



Risco de Racionamento e Impacto no IPCA

Paulo Coutinho

pcoutinho@marasset.com.br

marasset.com.br

14 de janeiro de 2021

As informações aqui contidas são consideradas confiáveis e foram obtidas em fontes consideradas confiáveis. Entretanto, esclarecemos que nós não fazemos nenhuma declaração ou garantia, expressa ou implícita, com respeito à imparcialidade, consistência, precisão, razoabilidade ou integralidade, das informações ou opiniões aqui reportadas. Além disso, não temos nenhuma obrigação de atualizar, modificar ou aditar esse material e, tampouco, notificar o leitor sobre quaisquer eventos, assuntos aqui declarados ou qualquer opinião, projeção, previsão ou estimativa aqui contempladas que eventualmente mudarem ou se tornarem imprecisas posteriormente.

Risco de racionamento de energia e impacto no IPCA

Racionamento – a hidrologia favorável nos últimos meses reduziu o risco de racionamento de energia em 2022 para, virtualmente, zero. As chuvas em janeiro, em particular, estão muito acima da média de longo prazo (MLT).

Reservatórios em 54% ao final de janeiro. Esse seria o nível caso a ENA seja de 120% da MLT, como o esperado pela ONS. Essa estimativa é diferente do projetado pela própria instituição, de reservatórios a 40% ao final do mês. Caso realizado, nossa estimativa levaria a revisões bastante relevantes aos cenários de utilização de térmicas no restante do ano

Redução da utilização de térmicas à metade. Em janeiro, até o dia 11, a utilização média das térmicas estava pouco abaixo de 9 mil MWMed. Isso é menos da metade do visto em outubro. A não ser um cenário hidrológico crítico, a utilização de térmicas será bem menor em 2022.

Saldo da bandeira tarifária pode ser zerado em abril. Isso ocorreria caso (i) a utilização das térmicas permaneça próximo ao observado em janeiro e (ii) a Bandeira escassez hídrica permanecesse em vigor. Salvo uma reviravolta nas condições hidrológicas a partir de fevereiro, provavelmente teremos surpresas baixistas para estimativas de inflação de energia elétrica em 2022

Modelo básico para dinâmica dos reservatórios

Modelo para a dinâmica dos reservatórios de um subsistema

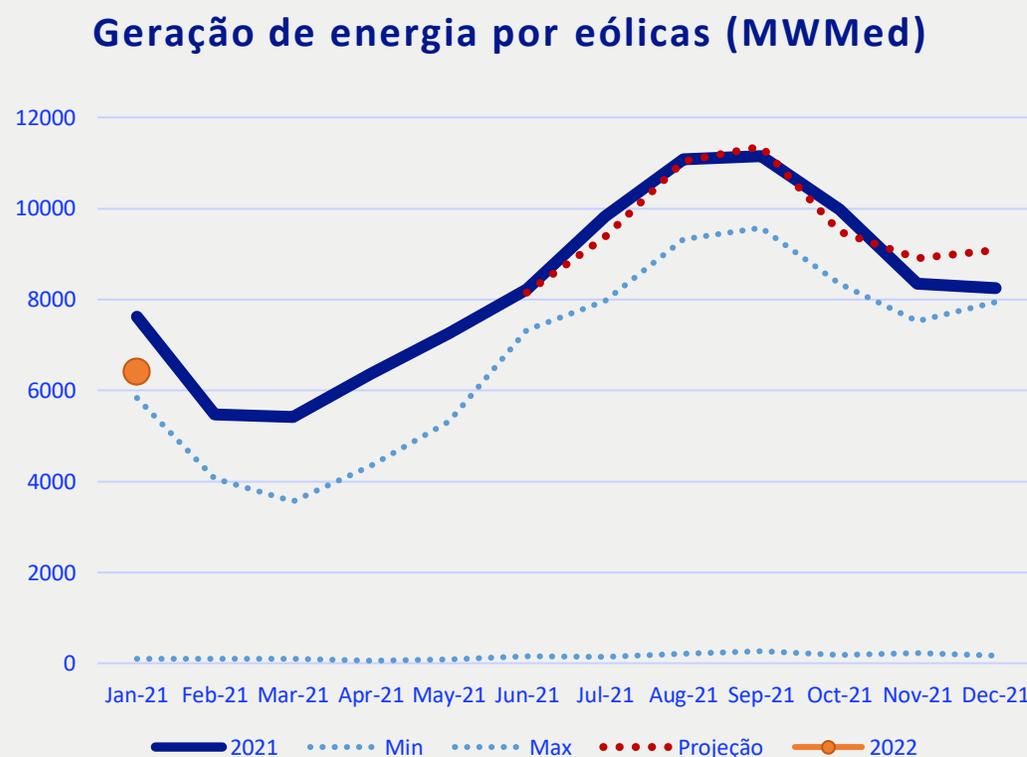
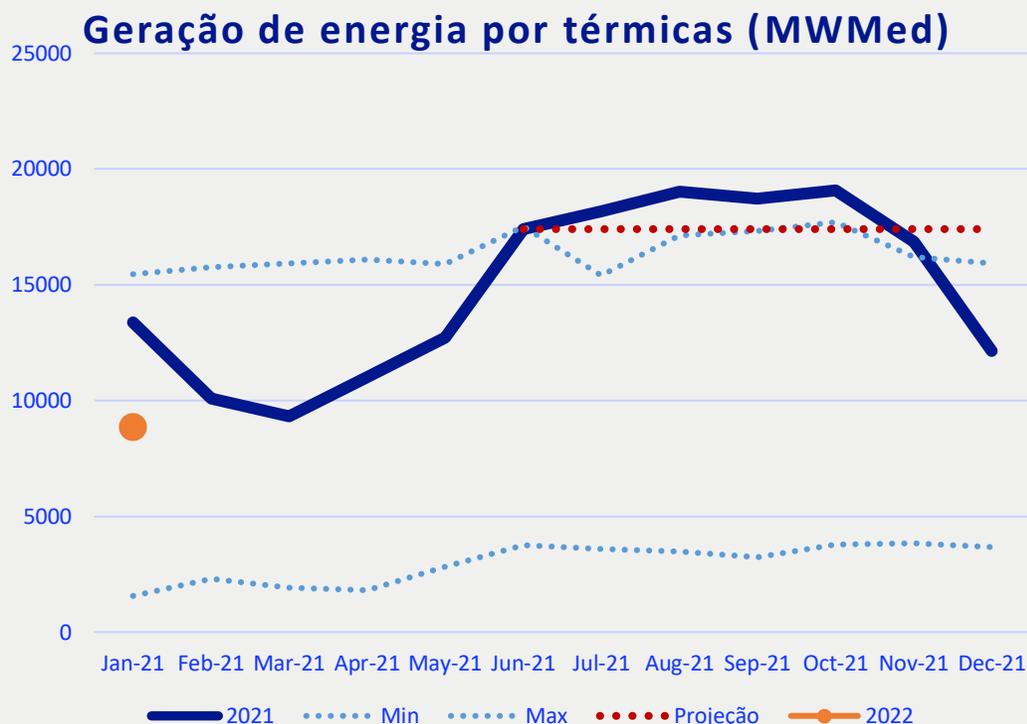
$$Reservatório_t = Reservatório_{t-1} + ENA_t - GHidráulica_t - Perdas_t$$

$$GHidráulica_t = Carga_t - GOutras_t - Intercâmbio_t$$

- O nível dos reservatórios depende da demanda por energia, capacidade de transmissão, geração de energia por outras fontes, perdas e, principalmente, nível de chuvas. O aumento/diminuição dos níveis dos reservatórios é dado pelo balanceamento da quantidade de afluência, geração hidráulica e perdas do sistema.
- Dentro do arcabouço do modelo simplificado da dinâmica dos reservatórios apresentado acima, temos que fazer hipóteses sobre as seguintes variáveis.
 - i. $GOutras_t$ e $Intercâmbio_t$ - geração de energia por outras fontes e exportação ou importação de energia entre subsistema.
 - ii. $ENA_t = f(Capacidade_t/Chuva_t)$ - total de afluência nos reservatórios.
 - iii. $Carga_t = f(PIB_t, Temperatura_t, Carga_{t-1})$ - demanda por energia.
- Os próximos slides discutirão nossas premissas para essas variáveis e o resultado de simulações para o nível dos reservatórios nos próximos meses.

GOutras: Geração de térmicas no maior nível da história

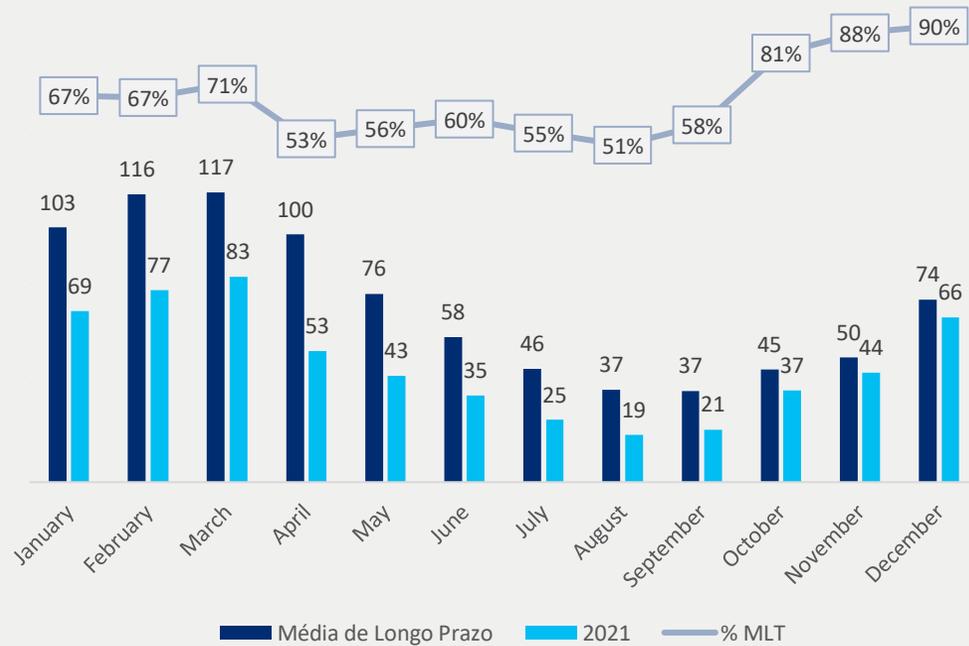
- A utilização das térmicas no segundo semestre foi a maior da história. Entre julho e outubro, a produção de energia por essa fonte foi superior a 18k MWmed. A produção por térmicas foi acima do que projetávamos para esses meses. Em janeiro de 2022, a geração por usinas térmicas foi bem menor. Similarmente, a geração por usinas eólicas foi bastante em linha com a expectativa e bem acima do recorde histórico.



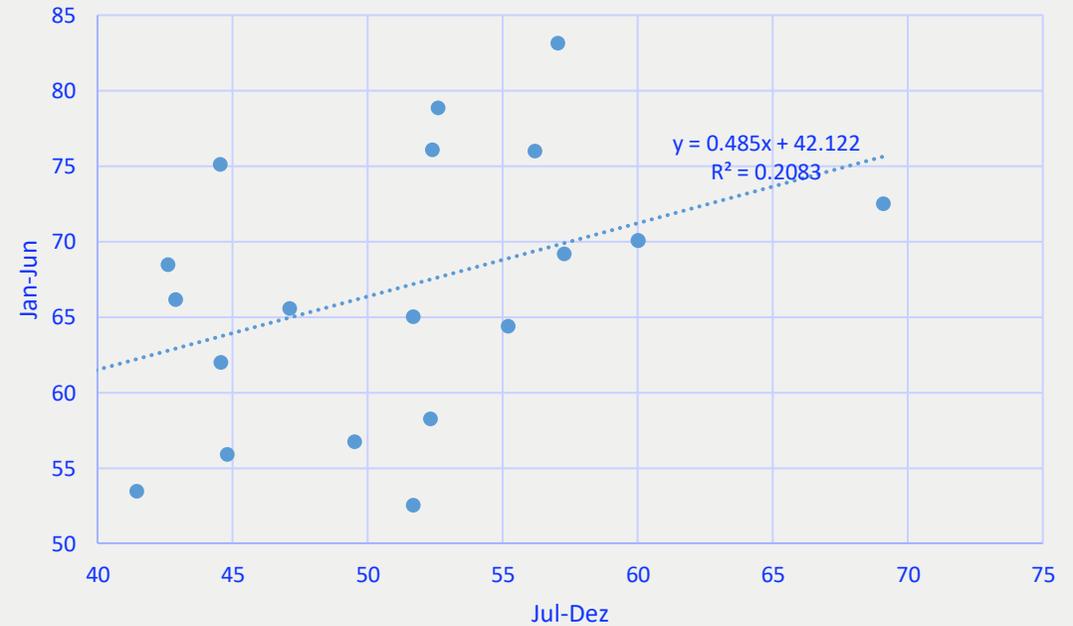
ENA: Recuperação das chuvas no 4Q21

- O Brasil passou pela pior seca em 91 anos até outubro do ano passado. A Energia Natural Afluente (ENA) que chega aos reservatórios no período de chuva de 2021 foi muito abaixo do padrão histórico.
- Apesar de existir uma relação positiva, a correlação não é muito alta entre ENA no primeiro semestre e no segundo semestre. É possível que o restante do ano apresente uma melhora no padrão das chuvas com impacto no nível dos reservatórios.

ENA Armazenável - Média Histórica (MWMed, milhares)



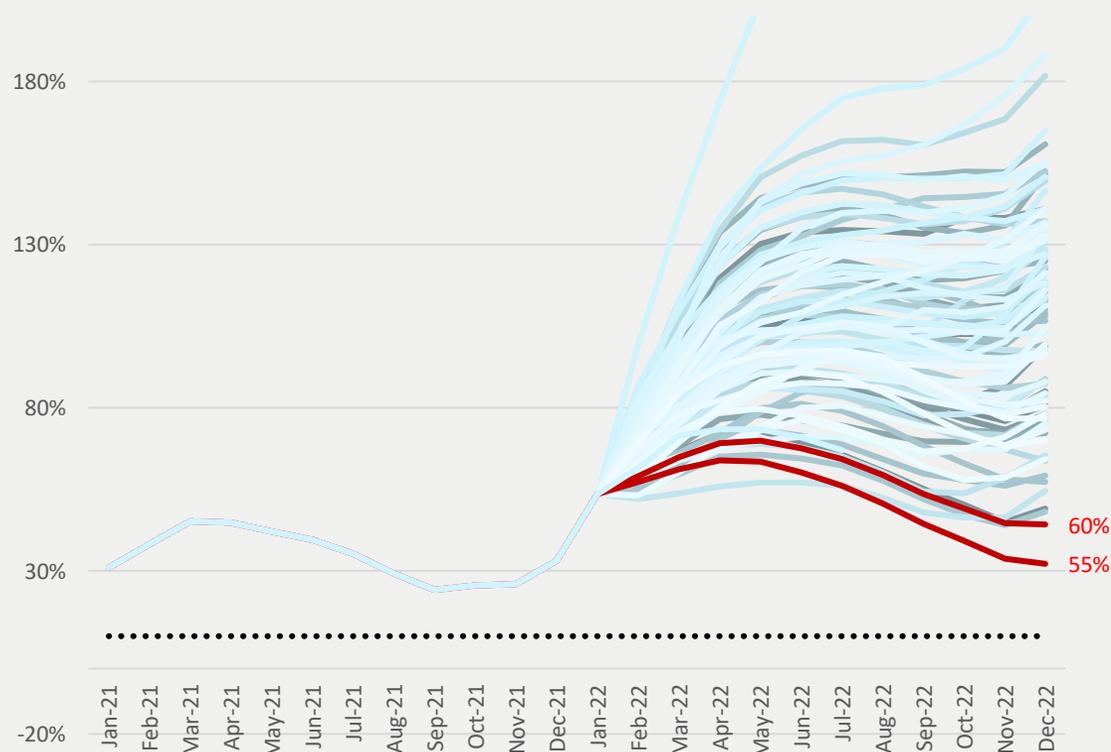
Relação entre ENA no primeiro e no segundo semestre (MWMed, milhares)



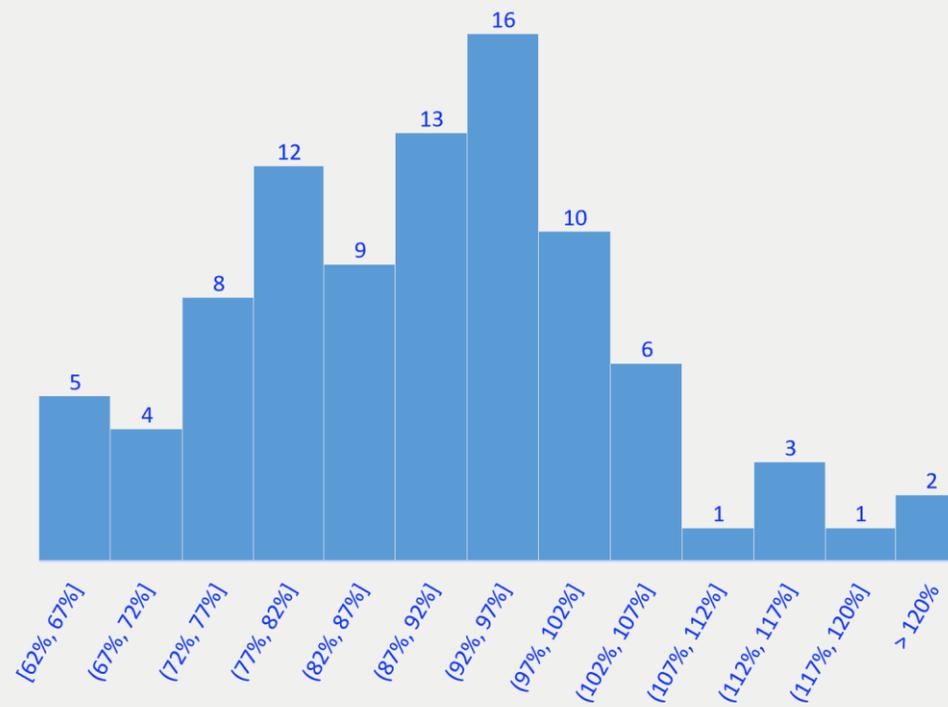
ENA: Risco de racionamento em 2022 é quase nulo

- Caso a projeção da OMS para a ENA se concretize em janeiro, a probabilidade de um racionamento de energia em 2022 é quase nula. Mesmo que a ENA seja de 55%, que seria a mais baixa em quase 100 anos, os reservatórios permaneceriam acima de 30%.

Projeção para o nível dos reservatórios do SIN com base nas ENAs entre 1931 e 2020 (% da capacidade)



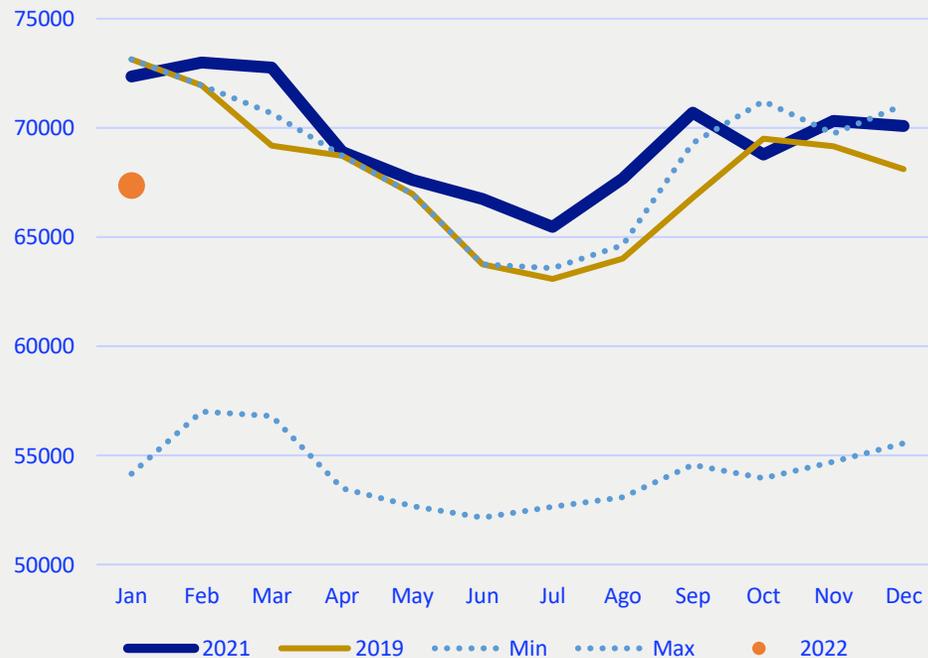
Distribuição das ENAs em relação % da média de longo prazo entre 1931 e 2021 (frequência)



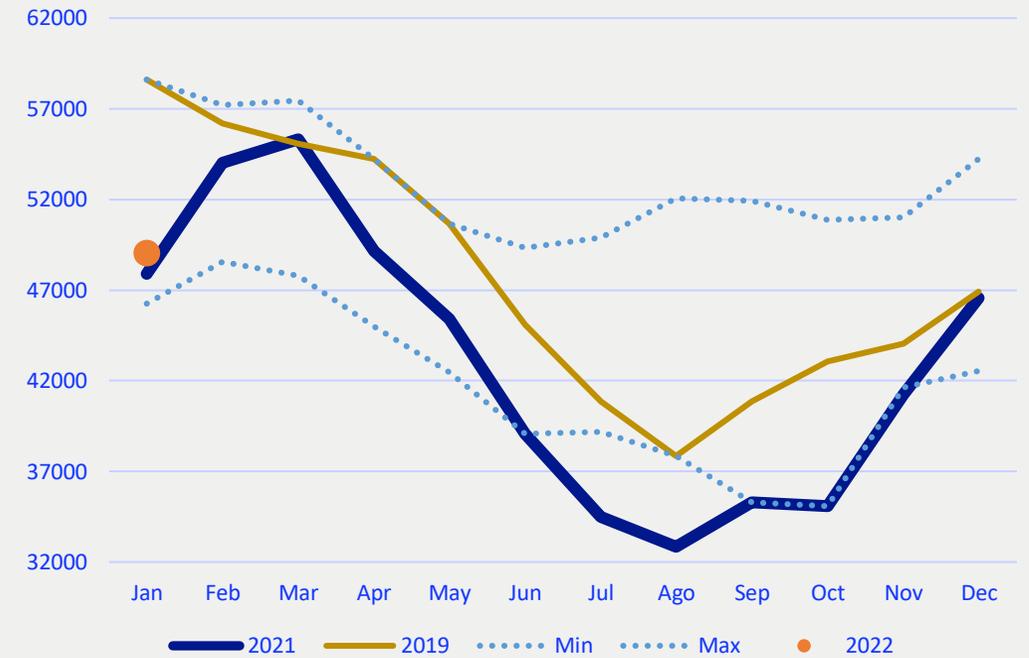
Carga: Demanda por energia no início de 2021 foi recorde

- A demanda por energia entre janeiro e junho de 2021 foi a maior para o período na série histórica. Apesar disso, a geração por hidrelétricas não foi muito elevada. Em junho, em particular, a geração por essa fonte foi a menor dos últimos 10 anos.
- Isso ocorreu porque a demanda foi atendida por geração por outras fontes e só foi possível por conta de uma matriz energética bem mais diversificada do que no passado (ver Apêndice).

Geração total de energia (MWMed)



Geração de energia por hidrelétricas (MWMed)



Carga: Demanda por energia aumenta com atividade

- Existe uma relação direta entre crescimento do PIB e consumo de energia elétrica. A estabilidade do PIB em 2022 ante 2021 seria, compatível com um crescimento próximo a 1,5% da demanda por energia.
- Uma das razões pela qual a demanda por energia no primeiro semestre de 2021 estava bastante alta foi o crescimento do setor industrial. A indústria representa 35% do total do consumo de energia, enquanto representa ~20% do PIB. Com a recuperação da economia concentrada neste setor, a demanda por energia aumentou mais do que a relação carga/PIB sugeriria. Com a perda de fôlego da indústria no segundo semestre, a demanda total por energia retornou a níveis mais compatíveis com os anos anteriores.

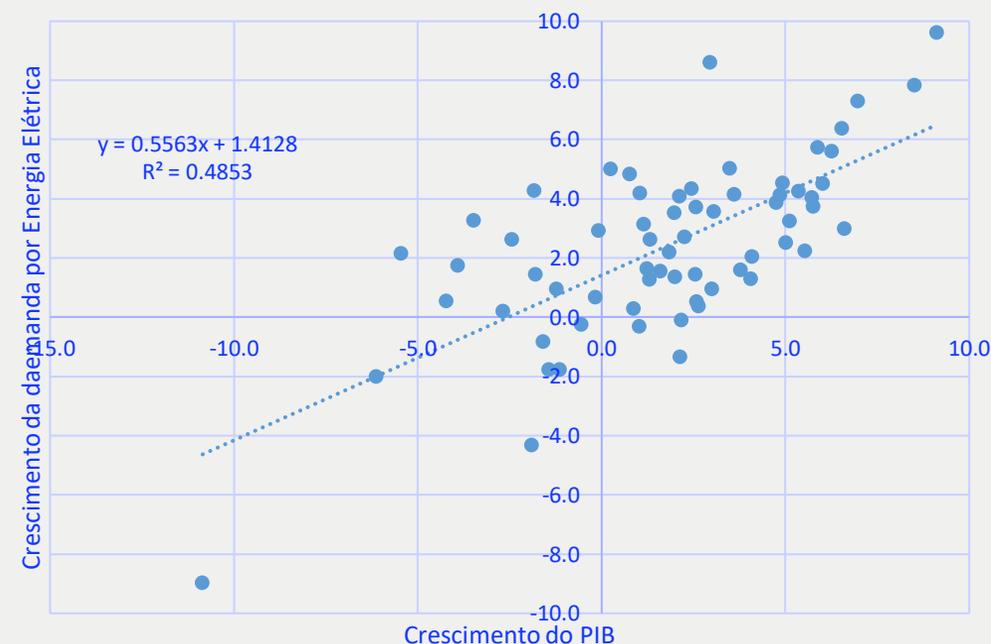
Consumo de energia por setor (GWh)

	Part. % (2012)	2012	2019	2020	Part. % (2020)
Brasil	100.0	448,126	482,226	475,648	100.0
Residencial	26.3	117,646	142,781	148,173	31.2
Industrial	40.9	183,425	167,684	166,335	35.0
Comercial	17.7	79,226	92,075	82,522	17.3
Rural	5.1	22,952	28,870	30,908	6.5
Poder Público	3.1	14,077	15,752	12,764	2.7
Iluminação Pública	2.9	12,916	15,850	15,463	3.3
Serviço Público	3.2	14,525	15,958	16,345	3.4
Consumo Próprio	0.7	3,360	3,257	3,138	0.7

Relação entre crescimento da demanda por energia e crescimento do PIB (milhões)

	Crescimento ante 2021					
PIB	-0.5%	0.0%	0.5%	1.0%	1.5%	2.0%
Energia	1.1%	1.4%	1.7%	2.0%	2.2%	2.5%

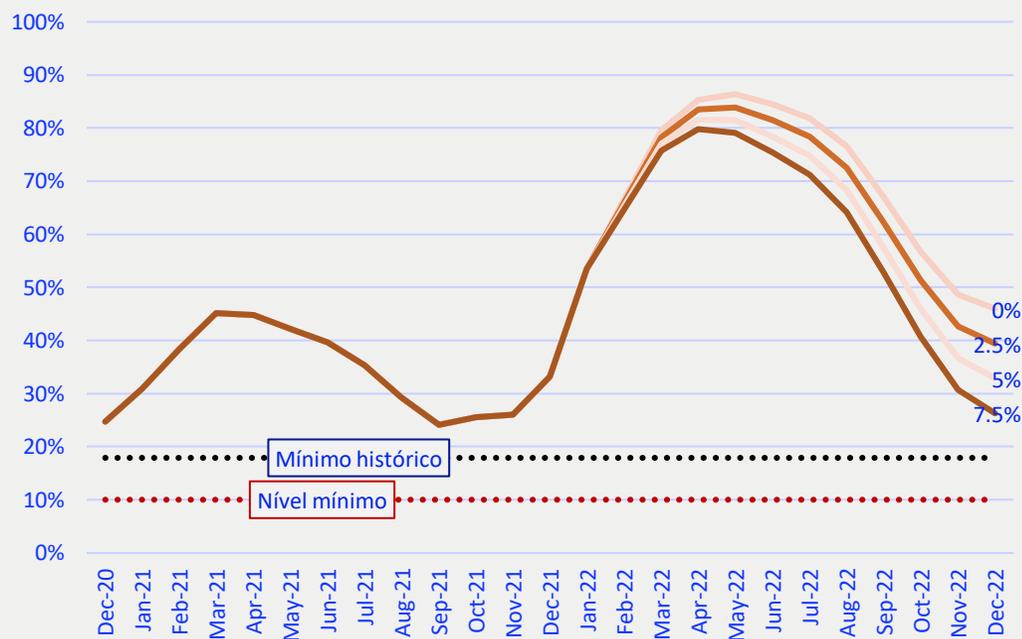
PIB vs. carga de energia



Carga: Reservatórios não limitarão crescimento

- Simulamos como seria o comportamento dos reservatórios para diferentes cenários de crescimento de demanda de energia. Assumindo (i) utilização das térmicas em 10k MWMed no restante do ano e (ii) hidrologia igual a de 2020, mesmo um crescimento da carga de 7,5% não seria o suficiente para levar os reservatórios a mínimos históricos.
- A ENA teria que ser inferior a 65% para termos algum tipo de problema em 2022 em cenários razoáveis de crescimento da demanda por energia. Medidas de contenção de consumo de energia muito dificilmente serão implementadas neste ano.

Nível dos reservatórios do SIN crescimentos diferentes da demanda por energia (% do total)



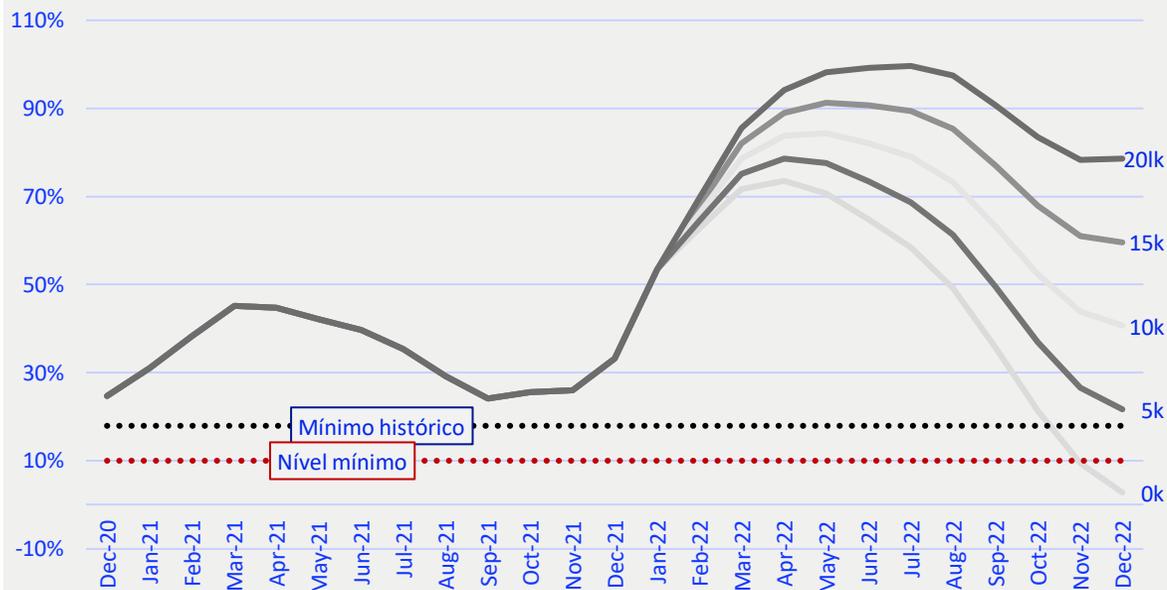
Nível mínimo dos reservatórios em 2022 em função da carga e ENA (% do total)

ENA \ Carga	-1.0%	0.0%	1.0%	2.0%	3.0%	4.0%
55.0%	4.1	1.5	-1.1	-3.8	-6.4	-9.0
60.0%	16.0	13.4	10.8	8.2	5.6	2.9
65.0%	28.0	25.4	22.7	20.1	17.5	14.9
70.0%	39.9	37.3	34.7	32.1	29.4	26.8
75.0%	51.9	49.2	46.6	44.0	41.4	38.8
80.0%	63.8	61.2	58.6	55.9	53.3	50.7
85.0%	75.8	73.1	70.5	67.9	65.3	62.6

Carga: Utilização de térmicas será menor em 2022

- A utilização de térmicas será muito menor em 2022. Assumindo (i) uma hidrologia igual a de 2020 para o restante do ano e (ii) crescimento de 2,0% da carga, a utilização das térmicas em 10k/MWMed seria o suficiente para reservatório acima de 40% em dezembro.
- Uma maior utilização das térmicas demandaria uma ENA inferior a 65% da MLT. Como vimos no slide 9, esse não é um cenário comum.

Nível dos reservatórios do SIN para cenários diferentes de utilização das térmicas (% do total)



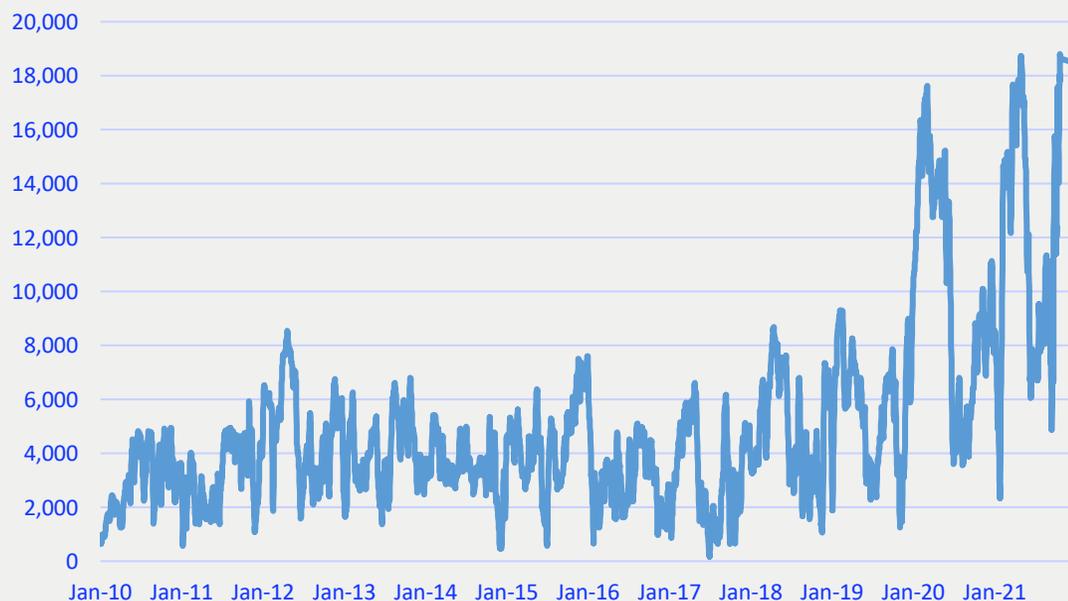
Nível dos reservatórios do SIN crescimentos diferentes da demanda por energia (% do total)

ENA \ Térmicas	0k	5k	10k	15k	20k
55.0%	-41.7	-22.7	-3.8	15.2	34.1
60.0%	-29.7	-10.8	8.2	27.1	46.1
65.0%	-17.8	1.2	20.1	39.1	58.0
70.0%	-5.8	13.1	32.1	51.0	70.0
75.0%	6.1	25.1	44.0	63.0	81.9
80.0%	18.0	37.0	55.9	74.9	93.8
85.0%	30.0	48.9	67.9	86.8	105.8

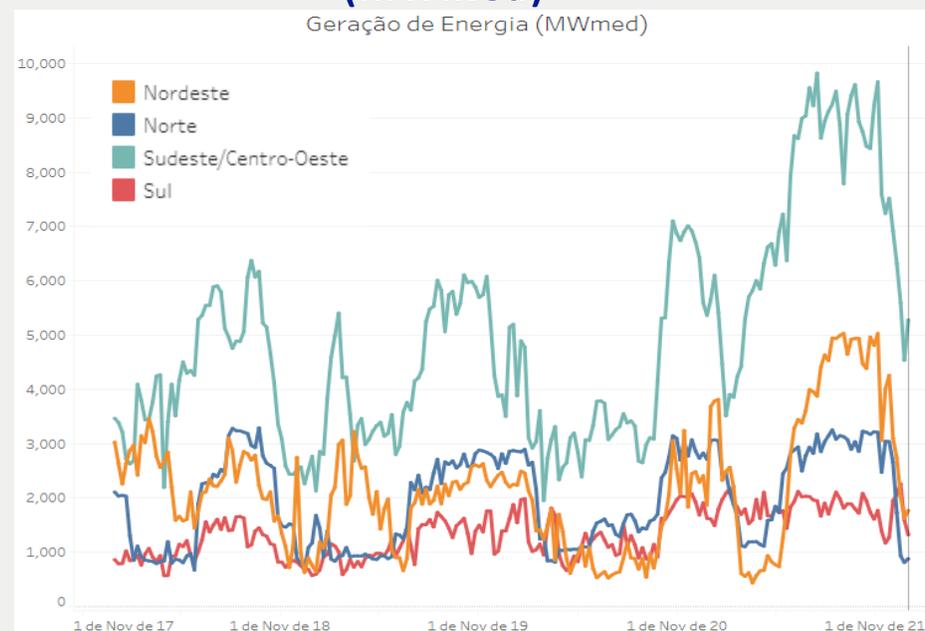
Intercâmbio de energia aumentou em janeiro

- O intercâmbio de energia foi o maior da história em meados de maio. No início desse ano, assim, como no início de 2020, o intercâmbio em direção aos subsistema SE/CO foi muito mais alto do que a média histórica. Esse patamar levou muitos especialistas a alarmar sobre possíveis blecautes, pois o sistema estaria operando perto de seu limite. Não obstante, não houve nenhum relato de problemas por conta de estresse do sistema.
- Como a maior parte do aumento da geração por térmicas deu-se no subsistema SE/CO, o intercâmbio de energia entre sistemas foi maior após a redução da utilização dessas usinas vista nas últimas semanas.

Intercâmbio de energia com o subsistema SE/CO como destino final (MWMed)



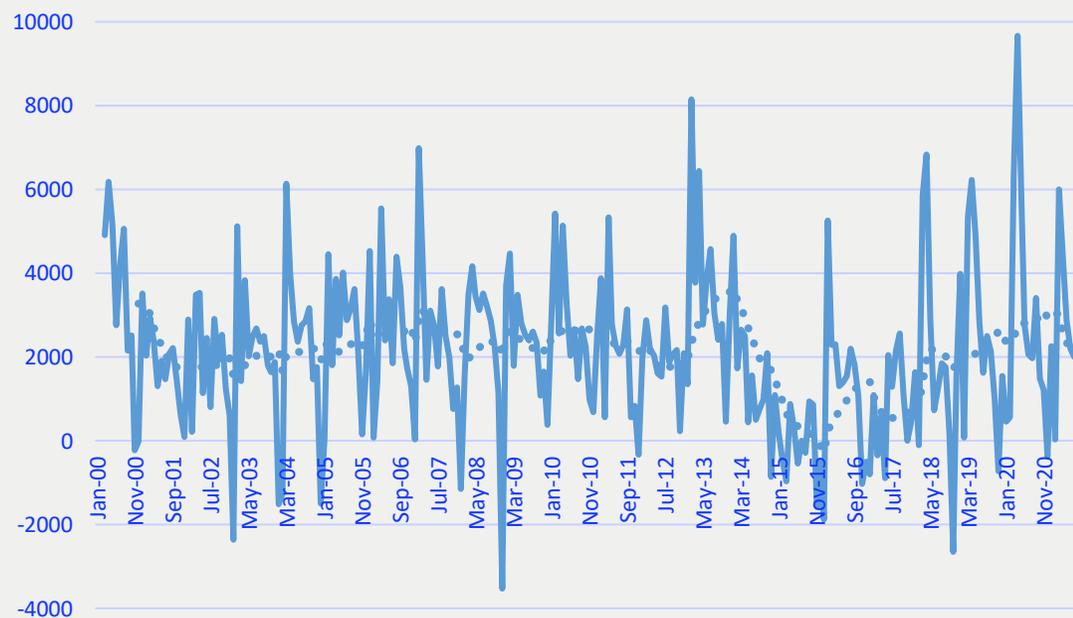
Geração de energia por térmicas (MWMed)



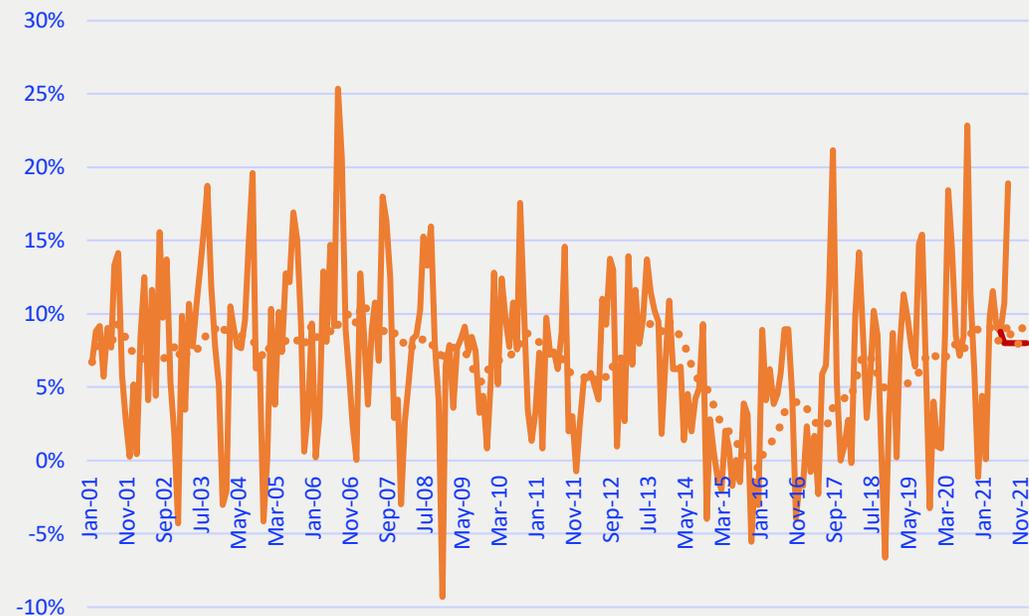
Perdas: assumimos 8% de perdas para o restante de 2021

- No modelo que utilizamos para simular o nível dos reservatórios, temos que fazer hipóteses sobre perdas energéticas (resíduo do modelo de reservatórios do Slide 6). Dentro dessas perdas estão incluídas além das perdas, de fato, qualquer outro fator não considerado em nosso modelo central. Por exemplo importação de energia, evaporação da água nos reservatórios, fricção, potência menor do que a esperada e etc. Adotamos uma hipótese que as perdas continuarão em torno de 8% da ENA mensal.
- As perdas dos reservatórios (redução dos reservatórios que não foram transformados em geração de energia) foi, em média, pouco acima de 2mil GWh por mês entre 2000 e início de 2014. Essa perda foi bastante reduzida entre 2015 e 2019 e, mais recentemente, retornou ao patamar de 2 mil. Em nossos cenários, consideramos que as perdas continuem próximas ao patamar recente.

Perdas dos reservatórios (GWh)



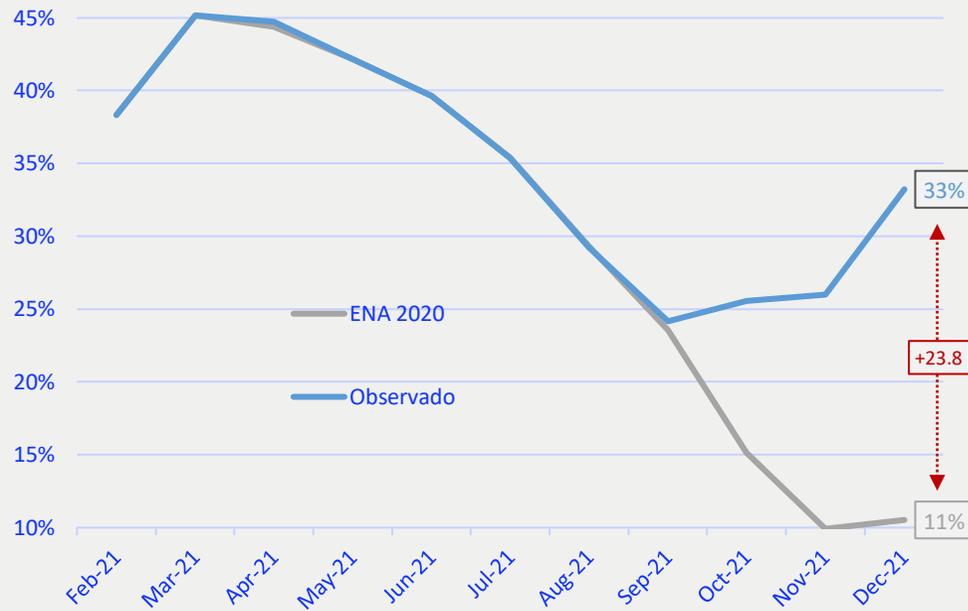
Perdas como % da ENA armazenável (%)



Cenário hidrológico por detrás da surpresa positiva

- As projeções elaboradas no início de julho com base na ENA de 2020 apontavam para um nível de reservatório de 11% ao final do ano. Isso é um cenário bem pior do que foi observado efetivamente, de 33%.
- Surpresas em relação às nossas projeções poderiam ter várias causas – e.g., demanda (carga) e perdas maior ou geração por outras fontes abaixo do esperado. No entanto, a surpresa foi explicada por um volume de ENA muito maior do que o cenário de 2020, que utilizávamos como base para um cenário de estresse no sistema. Houve, também, perdas menores do que a esperada.

**Projeção feita em agostos vs. observado
(% da capacidade dos reservatórios)**



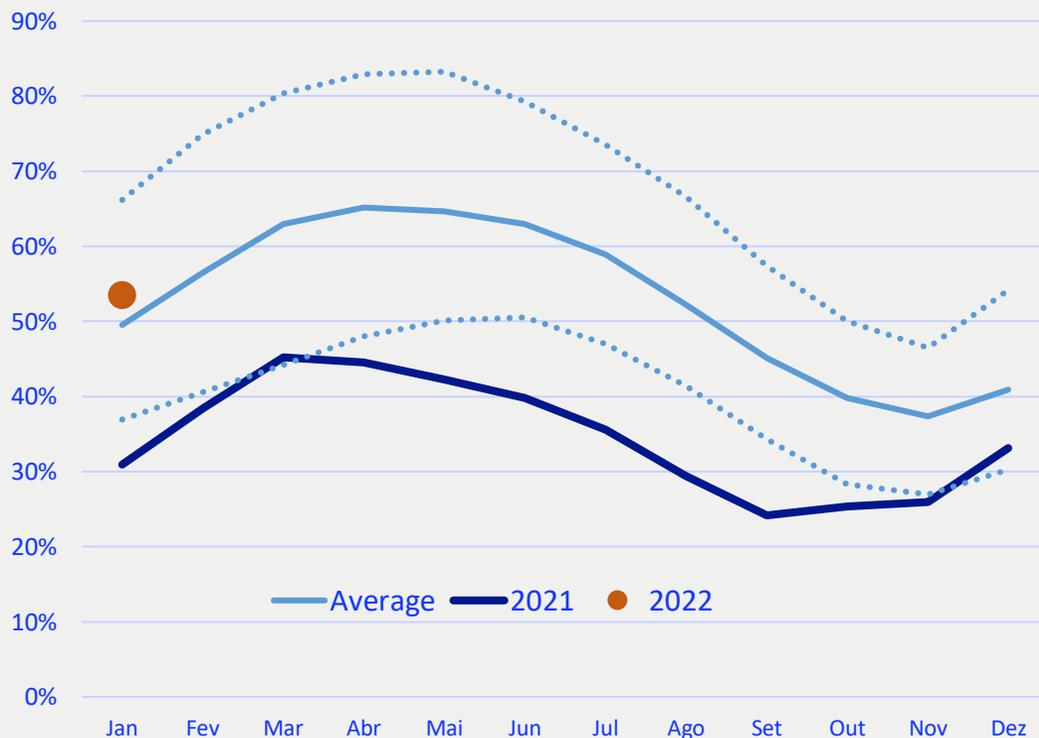
Surpresa positiva para o reservatório no final de do ano em relação às das projeções feitas em julho (%)



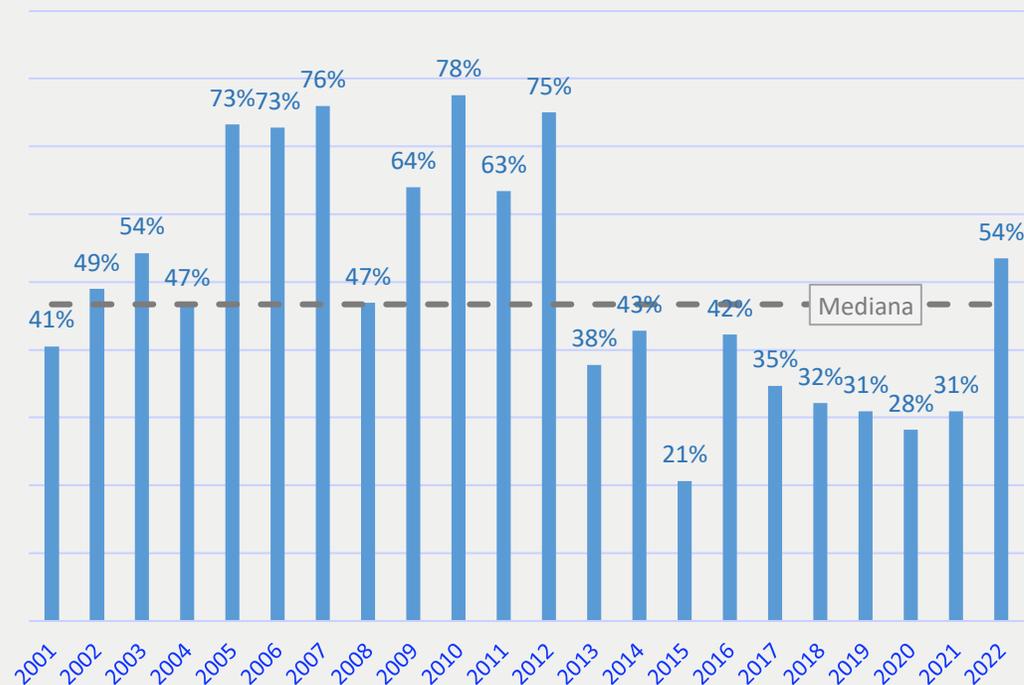
Reservatórios acima da média histórica em janeiro de 22

- Caso a projeção de ENA para o restante de janeiro se materialize, os reservatórios terminarão o mês em 54% de sua capacidade. Esse será o maior nível desde 2012 e estará acima do nível mediano observado desde 2001 para o mês.

Nível dos reservatórios das hidrelétricas (% da capacidade dos reservatórios)



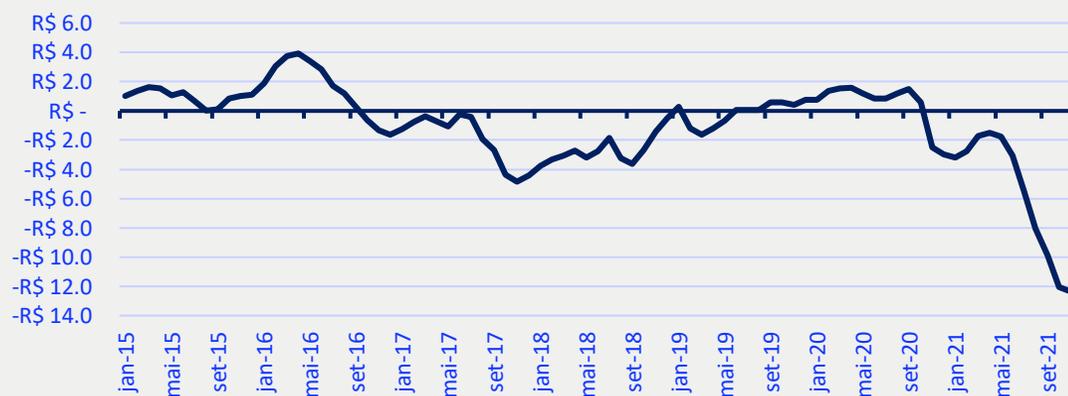
Nível dos reservatórios das hidrelétricas em janeiro de cada ano (% da capacidade dos reservatórios)



Bandeira Escassez Hídrica tem impacto de 1,0pp no IPCA

- O custo de geração de energia depende de quantas térmicas estão sendo utilizadas. Aneel adota um sistema de bandeiras, que implementa reajustes tarifários para acomodar momentos em que o custo de geração no sistema é elevado. O saldo da conta da bandeira tarifária nos permite acompanhar o balanceamento entre a tarifa vigente e os custos de operação.
- Com a utilização recorde das usinas térmicas, a Aneel revisou os valores das bandeiras tarifárias no final de junho. Além de revisar o valor das bandeiras, foi criada uma nova faixa chamada de Escassez Hídrica que adiciona uma sobre tarifa de R\$14,20/10MWh. O impacto total no IPCA dessa bandeira é de 1,0%.

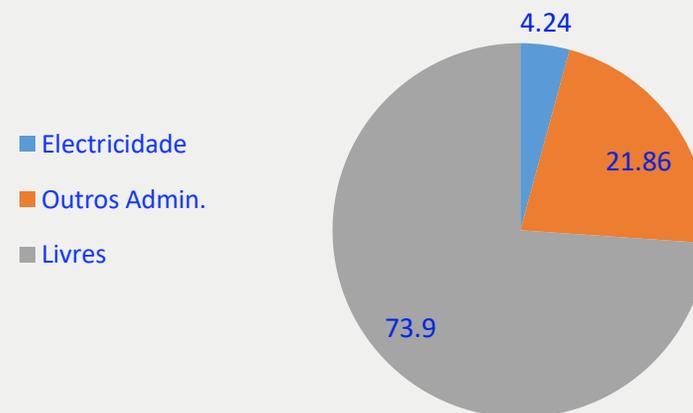
Saldo da conta da bandeira tarifária (R\$, bilhões)



Bandeira tarifária, arrecadação mensal e impacto no IPCA (R\$, p.p)

	Valores (R\$/100MWh)		Receita mensal (bilhões)		Impacto IPCA (p.p.)	
	Antigo	Novo	Antigo	Novo	Antigo	Novo
Verde	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Amarela	1.34	1.87	0.32	0.45	0.09	0.13
Vermelha 1	4.17	3.97	1.00	0.95	0.29	0.28
Vermelha 2	6.24	9.49	1.50	2.28	0.45	0.68
Escassez hídrica		14.20		3.41		1.02

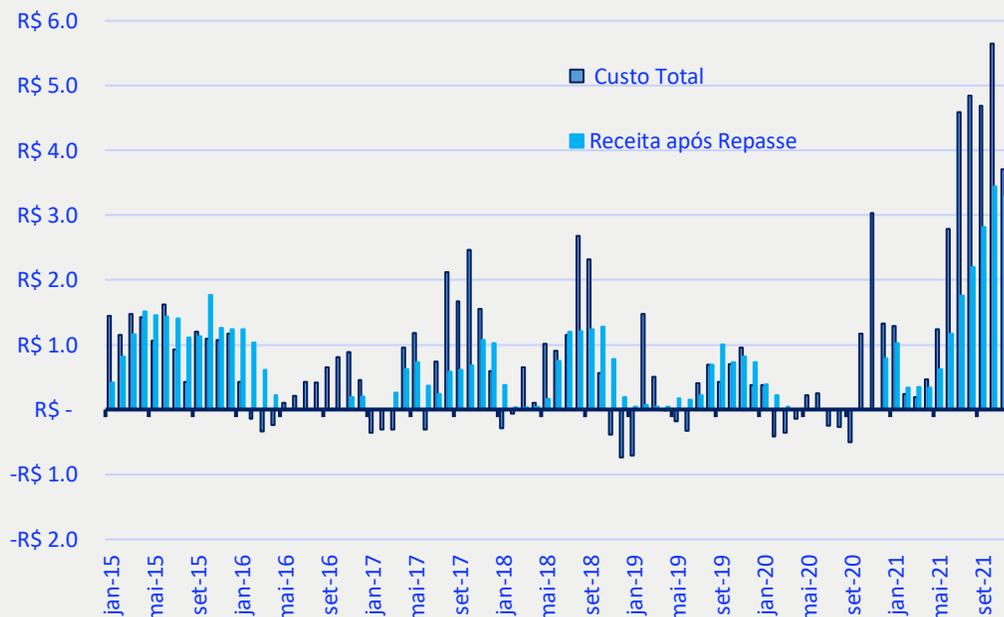
Composição IPCA



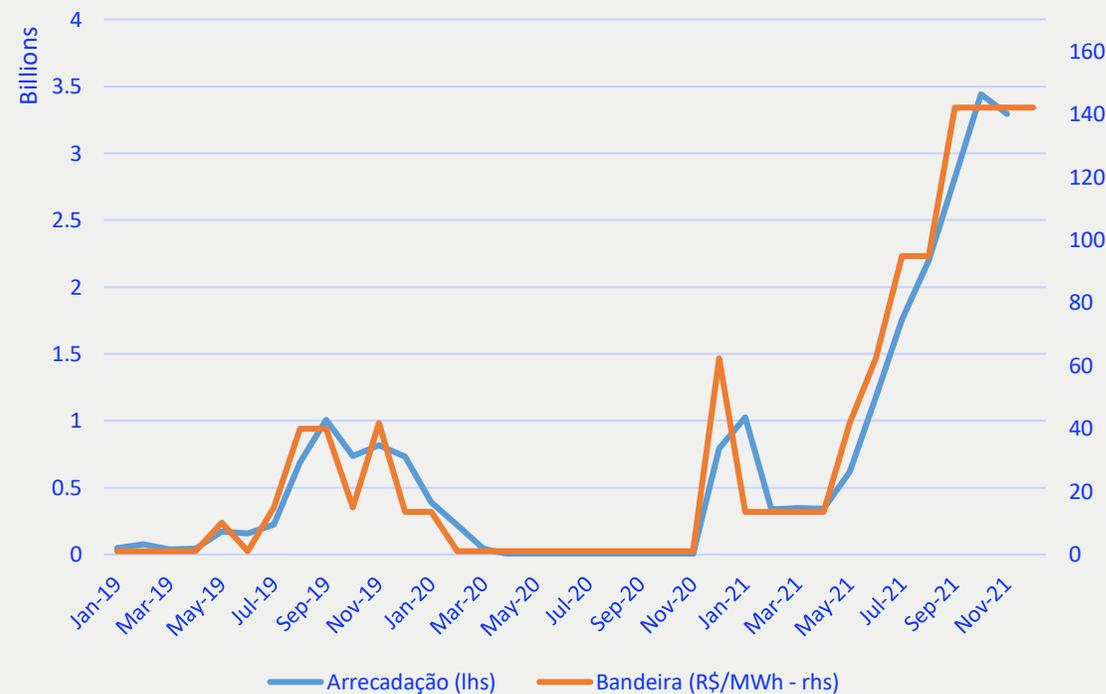
Sobra para 2022 não deve ser maior que 0,3pp do IPCA

- A maior utilização das usinas térmicas aumentou sobremaneira os custos de geração de energia. Em outubro, quando a geração de térmicas foi superior a 19 mil MWMed, os custos adicionais, não cobertos pelas tarifas, chegaram a 5,6 bilhões. No entanto, em novembro, com uma redução da utilização térmicas para 16,8k MWMed, os custos já reduziram para R\$3,7bi. Em dezembro, a utilização das térmicas foi reduzida para 12,2k MWMed e, provavelmente, a conta bandeira deve ter sido superavitária.

Balço mensal da Conta das Bandeiras Tarifárias (R\$ bilhões - [link](#))



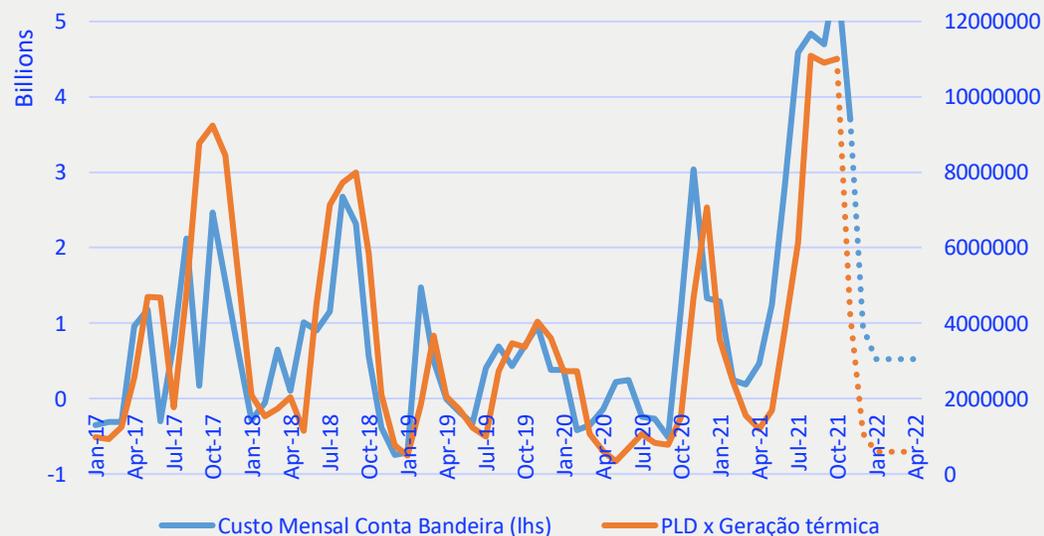
Bandeira tarifária e arrecadação mensal (R\$ bilhões, R\$/MWh)



Sobra para 2022 não deve ser maior que 0,3pp do IPCA

- Assumindo que o saldo da conta bandeira tarifária deve ter terminado 2021 em cerca de 10 bilhões, de acordo com nossas estimativas. Para ser pago em um ano, isso implicaria em um aumento de 6,6% na tarifa de energia, tudo o mais constante. O impacto no IPCA seria de 0,3pp.
- Não obstante, o cenário hidrológico de janeiro muito mais favorável sugere uma necessidade menor de utilização das térmicas. Caso (i) a utilização das térmicas permaneça próximo ao observado em janeiro e (ii) a Bandeira escassez hídrica permanecesse em vigor, o saldo da Conta Bandeira Tarifária seria positivo em abril. Neste caso teríamos apenas o impacto líquido da mudança de bandeira tarifária, além dos reajustes comuns não relacionados com a maior utilização das térmicas.

Balanço mensal da Conta das Bandeiras Tarifárias
(R\$ bilhões - [link](#))



Bandeira tarifária e arrecadação mensal
(R\$ bilhões, R\$/MWh)

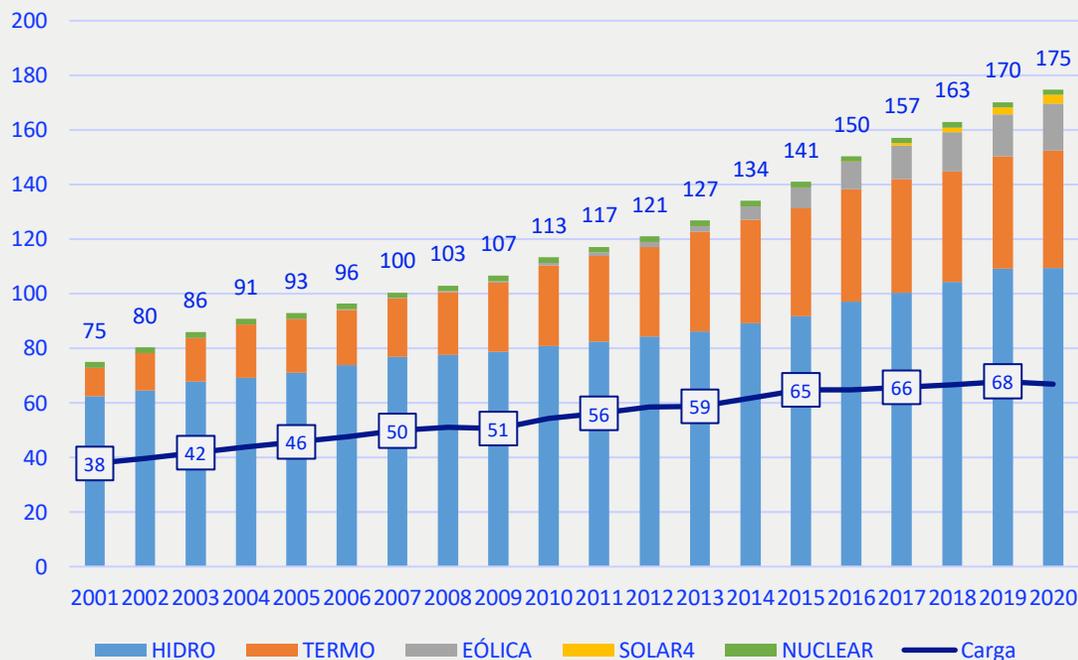


Apêndice

A matriz energética do Brasil mudou muito desde 2001

- Desde 2001, a capacidade instalada de energia elétrica aumentou em mais de 100 mil MW, um aumento de 133%. No mesmo período, a demanda por energia aumentou bem menos, em 60%.
- Além disso, o sistema hoje é muito mais integrado. A extensão das redes de distribuição é quase o triplo do que era em 2001.

**Composição da matriz de geração do Brasil
(Capacidade instalada, MW)**



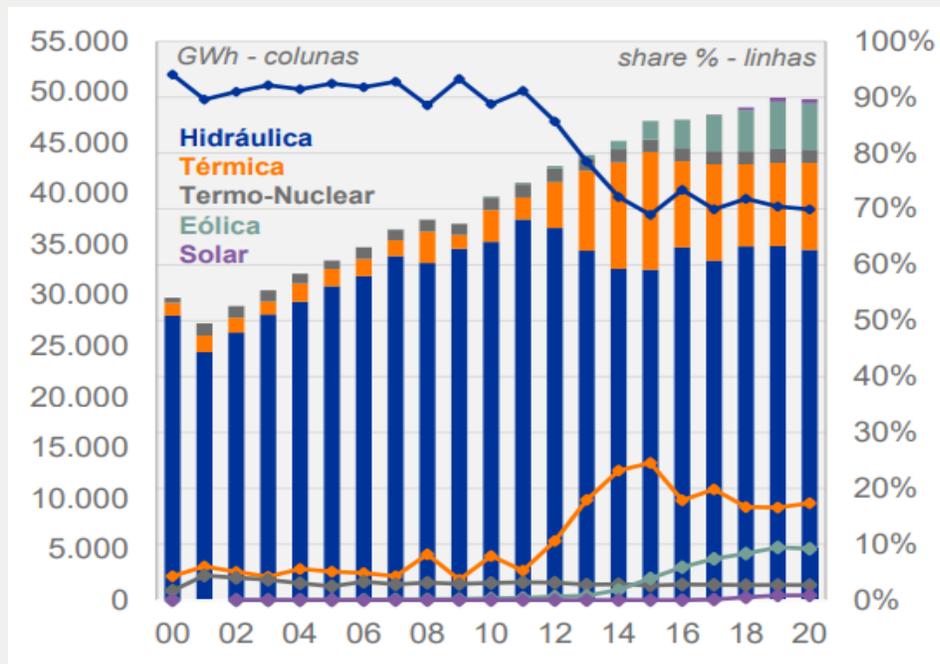
**Extensão das linhas de transmissão no Brasil
(milhares de km)**



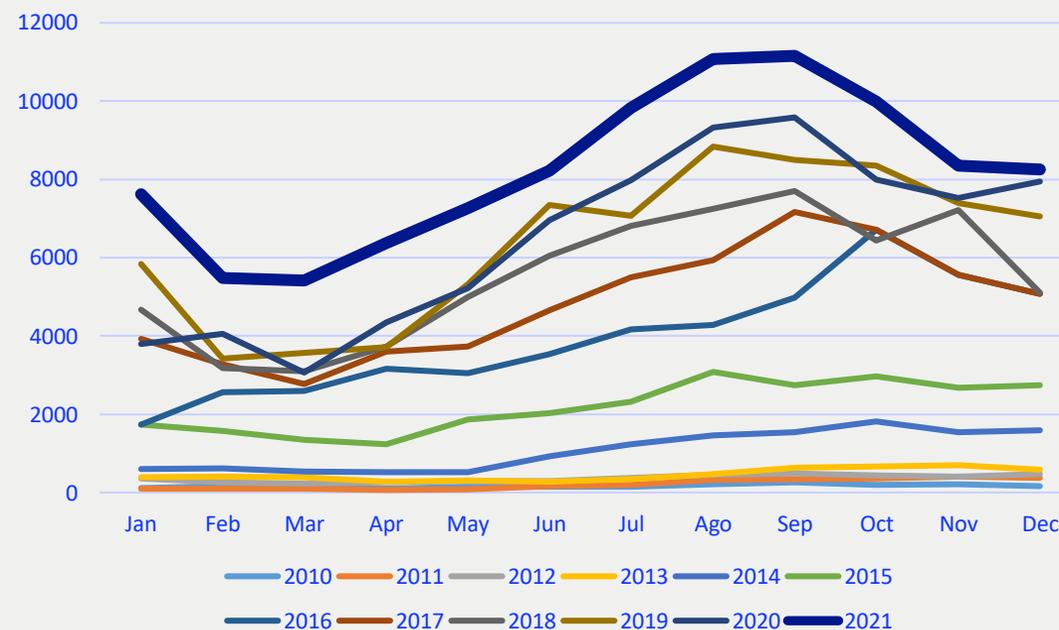
Hidrelétricas representam 70% do total da geração

- Com a mudança na matriz energética do Brasil, a composição das fontes de geração de energia também mudou bastante. Até os anos 2000, as hidrelétricas representavam 90% do total da geração da energia. Hoje, representam cerca de 70%.
- Na margem, o crescimento da geração de energia foi concentrado na energia eólica, que representa cerca de 10% do total de energia gerada. Um dos benefícios da energia eólica é que sua sazonalidade contrária a das hidrelétricas – a geração é maior no segundo semestre do ano calendário, que é a o período de poucas chuvas.

**Geração de energia por fonte
(GWh e % do total)**



**Geração de energia - Eólica
(MWMed)**

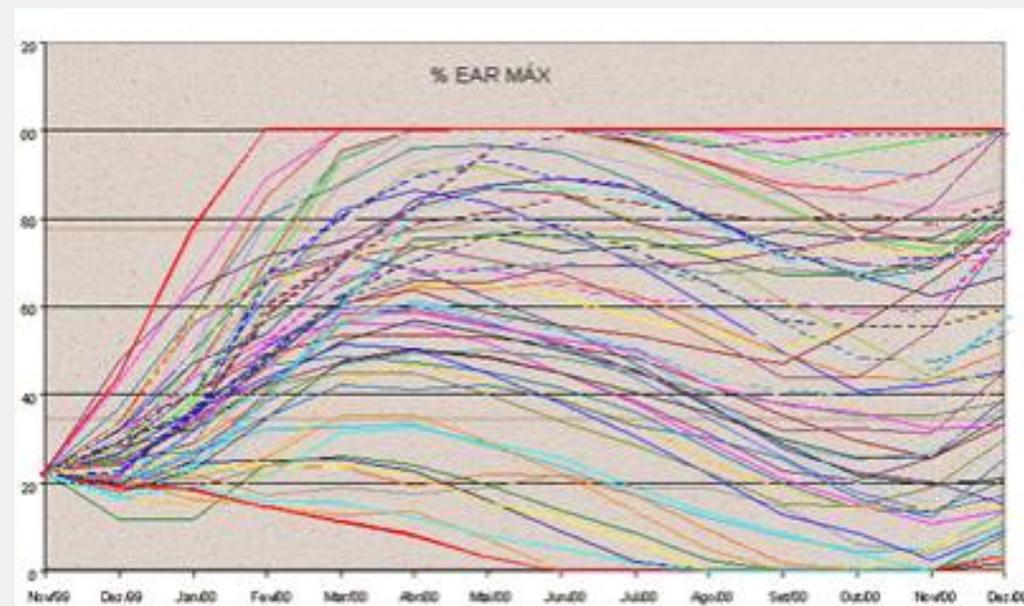


Cronologia do racionamento em 2001

- **Final de 1999:** O Operador Nacional do Sistema (ONS) apresenta simulações de cenários hidrológicos para 2000 com base no nível dos reservatórios em 30 de novembro de 1999. **O relatório conclui que os níveis dos reservatórios em atingiriam zero em 14% destes cenários.**
- **Fev-2000:** O Ministério de Minas e Energia (MME) cria o Programa Térmico Prioritário (PPT) para aumentar a capacidade de geração das termelétricas como a “solução única” para um possível colapso do sistema
- **Jul-2000:** Em reunião com o presidente e seus assessores econômicos, o ministro do MME descarta as chances de qualquer crise energética no período 2000-2003.
- **Dez-2000:** O ONS projeta um cenário para 2001 sem crise de energia.
- **Fev-2001:** As condições hidrológicas atingem 70% da média de longo prazo, e o ONS muda radicalmente a previsão para 2001.
- **Mar-2001:** O ONS pede oficialmente que o governo federal intervenha para garantir a redução de 20% da carga.
- **Abr-2001:** O PPT falha e o MME começa a projetar um programa de redução de carga baseado em incentivos.
- **Mai-2001:** O governo anuncia um programa temporário de economia de energia a ser implementado em 4 de junho. Este anúncio recebe muita atenção da mídia.

- **Jun-2001:** O programa temporário de economia de energia é implementado e, desde o início, deve durar até fevereiro de 2002, final da próxima estação chuvosa (Veja, 19 de julho de 2001).
- **Fev-2002:** As multas domésticas e ameaças de cortes de eletricidade foram suspensas.

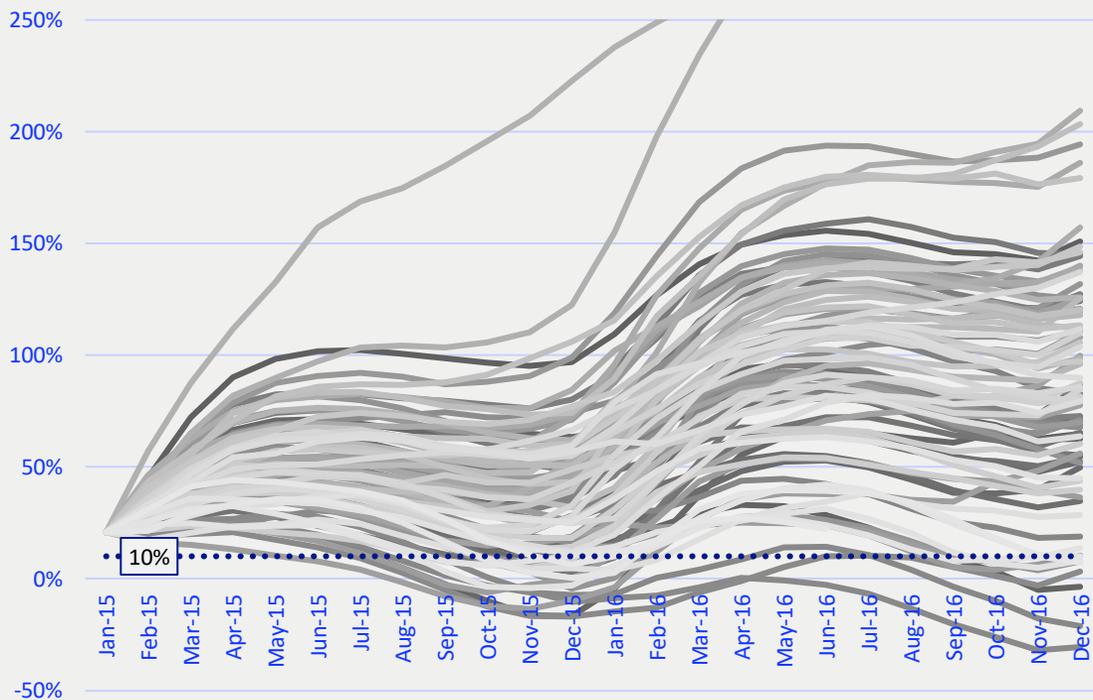
Simulação feitas pelo ONS em 1999 para os reservatórios das hidrelétricas (% do total)



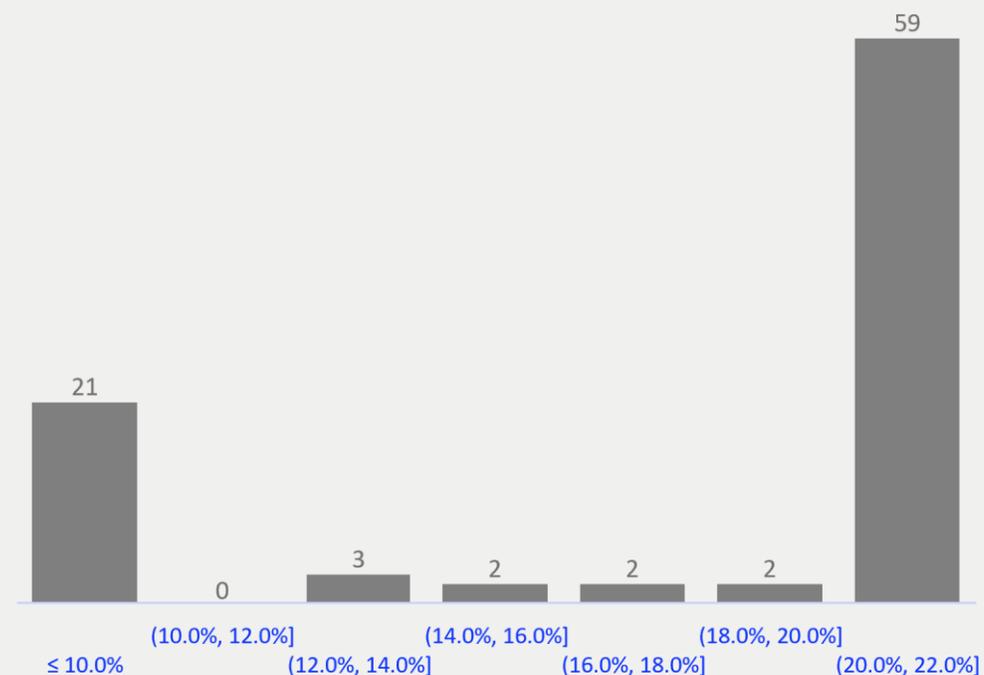
Situação em janeiro de 2015 era muito pior

- Simulações similares feitas a partir de janeiro de 2015, levando em consideração o nível de reservatório observado e diferenças em capacidade instalada, mostram que a probabilidade de termos tido um racionamento naquele período era bem alta. Considerando as ENAs históricas, em 21 situações (24% do total) teríamos os reservatórios abaixo de 10% em algum momento entre 2015 e 2016.

Projeção para o nível dos reservatórios do SIN em 2015 com base nas ENAs entre 1931 e 2020 (% da capacidade)



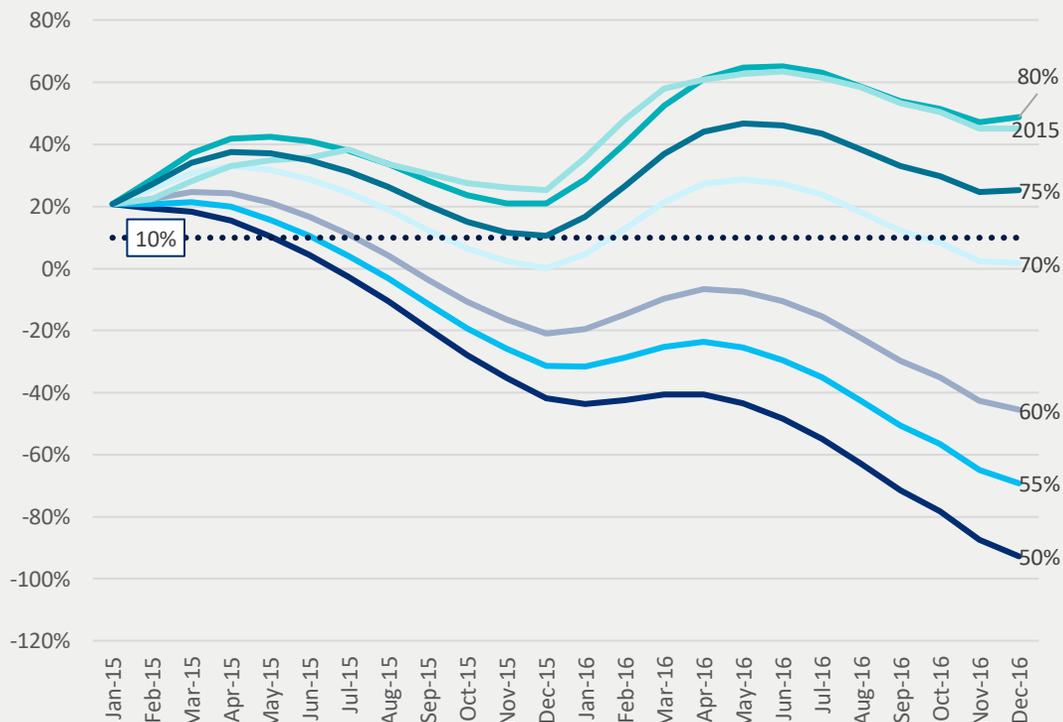
Distribuição do nível mínimo dos reservatórios em cada cenário de ENA histórico (frequência)



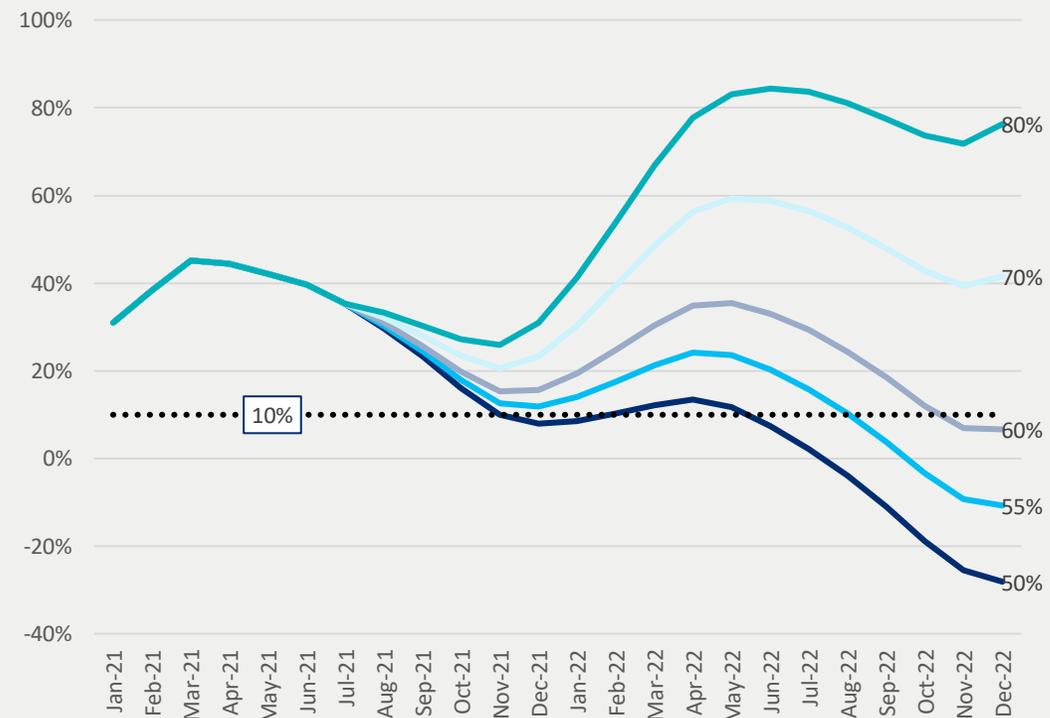
Situação em janeiro de 2015 era muito pior 2

- Um ENA um pouco acima de 60% da média histórica até o final de 2022 seria suficiente para manter os reservatórios acima do nível de 10%. Em 2015, seria necessário uma ENA acima de 75% da média histórica. Nos final das contas, as chuvas que vieram em 2015 e 2016 foram próximas a 80% e a carga caiu mais do que o esperado por conta da forte contração do PIB no biênio.

Nível dos reservatórios do SIN em 2015 com diferentes cenários para as ENAs (% da capacidade)



Nível dos reservatórios do SIN em 2021 com diferentes cenários para as ENAs (% da capacidade)



Reserva girante é indicativo para blecautes pontuais

- A maior parte dos blecautes nos últimos anos foi devido a problemas em equipamentos de geração ou de transmissão de energia. Apenas em 2015 houve um blecaute por ordem da ONS devido a falta de capacidade de produção energética do País. Em janeiro, a Carga é sempre maior por conta das temperaturas mais elevadas e maior uso de ar condicionado.
- Nos dias que circunscreveram o blecaute de 2015, a Reserva Girante de energia estava abaixo da recomendada, algo muito raro de ocorrer historicamente. Uma queda desse indicador seria um indicativo de que o sistema está operando perto de seu limite.

Histórico recente dos blecautes no Brasil

Data	Descrição
1/22/2005	Uma falha na subestação da Furnas, em Cachoeira Paulista, São Paulo, causou um apagão de uma hora e meia no Rio de Janeiro, Espírito Santo e em algumas cidades de Minas Gerais.
9/7/2007	Novamente os dois estados foram atingidos por desligamento de energia causado por problemas em Furnas.
11/10/2009	Um curto-circuito nas linhas de transmissão do sistema de Furnas, provocado por uma tempestade, derrubou três linhas de alta tensão e causou o desligamento da usina de Itaipu. 18 estados foram atingidos sendo que São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul ficaram totalmente sem luz durante a madrugada. Em alguns locais, a interrupção durou mais de sete horas.
2/4/2011	Falhas na linha de transmissão da Companhia Hidrelétrica de São Francisco (Chesf) causaram o desligamento das usinas de Paulo Afonso, Xingó e Luiz Gonzaga. Oito estados do Nordeste ficaram sem luz durante aproximadamente três horas.
10/3/2012	Novo blecaute registrado por falha em transformador de Itaipu afetou cinco Estados. O blecaute atingiu áreas do Paraná, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Acre, Rondônia e parte do Centro-Oeste.[13]
10/4/2012	Devido ao desligamento geral da Subestação Brasília Sul, controlada por Furnas Centrais Elétricas, Brasília também enfrentou uma queda de energia por volta das 13h15 do dia 4 de Outubro de 2012 e durou por mais de 2 horas.
10/25/2012	Devido ao incêndio em um equipamento 9 estados da Região Nordeste e parte da Região Norte ficou sem energia durante 3 horas.
12/12/2012	Um blecaute atingiu municípios de ao menos seis estados do país, deixando, só no Rio de Janeiro e São Paulo, 2,7 milhões de consumidores sem luz. O blecaute foi causado por um problema na hidrelétrica de Itumbiara, em Goiás, de propriedade de Furnas. Foi o quinto blecaute desde setembro de 2012
8/28/2013	Um blecaute de energia elétrica atingiu áreas no Nordeste do país às 15h03 desta quarta-feira (28), informou o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Há relatos de falta de energia em Salvador (BA), Fortaleza (CE), Recife (PE), João Pessoa (PB) e Natal (RN).
2/4/2014	Cerca de 6 milhões de consumidores foram afetados pela falta de energia nos estados do Sudeste, Centro-Oeste e Sul, segundo cálculo do diretor do ONS. O blecaute que atingiu ao menos 11 estados do país teve origem em um curto-circuito numa linha de transmissão no estado de Tocantins
2/11/2014	Mais de 40 cidades ficaram às escuras no ES, incluindo a capital Vitória, devido a uma falha em uma subestação de Furnas.
1/19/2015	Um blecaute atingiu parte de 10 estados (SP,RJ, ES, PR, SC, RS, GO, MG, MS, RO) e o DF causando falta de energia elétrica a mais de 3 milhões de unidades consumidoras. As causas, segundo as concessionárias de energia, foi uma ordem do ONS para que as mesmas reduzissem a carga devido a um pico de energia que ultrapassou a capacidade de produção do país. Por volta das 15h45 a situação começou a ser normalizada. Os reservatórios das usinas hidrelétricas baixos e o calor excessivo contribuíram para o evento.

Geração no horário de ponta em 19/1/15 e em 11/1/22 (MWMed)

Data:19/01/2015

Submercado	Geração Disponível Sincronizada	Geração Verificada	Reserva Girante	Reserva de Potência Recomendada
SE/CO	44.875	44.594	281	1.529
S	16.580	16.352	228	402
NE	10.424	10.073	351	356
N	9.223	8.535	688	272
SIN	81.102	79.553	1.549	2.559

>Geração Disponível Sincronizada = Potência instalada - Perda de potência devido a manutenções, restrições de unidades geradoras e unidades desligadas por conveniência operativa.

11/1/2022

Área de Operação	Disponibilidade Sincronizada (a)	Geração Verificada (b)	Reserva Girante (c = a - b)	Hora
COSR-NE	13.991	12.598	1.393	20:11:00
COSR-N	35.999	34.621	1.378	
COSR-SE	29.180	28.826	3.355	
COSR-S	9.105	7.593	1.512	
SIN	88.275	80.638	7.637	



mar asset
management

Relação com Investidores:

Igor Galvão

55 21 99462 3359

igalvao@marasset.com.br

rio de janeiro – rj • av. ataulfo de paiva 1351, 3º andar, leblon • 22440 034

marasset.com.br