



INFORME

ENERGIA ELÉTRICA

JANEIRO 2022

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

ASSESSORIA ESTRATÉGICA

Fernanda Delgado

EQUIPE DE PESQUISA*Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa do Setor O&G

Magda Chambriard

Coordenação de Pesquisa do Setor Elétrico

Luiz Roberto Bezerra

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Aldren Vernersbach

Amanda Ferreira de Azevedo

Ana Costa Marques Machado

Gláucia Fernandes

João Teles João Victor Marques Cardoso

Matheus Felipe Ayello Leite

Paulo César Fernandes da Cunha

Pesquisadora Associada

Flávia Porto

Estagiários

Ester Nascimento

Victor de Lemos S. Fernandes

PRODUÇÃO*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Bruno Madureira

Carlos Quintanilha

Este informe apresenta aspectos do atendimento energético ao Sistema Interligado Nacional (SIN) até o mês de janeiro de 2022 e projeções para fevereiro de 2022.

Destaques do Setor Elétrico

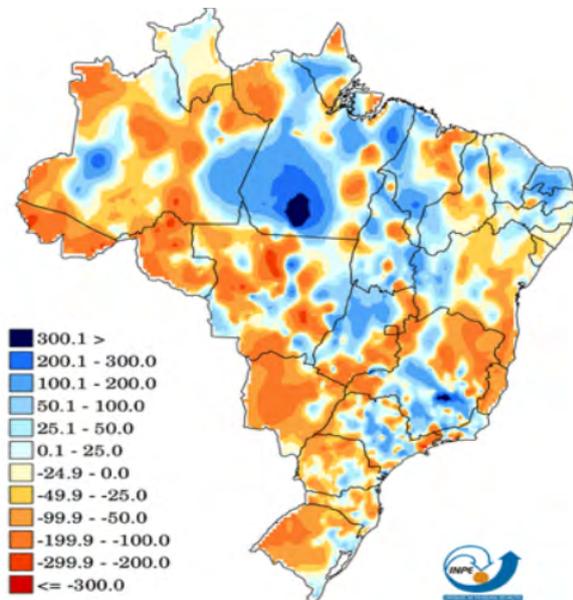
- (ANEEL) O SIN terminou 2021 com maior acréscimo em potência instalada desde 2016. A ANEEL atestou que 7.562 MW passaram a fazer parte da matriz elétrica brasileira, 57,8% a mais da meta em janeiro de 2020 (4.790 MW). Apesar da geração hidrelétrica prejudicada pela maior escassez hídrica em 91 anos, o ano 2021 também será lembrado pela maior ampliação da geração eólica registrada.
- (Governo Federal) O Diário Oficial divulgou o Decreto nº 10.939/2022, que regulamenta as medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica.
- (CCEE) O mercado livre de energia bateu recorde de migração em 2021 e encerrou o ano com 5.563 novas unidades consumidoras.
- (ONS) O ONS divulgou ações de planejamento para o setor elétrico até 2026. A estimativa total dos investimentos necessários para a execução das obras relacionadas no planejamento é de R\$ 23,9 bilhões. Desse montante, R\$ 16,3 bilhões correspondem a novas obras propostas somente neste ciclo. O relatório prevê um crescimento da demanda de 20%, em 2026, quando comparado com a demanda máxima registrada em 2020.
- (Governo Federal) Governo publicou o Decreto nº 10.946/2022 que traz as diretrizes iniciais para projetos eólicos *offshore* no Brasil. O decreto se aplica a águas interiores de domínio da União, mar territorial, zona econômica exclusiva e plataforma continental. Com vigência em 15 de junho de 2022, a perspectiva é de que os primeiros projetos possam iniciar a produção em 2030. As dificuldades observadas estão em termos de logística e de transmissão até o continente.

Climatologia

Em janeiro/2022 observou-se que parte das bacias hidrográficas de interesse do SIN ainda apresentou anomalia negativa de chuvas. As maiores precipitações foram observadas nas bacias do Tocantins e São Francisco, acima da MLT. As bacias e sub-bacias do SE/CO e S tiveram elevadas precipitações, refletindo um cenário hidrológico otimista, embora abaixo da MLT. As previsões do ONS apontam que

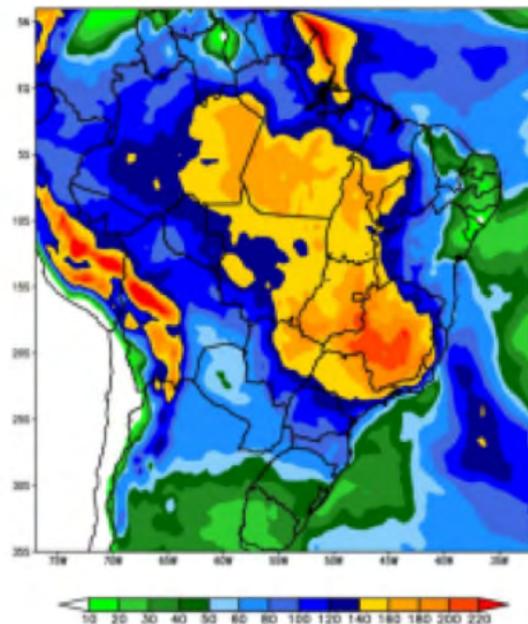
o volume de água nos reservatórios estará maior nos quatro submercados. Para a primeira quinzena de fevereiro/2022, observa-se grandes precipitações nas principais sub-bacias do submercado SE/CO e nas bacias do N e NE, com valores que podem se aproximar de 220 mm acumulados. Para a principal bacia hidrográfica do S, as precipitações podem chegar a 120 mm.

Anomalia de precipitação (mm) - JAN/2022

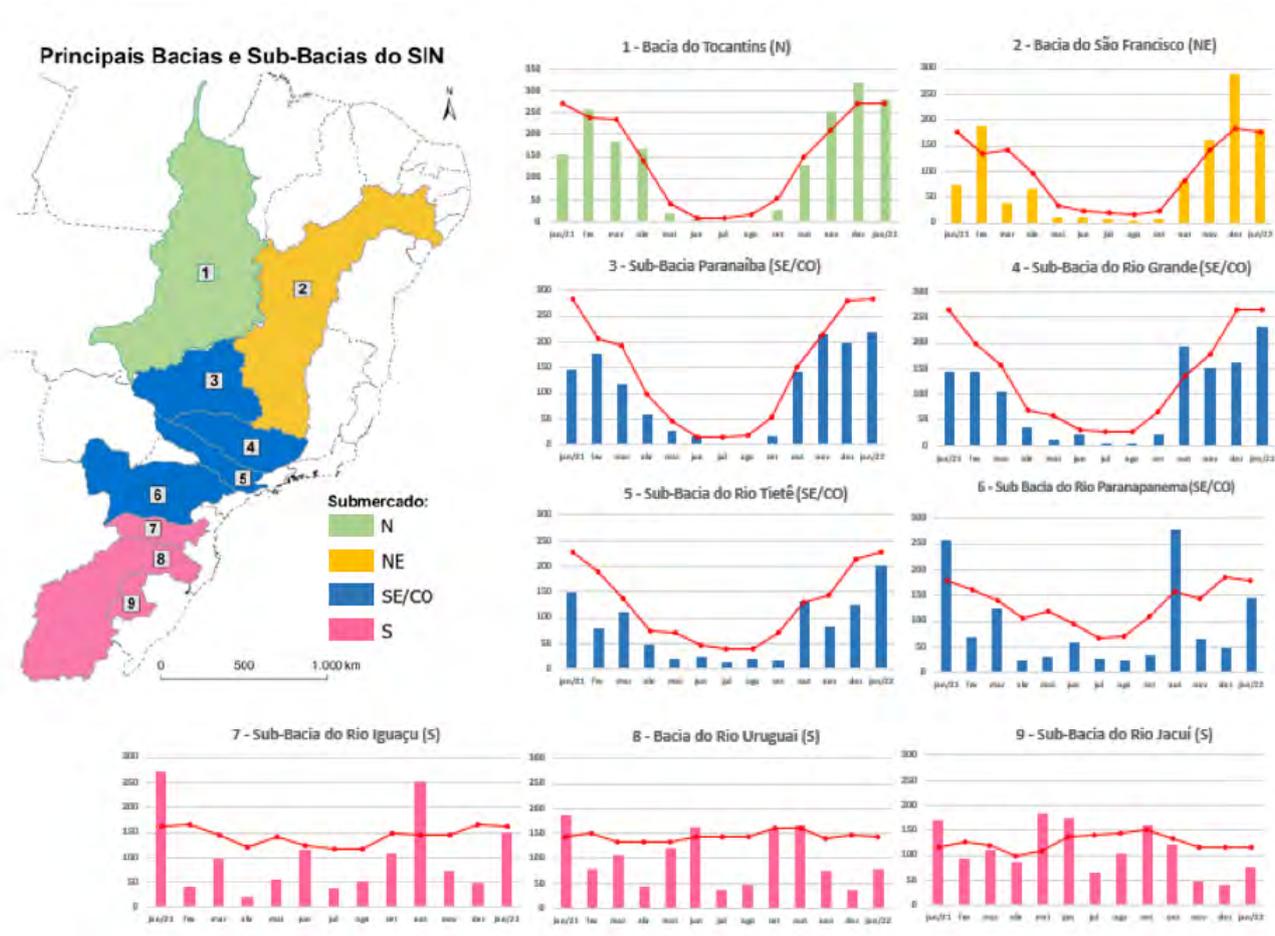


Fonte: INPE/CPTEC /INMET

Precipitação acumulada (mm) - 15 dias de FEV/2022



Precipitação nas principais bacias e sub-bacias do SIN (mm)

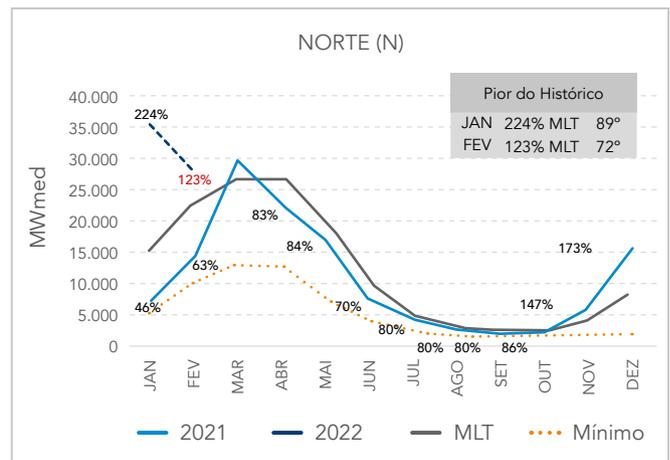
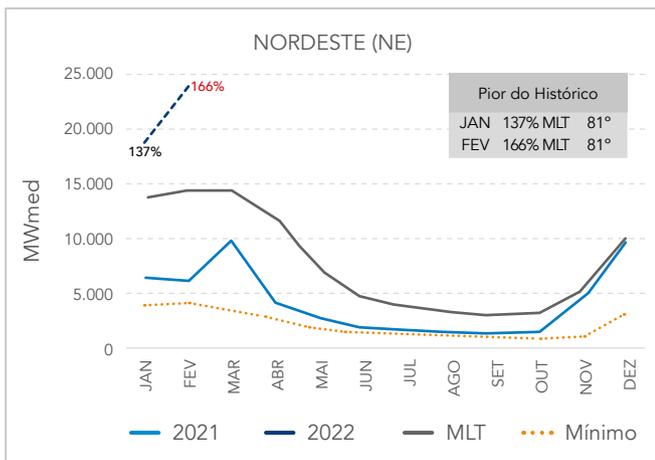
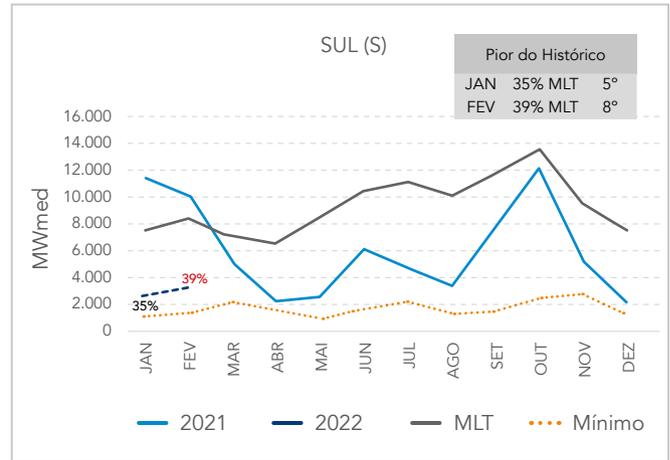
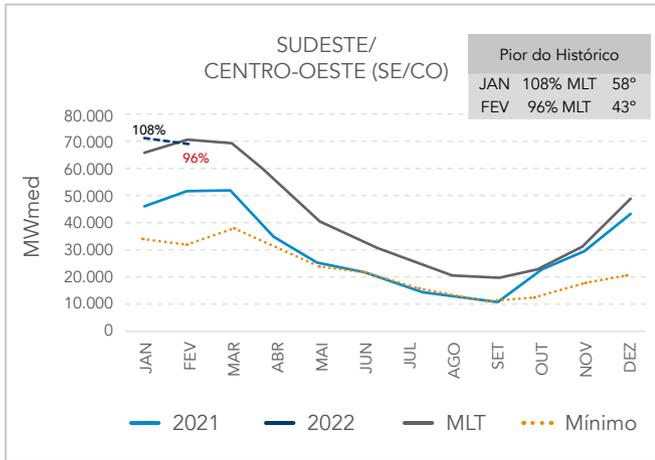


Fonte: Elaboração própria com dados do INPE/CPTEC

Energia Natural Afluenta – ENA

Em janeiro/2022, com exceção do S, as afluições nos demais submercados ficaram acima da média histórica. Isso refletiu um cenário desfavorável de afluição para o submercado S, que resultou no 5º pior na série histórica desse mês, com 35% MLT. A previsão de feve-

reiro/2022 mostra a ocorrência de afluições próximas à média histórica para o SE/CO, abaixo da MLT para o S e bem acima da MLT para os submercados NE e N. Destaca-se o resultado de afluições para o submercado S, que indica o 8º pior do histórico para o mês.



Fonte: Elaboração própria com dados ONS



Energia Armazenada – EAR

Em janeiro/2022, o SIN atingiu 48% da energia armazenada máxima. Esse fato se deve à melhora das afluições verificadas na maioria das bacias hidrográficas. Embora ainda abaixo da média histórica. Os submercados chegaram ao final do mês com armazenamento de 40% (SE/CO), 35% (S), 73% (NE) e 87% (N).

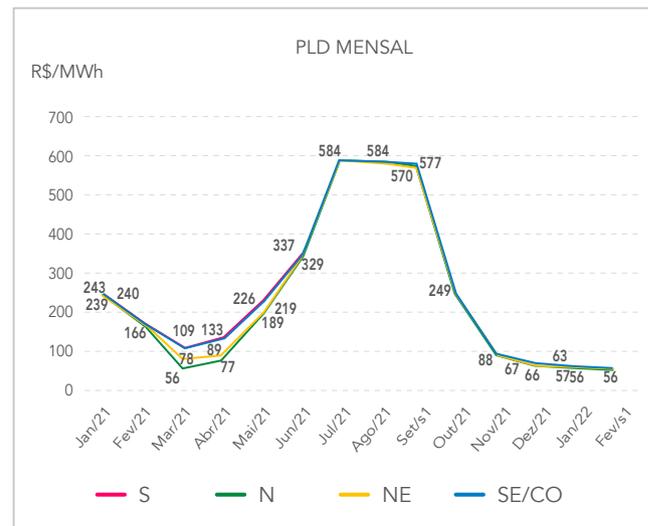
Em fevereiro/2022, a projeção mostra uma melhora significativa da EAR, que pode atingir 59% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios indica previsão de 59% (SE/CO), 32% (S), 79% (NE) e de 96% (N).



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

Com um cenário mais otimista, observou-se a redução do PLD estrutural em todos os submercados. Em janeiro/2022, o PLD mensal dos submercados SE/CO e S atingiu 62,9 R\$/MWh, no NE ficou em 57,2 R\$/MWh e no N ficou no piso, 55,7 R\$/MWh. O fator responsável por essa redução se deve à melhora das afluições nos submercados. Previsões do ONS indicam que as afluições devem permanecer em ascensão em fevereiro/2022. O PLD verificado para a 1ª semana operativa de fevereiro/2022 (período 29/01 a 04/02) atingiu o piso, que corresponde a 55,7 R\$/MWh, em todos os submercados. Com base na projeção da CCEE, é esperada a continuidade desse valor até o final do mês.

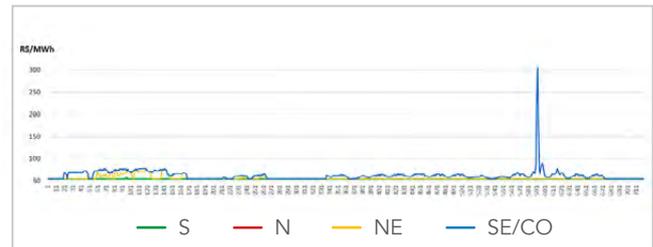


Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

Nota: Valores limites de PLD mensal – Teto: 646,58 R\$/MWh e Piso: 55,70 R\$/MWh.

Em janeiro/2022, o comportamento do PLD horário nos submercados SE/CO e S apresentou média mensal de 62,9 R\$/MWh com máximo de 306,6 R\$/MWh e mínimo de 55,7 R\$/MWh. Nos submercados NE e N observou-se uma contração da média mensal do PLD horário. O NE apresentou 57,2 R\$/MWh, com máximo de 76,9 R\$/MWh e mínimo de 55,7 R\$/MWh; e o N ficou em 55,7 R\$/MWh, com máximo 58,3 R\$/MWh e mínimo de 55,7 R\$/MWh. As variações são decorrentes de considerações da operação horária.

PLD Horário



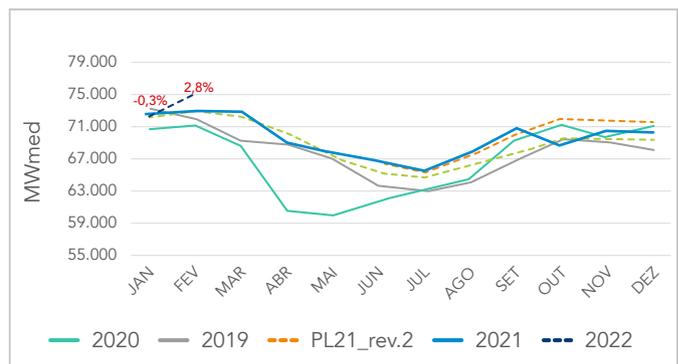
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

Nota: Valores limites de PLD horário – Teto: 1.326,50 R\$/MWh e Piso: 55,70 R\$/MWh.

Carga de Energia

Para janeiro/2022, a estimativa de crescimento da carga é de +2,6% (70.657 MWmed) em relação a dezembro/21. A carga para fechar janeiro/2022 reduziu -0,3% em relação a janeiro/2021 e a projetada para fevereiro/2022 deverá aumentar em +2,8% quando comparado ao mesmo mês do ano anterior.

Carga de Energia do SIN

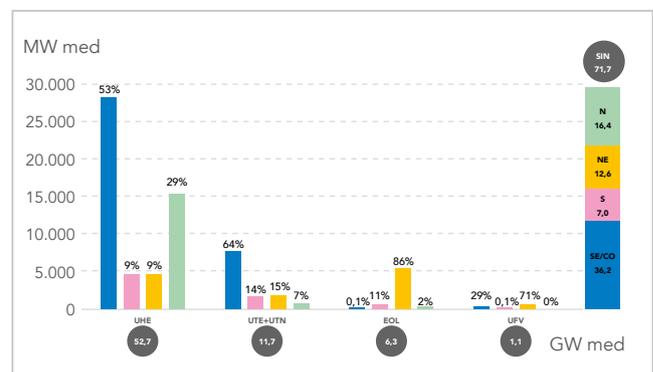


Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Atendimento à Carga

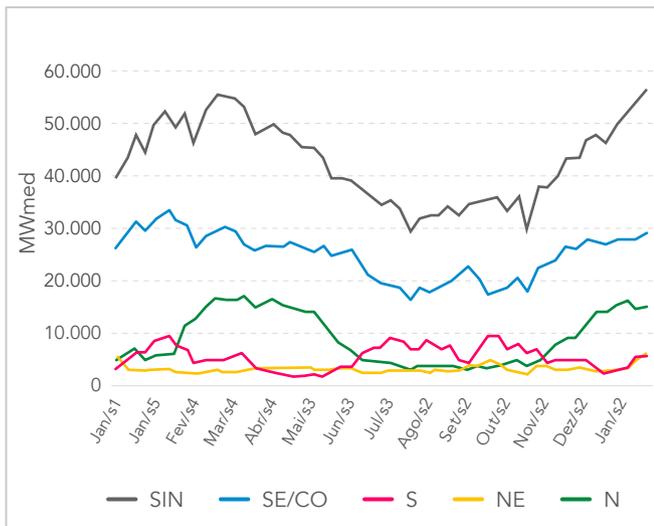
Em janeiro/2022, a geração hidrelétrica do SIN (52,7 GWmed) aumentou 13% em relação a dezembro/2021. Diante desse cenário, a geração térmica diminuiu em -20%, que retratou uma média de 9,7 GWmed. A geração eólica registrou 6,3 GWmed, o que representou uma redução de -23% em relação ao mês anterior. Já a fonte solar fotovoltaica teve uma geração de 1,1 GWmed, com uma elevação de +9% em relação a dezembro/2021. No acumulado do SIN, a geração hidrelétrica apresenta 52,7 GWmed e a térmica 11,7 GWmed, a geração intermitente corresponde a 6,3 GWmed e 1,1GWmed, eólica e solar fotovoltaica, respectivamente.

Geração Mensal



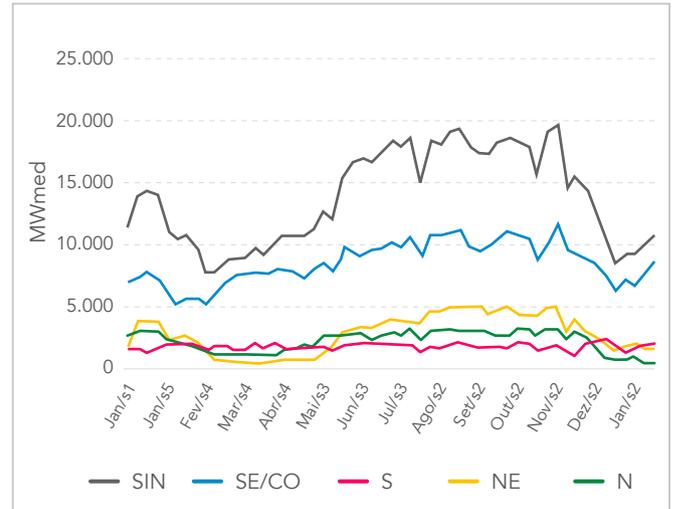
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

Geração Hidrelétrica



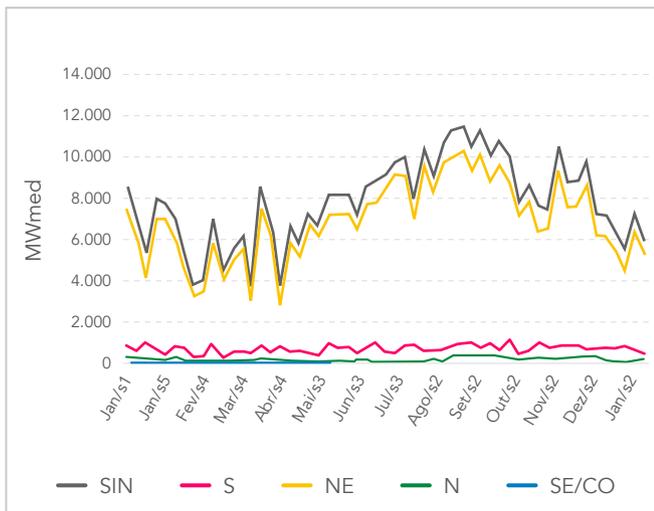
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Térmica



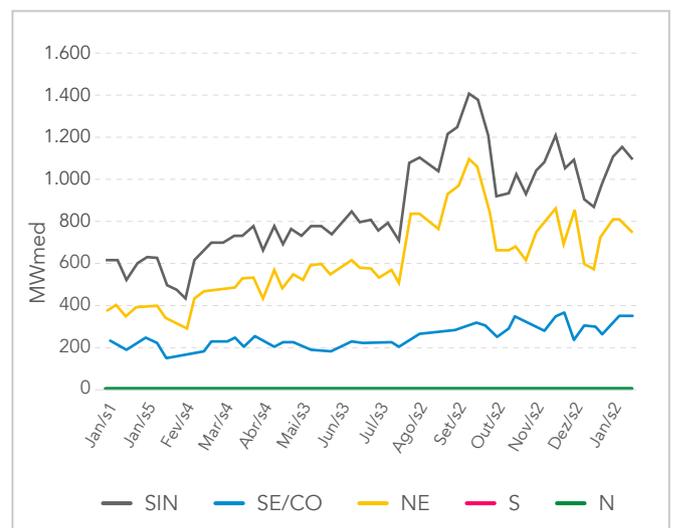
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Eólica



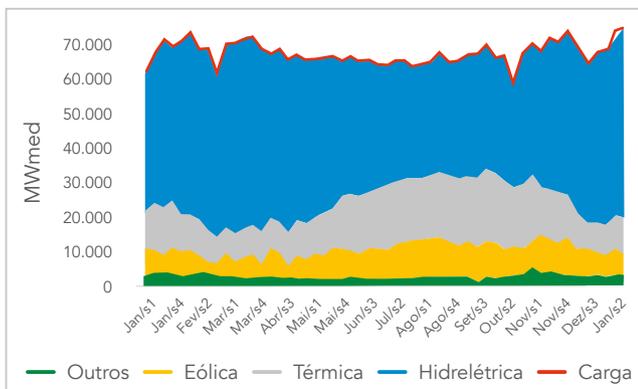
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Solar



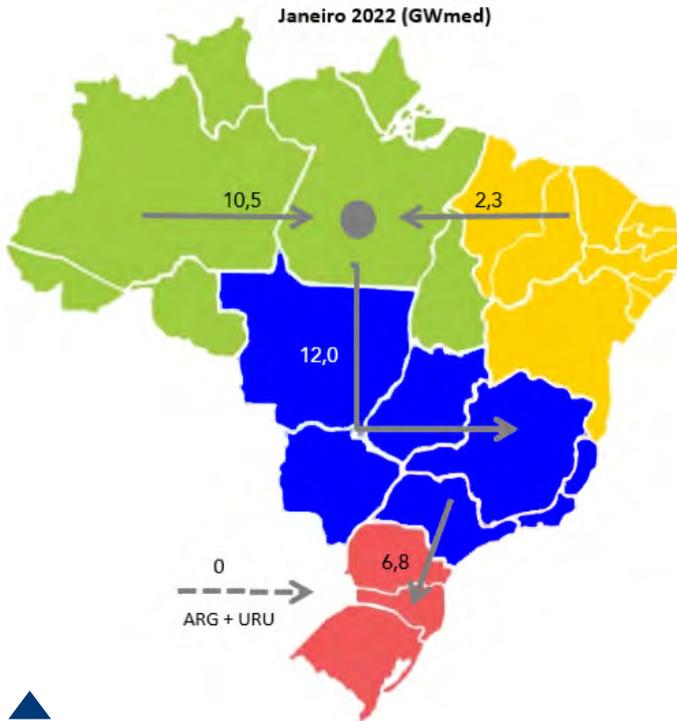
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Atendimento à Carga do SIN



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Com relação aos intercâmbios de energia entre os submercados, o fluxo líquido SE/CO-S foi de 6,8 GWmed de energia, em janeiro/2022. O SE/CO recebeu a maior parte da energia do N, com 9,6 GWmed, seguido pelo intercâmbio de energia proveniente do NE, com 2,3 GWmed. Já o N importou energia do NE, que equivaleu a 0,9 GWmed.



Inatercâmbio de Energia (GWmed)						
	SE/CO-S	N-SE/CO	N-NE	NE-SE/CO	SIN-ARG	SIN-URU
jan/21	2,4	4,6	-1,0	1,1	-0,7	-0,2
fev/21	2,1	5,5	1,5	0,0	-0,7	-0,2
mar/21	4,5	9,3	2,7	0,0	-0,1	0,0
abr/21	6,1	9,7	1,7	0,7	0,0	0,0
mai/21	7,0	9,1	0,6	1,3	0,1	0,0
jun/21	3,4	5,0	-1,5	1,9	-0,1	-0,3
jul/21	0,1	3,9	-2,6	2,8	-0,2	-0,4
ago/21	0,4	4,5	-3,7	3,5	-0,9	-0,4
set/21	-0,4	4,4	-3,9	4,0	-1,2	-0,5
out/21	-0,4	3,9	-2,5	3,0	-0,6	-0,5
nov/21	3,8	5,8	-1,1	2,6	-0,6	-0,3
dez/21	5,4	7,9	-0,1	1,9	0,0	-0,1
jan/22	6,8	9,6	0,9	2,3	0,0	0,0

Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Bandeiras Tarifárias

As bandeiras tarifárias têm a finalidade de sinalizar custos atuais para geração de energia elétrica aos consumidores faturados pelas distribuidoras. Esse sistema é composto pelas modalidades: verde, amarela e vermelha, que indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final. Com base na determinação da ANEEL, a bandeira tarifária escassez hídrica (142 R\$/MWh) vai perdurar até abril deste ano. Esse patamar

foi criado por determinação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia. Ressalta-se que, desde dezembro/2021, a bandeira tarifária verde tem sido aplicada apenas para os consumidores que recebem o benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

Bandeiras Tarifárias (valores em R\$/MWh)												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2019	0	0	0	0	10,00	0	15,00	40,00	40,00	15,00	41,69	13,43
2020	13,43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62,43
2021	13,43	13,43	13,43	13,43	41,69	62,43	62,43	62,43	142,00	142,00	142,00	142,00
2022	142,00	142,00										

Nota 1: No período de junho a novembro de 2020 a bandeira verde ficou acionada devido a uma decisão da Aneel como medida emergencial por conta da pandemia da Covid-19.

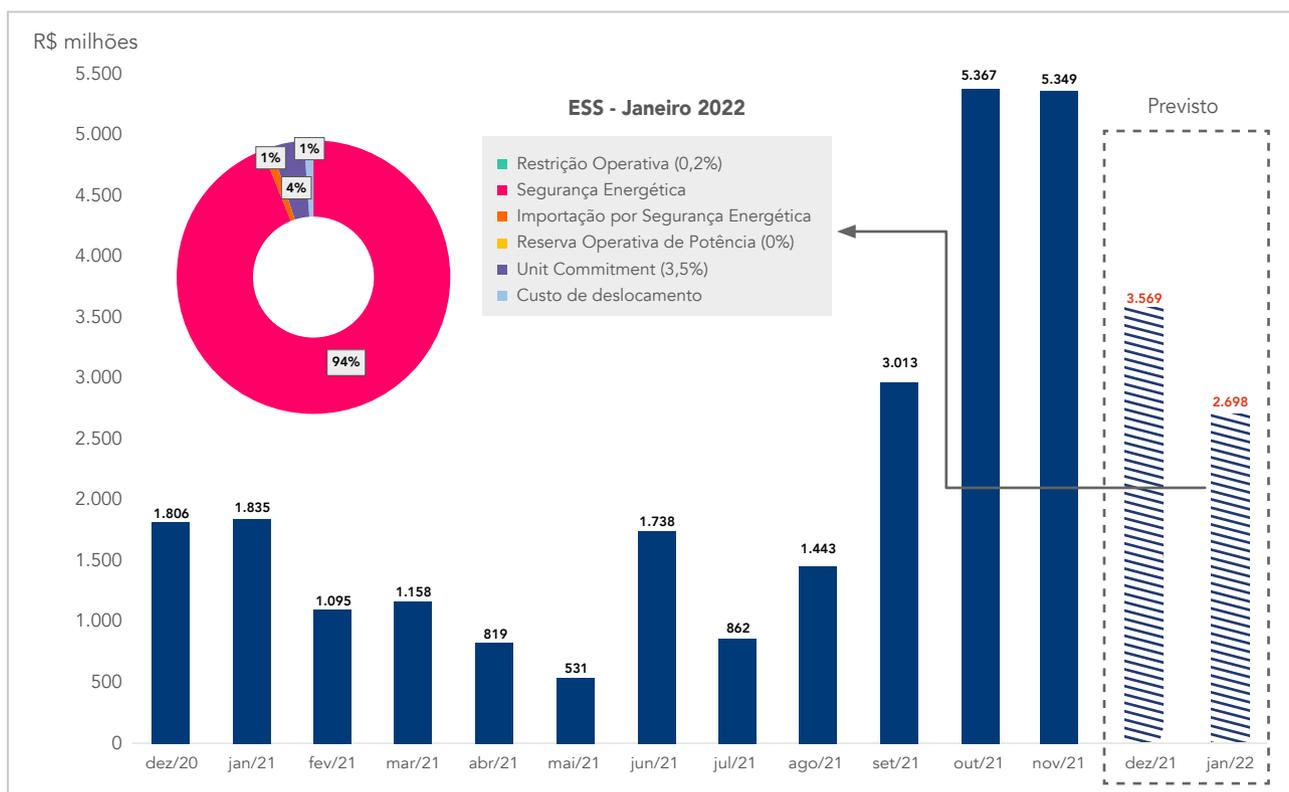
Nota 2: Conforme determinação da CREG está acionada a Bandeira Tarifária Escassez Hídrica de setembro de 2021 até abril de 2022.

Fonte: Elaboração própria com dados ANEEL.

Encargo de Serviço do Sistema - ESS

O recebimento de encargos estimado para janeiro/2022 totalizou R\$ 2,7 bilhões, que contou com uma oferta adicional de R\$ 367 milhões. Após três meses com incrementos significativos, esse valor total representa uma redução por conta da melhora das chuvas nas principais bacias do SIN, que equivale a -24,4% nos gastos em relação a dezembro/2021. Cenário que reflete um menor peso do custo do despacho das termelétricas

que vai para encargos. De forma que os gastos com segurança energética foram atenuados se comparados ao mês anterior, ficando em torno de R\$ 2,2 bilhões. Essa componente se destaca como a maior parcela dos encargos, que consiste nas parcelas de geração térmica (94%) e de importação (1%), seguida pelas componentes do custo de deslocamento (1%), unit commitment (4%) e restrição operativa (0,14%).



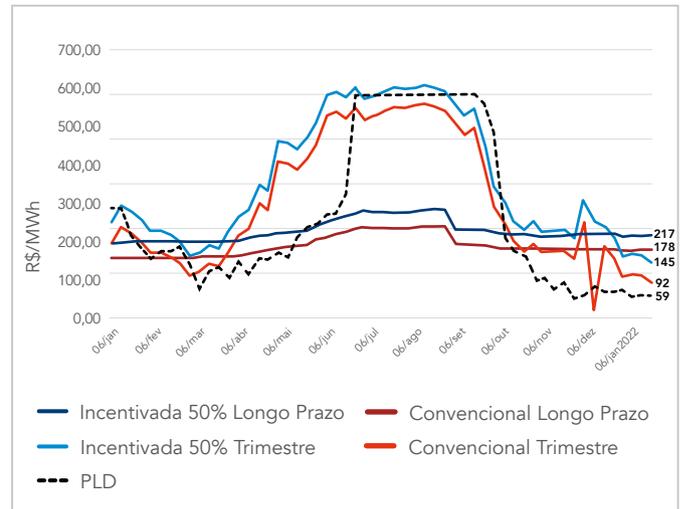
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

Preços de Contrato no ACL

Os índices de preço são apresentados com base nas métricas do pool de preços apuradas semanalmente pela DCIDE. Para a última semana de janeiro/2022, o índice trimestral (agrega os produtos de fevereiro a abril de 2022) para a fonte convencional foi medido em 92 R\$/MWh, apresentando variação negativa mensal em torno de -14,9%. De forma similar, o produto trimestre da incentivada 50% foi medido em torno de 145 R\$/MWh, registrando variação de -10,3% no mês.

As energias convencional e incentivada 50% nos próximos quatro anos (2023 a 2026 - longo prazo) registraram variações positivas próximas de +1,6% na comparação mensal. O PLD apresentou declínio de -17,9% neste mês de janeiro/2022.

Curva Forward - Mercado Livre



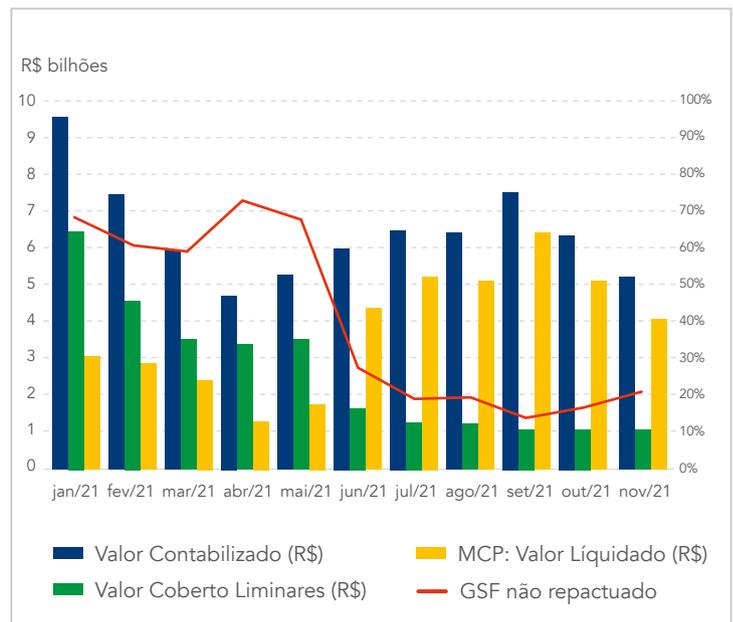
Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE.



Liquidação na CCEE

Em novembro/2021, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP) do setor elétrico movimentou R\$ 4,1 bilhões do total de R\$ 5,2 bilhões contabilizados. Do valor não pago na operação financeira desse mês, além dos valores ainda relacionados às liminares do GSF (R\$ 1,1 bilhão) no mercado livre, R\$ 56 milhões já correspondem aos parcelamentos para repactuação e apenas R\$ 84 milhões referem-se à inadimplência.

Inadimplência na CCEE



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.



Glossário de Siglas

[CLIQUE E CONFIRA](#)

Mantenedores

Ouro



Prata





www.fgv.br/energia