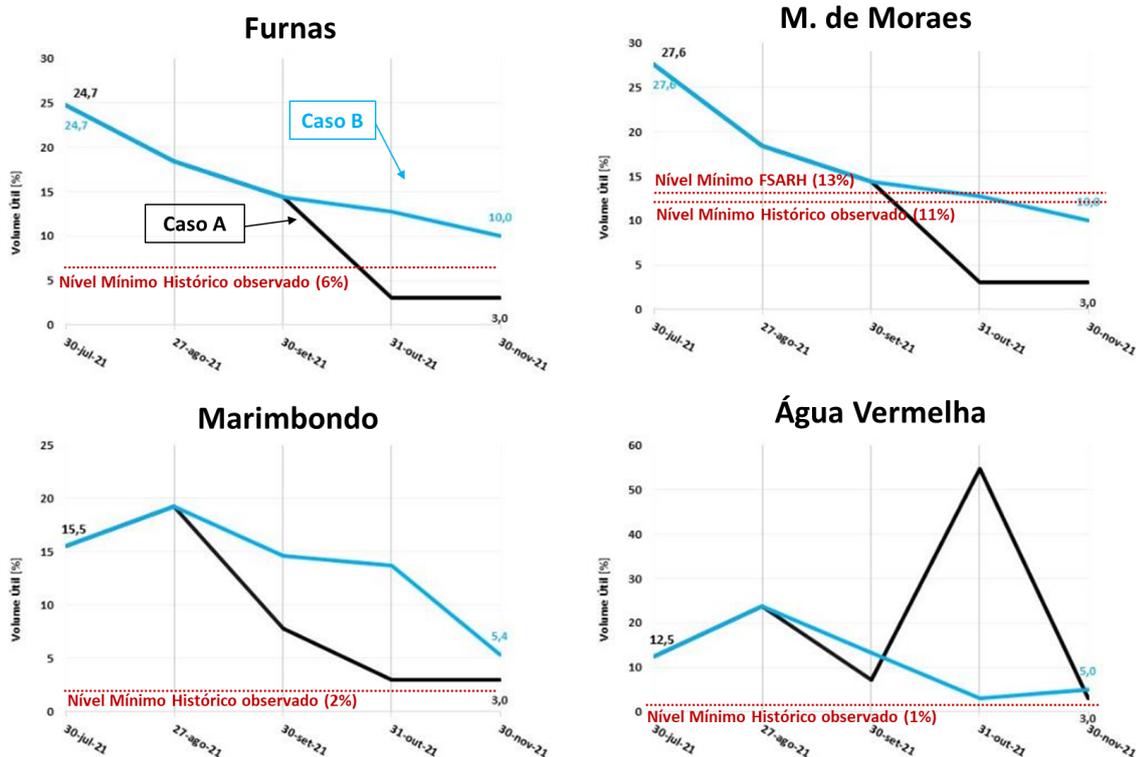
**Figura 5-13: Geração Térmica (mais importação) – Caso B x Caso A**



Da Figura 5-13, anterior, verifica-se que toda disponibilidade adicional do Caso B é explorada.

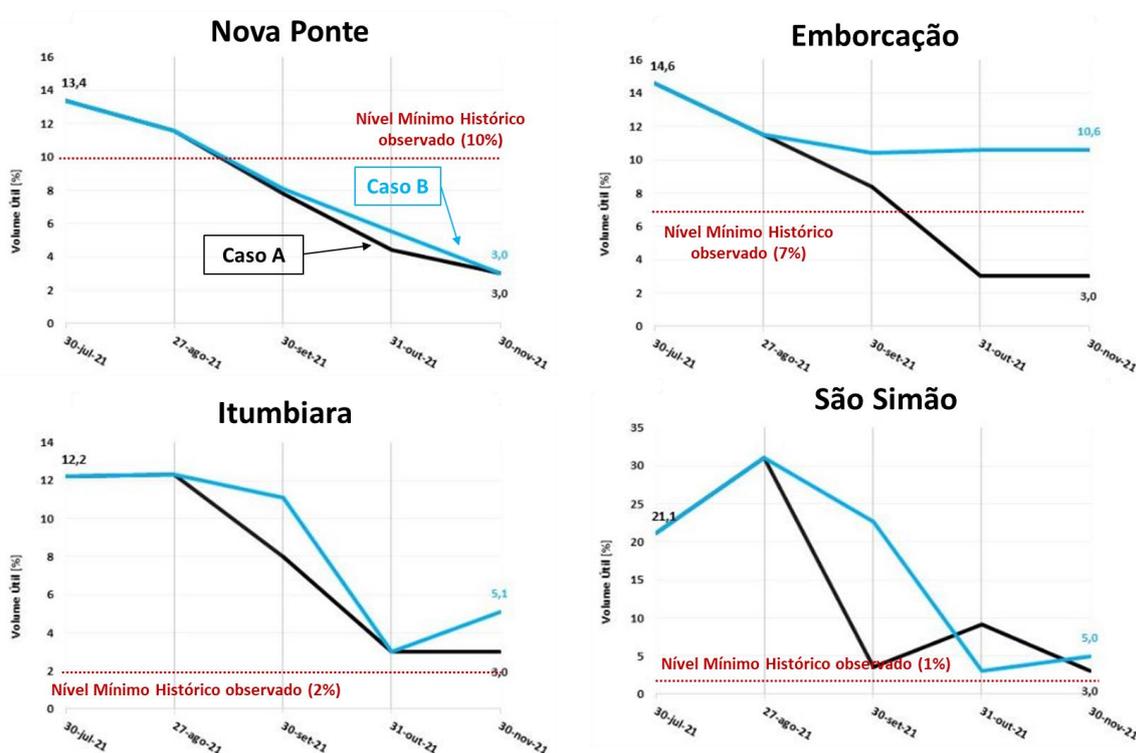
Nas Figura 5-14, Figura 5-15 e Figura 5-16, a seguir, são apresentadas as evoluções dos níveis de armazenamento de alguns dos principais reservatórios do sistema.

**Figura 5-14: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso B x Caso A**



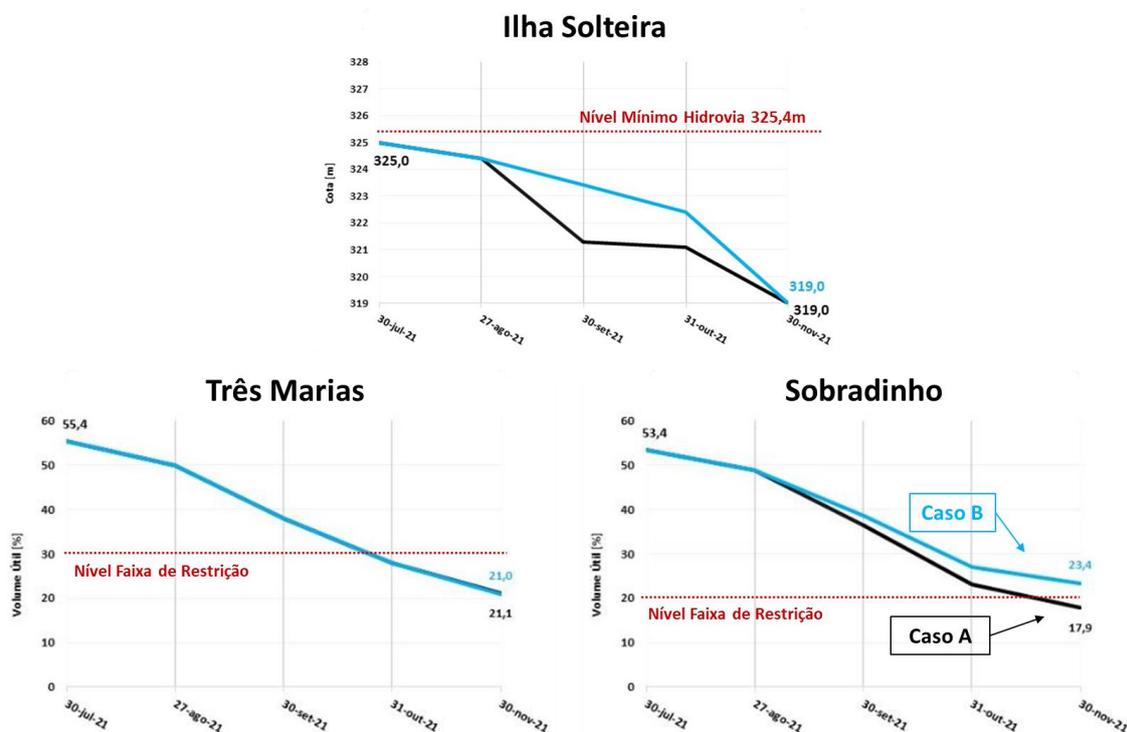
Com base nos resultados apresentados na Figura 5-14, anterior, verifica-se que mesmo com a consideração da disponibilidade adicional, continua sendo necessário flexibilizar os níveis de armazenamento estabelecidos na Resolução ANA nº 80/2021 referentes às UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes, embora haja ganho de armazenamento de 7 pontos percentuais nestas usinas ao final do período seco, em comparação aos resultados do Caso A. Os resultados também mostram ganho de 2,4 pontos percentuais no armazenamento da UHE Marimbondo e de 2 pontos percentuais na UHE Água Vermelha.

**Figura 5-15: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso B x Caso A**



Conforme ilustrado na Figura 5-15, anterior, com relação à bacia do rio Paranaíba os resultados do Caso B apresentam ganho de armazenamento ao final do período seco de 7,6 pontos percentuais na UHE Emborcação, de 2,1 pontos percentuais na UHE Itumbiara e 2 pontos percentuais na UHE São Simão, quando comparados com os resultados do Caso A. Para a UHE Nova Ponte, apesar de os resultados do Caso B apresentarem trajetória de armazenamento em outubro e parte de novembro superior ao do Caso A, ao final do período seco ambos os casos atingem o mesmo nível de armazenamento.

**Figura 5-16: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso B x Caso A**



Da Figura 5-16, anterior, verifica-se que a consideração da disponibilidade adicional resulta em uma postergação da redução da cota de operação da UHE Ilha Solteira, embora em ambos os casos se atinge cota 319m ao final do período seco. Com relação as usinas da bacia do São Francisco, a disponibilidade adicional resulta em um menor deplecionamento do reservatório da UHE Sobradinho, com ganho de armazenamento de 5,5 pontos percentuais ao final do período seco. Ressalta-se que mesmo com a oferta adicional, continua sendo necessário flexibilizar as condições estabelecidas na Resolução ANA nº 81/2021, que trata da operação excepcional do Sistema Hídrico do Rio São Francisco.

Finalmente vale destacar que a oferta adicional incorporada no Caso B, além de resultar em ganhos de armazenamento conforme apresentado, elimina os déficits de energia do Caso A. Ou seja, para assegurar o atendimento energético é imprescindível o aumento da oferta em cerca de 5,5 GWmed entre setembro/21 e novembro/2021, totalizando 16,5 GWmês (ou 12.000 GWh), conforme considerado no Caso B.

## 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).

Nestes balanços de potência prospectivos, em adição às premissas listadas para as prospecções energéticas, foram também considerados:

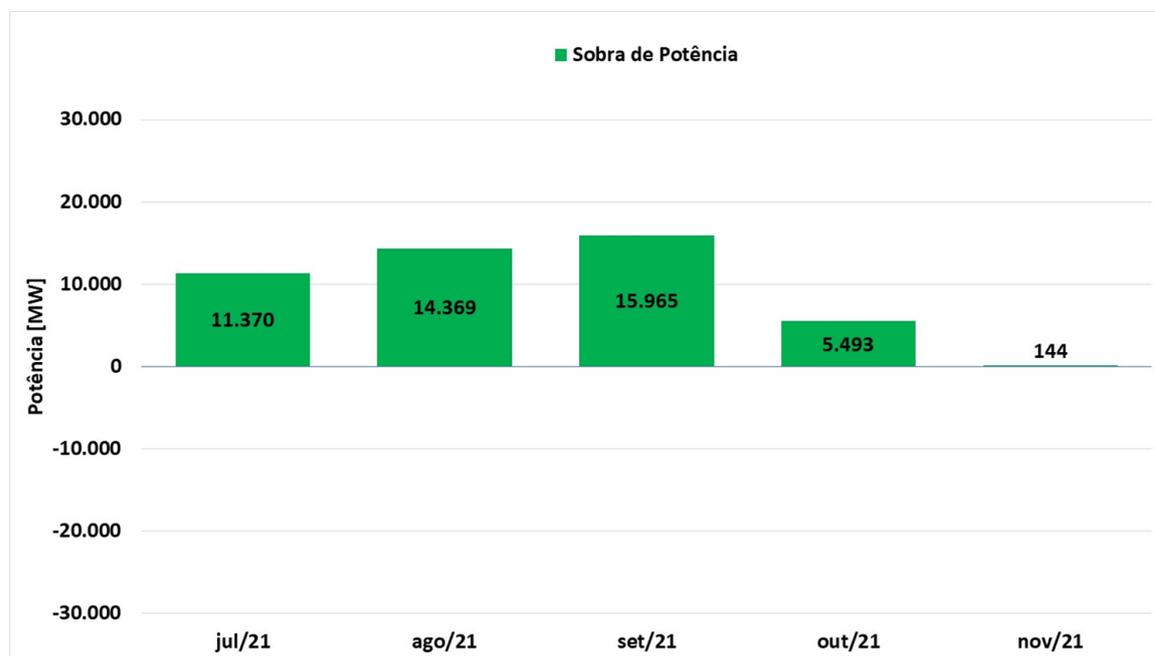
- Reserva de potência incorporada à carga, considerando parcela de reserva de potência adicional para fazer face à variabilidade da geração eólica, conforme Relatório ONS-DPL-REL-0267-2020 – Estimativa da Reserva de Potência Operativa para o Ano de 2021;
- Possibilidade de uso da reserva operativa a fim de evitar déficits de potência.

Antes dos resultados do balanço de potência serem apresentados, é importante destacar duas alterações incorporadas nesta Nota Técnica. A primeira diz respeito a forma de apresentação dos gráficos do balanço de potência, e a segunda diz respeito a incorporação de restrições de modulação no estudo.

### Mudança na Forma de Apresentação dos Resultados do Balanço de Potência

Nesta Nota Técnica foi implementada uma alteração na forma de apresentação dos resultados do balanço de potência. No sentido de explicá-la, são reapresentados, na Figura 6-1, a seguir, os resultados do balanço de potência do Caso B do estudo anterior, que fizeram parte da Nota Técnica ONS DPL 0081/2021.

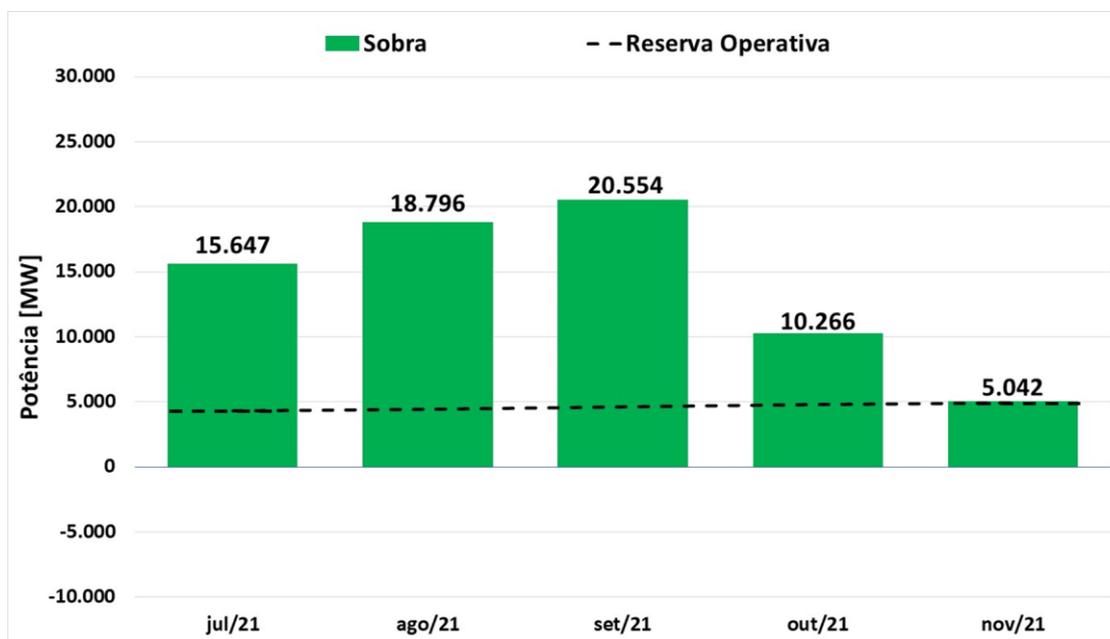
**Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B Conforme Apresentado na NT ONS DPL 0081/2021**



A leitura dos resultados da Figura 6-1, anterior, é que há sobra de potência superiores a 10 GW nos meses de julho, agosto e setembro, de cerca de 5,5 GW no mês de outubro, e de 144 MW no mês de novembro. Conforme mencionado anteriormente, o balanço de potência considera a reserva de potência operativa incorporada à carga. Neste sentido, os valores das sobras apresentadas na Figura 6-1 são adicionais à reserva operativa.

A alteração na forma de apresentação dos resultados do balanço de potência está associada a representação explícita da reserva de potência operativa no gráfico. Desta forma, com a alteração de formato, os resultados do Caso B da Nota Técnica ONS DPL 0081/2021 seriam apresentados conforme Figura 6-2, a seguir.

**Figura 6-2: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B da NT ONS DPL 0081/2021 no Novo Formato**



A reserva operativa varia mês a mês, cujos valores são 4.277 MW em julho, 4.427 MW em agosto, 4.589 MW em setembro, 4.773 MW em outubro e 4.898 MW em novembro. Adicionando-se esta reserva de potência às sobras de potência da Figura 6-1, obtém-se 15.647 MW, 18.796 MW, 20.554 MW, 10.266 MW e 5.042 MW, respectivamente, para os meses de julho, agosto, setembro, outubro e novembro, e são estes os valores que aparecem na Figura 6-2. A linha pontilhada explicita o montante de reserva operativa, e sobras superiores a esta linha, mostram que a reserva operativa foi preservada, sobras abaixo da linha pontilhada mostram invasão da reserva operativa. Apenas em caso de esgotamento da reserva operativa e, portanto, disponibilidades insuficientes para atender o requisito de demanda máxima é que esta indisponibilidade apareceria em valores negativos no gráfico.

#### Incorporação de Restrições de Modulação

O balanço de potência dos estudos apresentados nesta Nota Técnica traz um aprimoramento associado a representação de restrições de modulação das usinas da bacia do rio São Francisco e da UHE Itaipu.

Estas restrições estão associadas a taxas de variação, conforme explicado a seguir:

- Usinas do São Francisco: a UHE Xingó possui taxa máxima de variação de sua defluência de 800 m<sup>3</sup>/s em uma janela de 10 horas, e de 300 m<sup>3</sup>/s em cada hora; há também taxas máximas de variação da defluência da UHE Sobradinho de 1.000 m<sup>3</sup>/s em uma janela de 24 horas em condições de controle de cheias, e de 500 m<sup>3</sup>/s em uma janela de 24 horas em condições normais de operação; tais restrições estão associadas a minimização de impactos ambientais;
- UHE Itaipu: a modulação da geração da usina deve respeitar condicionantes estabelecidos no Acordo Tripartite, assinado entre os governos Brasileiro, Paraguaio e Argentino em 1979, e está relacionado às questões da navegação na zona da fronteira fluvial entre os três países; pelo Acordo Tripartite, a variação máxima de nível em um ponto de medição denominado Régua 11 (R-11) deve ser de 2 metros em uma janela de 24 horas, com variação máxima de 0,5 metro a cada hora; o Acordo Tripartite prevê que, em condições hidrológicas desfavoráveis, “a variação horária de nível e a variação diária de nível poderão admitir aumentos de até 20%”.

A partir de tais restrições são elaboradas tabelas que relacionam a defluência média mensal com a máxima disponibilidade de potência da usina. A Tabela 6-1 e a Tabela 6-2, a seguir, apresentam os valores para as usinas da bacia do São Francisco e Itaipu, respectivamente.

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

	Defluência Média Mensal em Xingó				
	800 m <sup>3</sup> /s	1.000 m <sup>3</sup> /s	1.300 m <sup>3</sup> /s	1.500 m <sup>3</sup> /s	>1.800 m <sup>3</sup> /s
Sobradinho [MW]	200	300	350	440	505
Itaparica [MW]	660	1.000	1.300	1.360	1.360
Comp. P Afonso [MW]	917	1.900	2.450	2.450	2.830
Xingo [MW]	1.050	1.600	2.100	2.400	2.500

**Tabela 6-2: Tabela de Modulação da UHE Itaipu**

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

A incorporação das restrições de modulação das usinas da bacia do São Francisco e de Itaipu no balanço de potência foi 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% na variação horária e diária de nível.

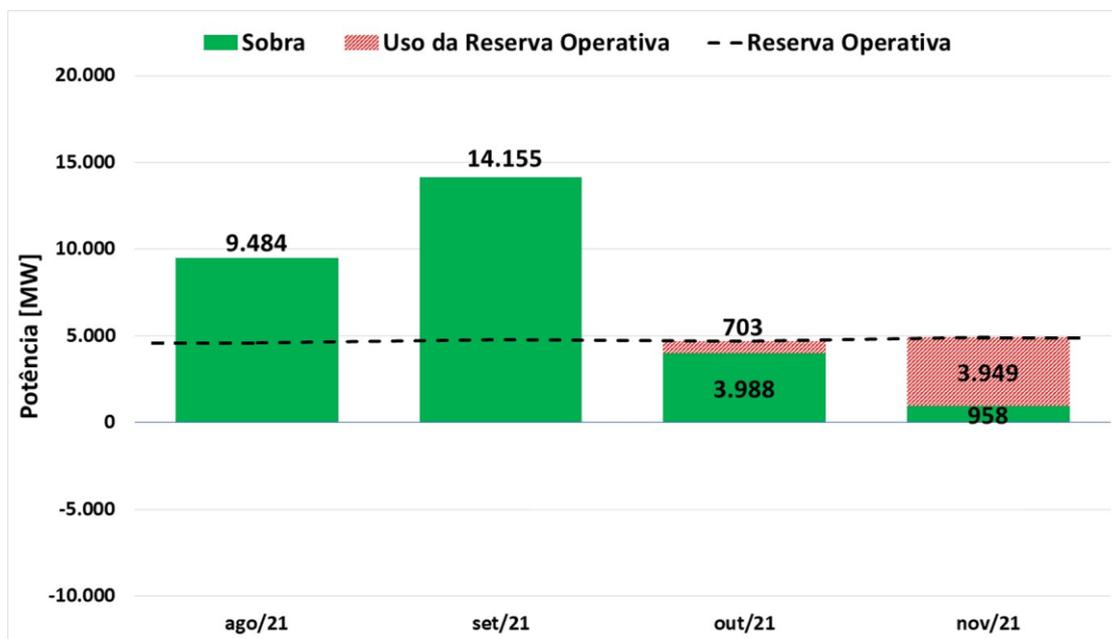
Ressalta-se que a modulação das demais UHEs simuladas são feitas independentemente da política energética adotada para análises prospectivas energéticas.

#### Resultados do Balanço de Potência do Estudo Atual

Tendo em vista que no Caso A não foi viável o atendimento energético, só serão apresentados, nesta Nota Técnica, os resultados do atendimento aos requisitos de potência para o Caso B.

Na Figura 6-3, a seguir, são apresentados os resultados do Balanço de Potência para o Caso B.

**Figura 6-3: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B – Estudo Atual**



Da Figura 6-3, anterior, verifica-se que nos meses de agosto e setembro há sobra de potência de cerca de 9,5 GW e 14,1 GW, respectivamente, incluindo a reserva de potência operativa. Nos meses de outubro e novembro há sobra de potência, porém os resultados indicam a necessidade de uso de parte da reserva operativa. Em outubro usa-se 703 MW da reserva operativa, restando 3.988 MW desta reserva não utilizada. Em novembro usa-se 3.949 MW da reserva operativa, restando 958 MW não utilizado.

## 7 Conclusões e Recomendações

As conclusões deste estudo prospectivo são apresentadas a seguir:

- Há uma degradação nas condições de armazenamento, principalmente do subsistema Sul, apresentando deplecionamento em torno de 10 pontos percentuais, quando compara-se os níveis de partida deste estudo com aqueles prospectados para o início de agosto do estudo anterior;
- Há uma degradação nas condições de afluência para o cenário de chuva de 2020, visto que as chuvas observadas naquele ano, em especial na região Sul, não estão se verificando em 2021, representando uma redução de cerca de 2.000 MWmed na Energia Natural Afluente do SIN, no período de agosto a novembro, em relação ao caso apresentado na Nota Técnica ONS DPL 081/2021;
- Os resultados do Caso A mostram que os principais reservatórios da bacia do rio Paraná chegam ao final do período seco com níveis críticos de armazenamento;
- Ainda no Caso A, mesmo com o esgotamento dos recursos hidráulicos da região Sudeste/Centro-Oeste, com o atingimento da faixa de restrição das usinas da bacia do São Francisco, com o despacho térmico pleno e com a maximização da transferência de energia do Norte/Nordeste para o Sudeste considerando limites de transmissão flexibilizados segundo o critério N-1, os recursos são insuficientes para atendimento ao mercado de energia, resultando em déficits de 3.824 MWmês no mês de outubro e de 3.746 MWmês no mês de novembro;
- A oferta adicional incorporada no Caso B além de resultar em ganhos de armazenamento, elimina os déficits de energia do Caso A. Desta forma, para assegurar o atendimento energético é imprescindível o aumento da oferta em cerca de 5,5 GWmed a partir de setembro/2021 até novembro/2021;
- Para o Caso B, o atendimento energético somente é viabilizado a partir da incorporação de recursos adicionais;
- Nas avaliações de potência foram incorporadas as restrições de modulação da geração hidrelétrica, o que implicou em redução da disponibilidade para atendimento aos requisitos;
- O atendimento aos requisitos potência do Caso B é viabilizado com a utilização de parte dos recursos alocados para reserva de potência operativa, nos meses de outubro e novembro/2021, onde, para este último, foram observadas sobras bastante reduzidas, com o uso de praticamente toda reserva operativa; e

- Há necessidade de flexibilização 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 afluyente e/ou de mais oferta adicional.
- Há necessidade de flexibilização das defluências máximas médias mensais da UHE Três Marias, definidas na resolução ANA nº2.081/2017, 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:

- É imprescindível para o atendimento energético assegurar o aumento da oferta em cerca de 5,5 GWmed a partir de setembro/2021, conforme Caso B, por meio das seguintes ações:
  - Postergar as manutenções programadas;
  - Viabilizar a importação de energia da Argentina e do Uruguai;
  - Garantir a disponibilidade das UTEs Merchan;
  - Equacionar as questões judiciais relacionadas às disponibilidades da oferta das UTEs como Goiania II, Campina Grande, Maracanaú, Palmeira de Goiás e Pernambuco III;
  - Viabilizar o 3º navio regaseificador em Pecém, estado do Ceará, referente às disponibilidades de usinas termelétricas;
  - Recompôr a capacidade de geração impactada pela manutenção da Rota 1 no mês de setembro; e
  - Viabilizar a operacionalização da UTE GNA I.
- Adicionalmente à oferta indicada acima, recomenda-se agregar a partir de setembro/21 recursos adicionais por meio das seguintes ações:
  - Geração adicional no âmbito da Portaria MME 17/2021;
  - Programa de Resposta Voluntária da Demanda; e
  - Medidas que induzam à redução voluntária do consumo também no ACR.
- Flexibilizações dos níveis mínimos nos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos, até a cota 324,20m, de 28 a 31/08/2021, e até a cota 323,0m (nível mínimo operativo das usinas), de 01 a 30/09/2021;

- Autorizar o uso da flexibilização dos critérios de segurança de N-2 para N-1 como recurso para atendimento energético e de potência; e
- Avaliar as possibilidades de flexibilização das restrições de modulação de defluência nas usinas do São Francisco e na UHE Itaipu, podendo agregar mais recursos às disponibilidades de potência.

## Lista de figuras e tabelas

<b>Figura 3-1: Anomalias de chuvas nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos</b>	<b>7</b>
<b>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</b>	<b>8</b>
<b>Figura 3-3: Precipitação observada acumulada no período maio-agosto para a bacia do Iguaçu</b>	<b>13</b>
<b>Figura 3-4: Precipitação observada acumulada no período maio-agosto para a bacia do Uruguai</b>	<b>13</b>
<b>Figura 3-5: Comparativo entre o ano 2020 e 2021 nas bacias dos rios Iguaçu, Jacuí e Uruguai</b>	<b>14</b>
<b>Figura 3-6: Evolução das reduções de defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera até final de outubro de 2021</b>	<b>21</b>
<b>Figura 3-7: Vazões naturais afluentes e defluências médias diárias na UHE Porto Primavera</b>	<b>23</b>
<b>Figura 3-8: Regra operativa para os reservatórios de Furnas e M.Moraes, estabelecidas na Resolução ANA nº 63/2021</b>	<b>27</b>
<b>Figura 4-1: Previsão probabilística para o El Niño oscilação sul</b>	<b>33</b>
<b>Figura 4-2: Atualização da Geração Mínima de Itaipu</b>	<b>39</b>
<b>Figura 5-1: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso A</b>	<b>42</b>
<b>Figura 5-2: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul – Caso A</b>	<b>43</b>
<b>Figura 5-3: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso A</b>	<b>44</b>
<b>Figura 5-4: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso A</b>	<b>45</b>
<b>Figura 5-5: Geração Térmica – Caso A</b>	<b>45</b>
<b>Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso A</b>	<b>46</b>
<b>Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso A</b>	<b>47</b>

<b>Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso A</b>	<b>48</b>
<b>Figura 5-9: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso B x Caso A</b>	<b>49</b>
<b>Figura 5-10: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul–Caso B x Caso A</b>	<b>50</b>
<b>Figura 5-11: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso B x Caso A</b>	<b>51</b>
<b>Figura 5-12: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso B x Caso A</b>	<b>52</b>
<b>Figura 5-13: Geração Térmica (mais importação) – Caso B x Caso A</b>	<b>53</b>
<b>Figura 5-14: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso B x Caso A</b>	<b>54</b>
<b>Figura 5-15: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso B x Caso A</b>	<b>55</b>
<b>Figura 5-16: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso B x Caso A</b>	<b>56</b>
<b>Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B Conforme Apresentado na NT ONS DPL 0081/2021</b>	<b>58</b>
<b>Figura 6-2: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B da NT ONS DPL 0081/2021 no Novo Formato</b>	<b>59</b>
<b>Figura 6-3: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B – Estudo Atual</b>	<b>62</b>
<b>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 meses de julho e agosto de 2021</b>	<b>9</b>
<b>Tabela 3-2: Armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná</b>	<b>10</b>
<b>Tabela 3-3: Afluências no SIN em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de setembro/2020 a agosto/2021 e meses de julho e agosto de 2021</b>	<b>11</b>
<b>Tabela 3-4: Armazenamentos dos subsistemas do SIN</b>	<b>11</b>
<b>Tabela 3-5: Armazenamentos dos principais reservatórios da região Sul</b>	<b>15</b>
<b>Tabela 3-6: Pulsos de vazão indicados pelo DNIT</b>	<b>25</b>

<b>Tabela 3-7: Níveis mínimos para os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos aprovados pelo CMSE e CREG</b>	<b>26</b>
<b>Tabela 3-8: Vazões médias mensais (m<sup>3</sup>/s) praticadas nas UHE Furnas e M.Moraes de junho a julho de 2021</b>	<b>28</b>
<b>Tabela 4-1: ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período agosto – nov. de 2020 (verificada) e 2021 (prevista) e posicionamento no histórico de 91 anos (ordem crescente)</b>	<b>34</b>
<b>Tabela 4-2: Comparação da ENA média do período Agosto-Novembro/2021 dos estudos prospectivos de 07/julho e 04/agosto</b>	<b>34</b>
<b>Tabela 4-3: Níveis mínimos consideradas nos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos nas semanas operativas de 31/07/21 a 31/08/21</b>	<b>35</b>
<b>Tabela 4-4: Defluências mínimas médias semanais e mensais consideradas para usinas localizadas na bacia do rio Paranaíba em todo o horizonte do estudo</b>	<b>36</b>
<b>Tabela 4-5: Defluências mínimas médias semanais e mensais consideradas para usinas localizadas na bacia do rio Grande em todo o horizonte do estudo</b>	<b>36</b>
<b>Tabela 4-6: Defluências mínimas e máximas médias semanais e mensais consideradas para usinas localizadas na bacia do rio Paranapanema em todo o horizonte do estudo</b>	<b>36</b>
<b>Tabela 4-7: Comparação da Disponibilidade Térmica (mais importação): Cenário Conservador x Cenário Superior</b>	<b>38</b>
<b>Tabela 4-8: Limites de intercâmbio alterados para o critério N-1</b>	<b>40</b>
<b>Tabela 6-1: Tabela de Modulação das UHEs da Bacia do São Francisco</b>	<b>60</b>
<b>Tabela 6-2: Tabela de Modulação da UHE Itaipu</b>	<b>61</b>