



INFORME
**ENERGIA
ELÉTRICA**

NOVEMBRO 2021

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

PRODUÇÃO*Coordenação*

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

Execução

Bruno Madureira

Carlos Quintanilha

Este informe apresenta aspectos do atendimento energético ao Sistema Interligado Nacional (SIN) até o mês de novembro de 2021 e projeções para dezembro de 2021.

Destaques do Setor Elétrico

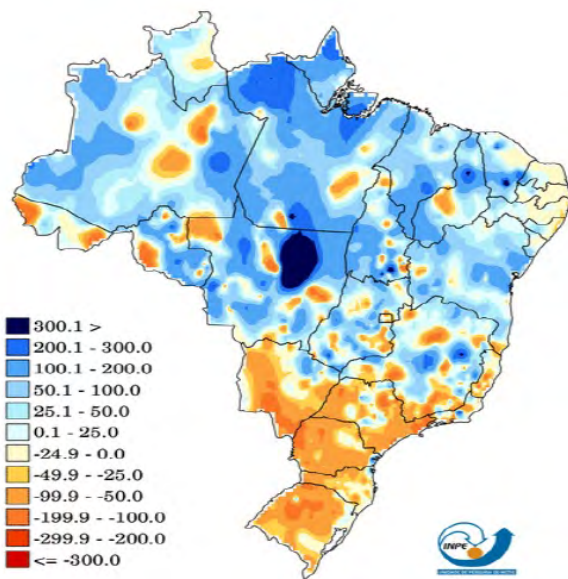
- (ANEEL) A regulação normativa para o funcionamento de usinas híbridas e associadas foi aprovada pela Aneel. O normativo permite combinações de fontes de geração, sejam elas de usinas fotovoltaicas (UFV), eólicas (EOL), hidrelétricas grandes e pequenas (UHE/PCH) e termelétricas (UTE); e traz as definições e as regras para a outorga desses empreendimentos e para a contratação do uso dos sistemas de transmissão, além de definir a forma de tarifação dessas usinas e da aplicação dos descontos legais nas tarifas de uso do sistema de transmissão, a serem aprovadas em breve. A vigência dessa regulamentação iniciará em janeiro de 2022.
- (ANEEL) Em dezembro, a bandeira tarifária verde será aplicada apenas para os consumidores que recebem o benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Essa bandeira indica condições favoráveis de geração de energia elétrica, logo, não há acréscimos na tarifa. Para os demais consumidores de energia elétrica permanece a bandeira vigente de Escassez Hídrica.
- (CCEE) Estudo revela que SP, MG e RS lideram lista de estados com maior potencial de novas migrações para o mercado livre. Os consumidores identificados são empresas de grande e médio porte, como indústrias, shoppings ou redes de supermercados que podem alcançar carga acima de 500 kW, a demanda mínima exigida atualmente para operar no segmento.
- (Canal Solar) Após sofrer alterações no Senado Nacional, o Projeto de Lei 5.829/2019, que prevê a criação de uma legislação própria para o segmento de micro e minigeração distribuída (MMGD), deve retornar à Câmara dos Deputados para uma nova apreciação ainda em 2021.
- (FGV) A FGV Energia realizou o webinar “O Brasil pós COP26” para discutir o que foi apresentado na 26ª edição da Conferência das Partes com especialistas que estiveram presentes nesse evento. Esse webinar está disponível acessando o link: <https://fgvenergia.fgv.br/eventos/o-brasil-pos-cop26>

Climatologia

Durante o mês de novembro/2021, parte das bacias hidrográficas de interesse do SIN apresentaram anomalia negativa de chuva. As maiores precipitações foram observadas nas bacias dos rios Tocantins, São Francisco e Paranaíba, que apresentaram totais iguais ou superiores à média histórica (MLT). Nas demais bacias hidrográficas, a precipitação foi inferior à média histórica do

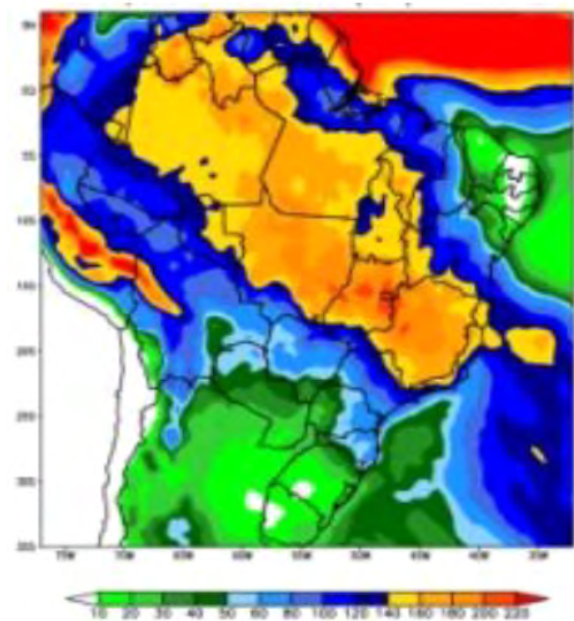
mês. Destaca-se o submercado S e parte do SE/CO com o cenário hidrológico recessivo. Para a primeira quinzena de dezembro/2021, observa-se o aumento de precipitações nas principais bacias do N, NE e em parte das sub-bacias do submercado SE/CO, com valores até 200 mm acumulados. Para a principal bacia hidrográfica do S, as precipitações podem chegar a 50 mm.

Anomalia de precipitação (mm) - NOV/2021



Fonte: INPE/CPTEC /INMET

Precipitação acumulada (mm) - 15 dias de DEZ/2021



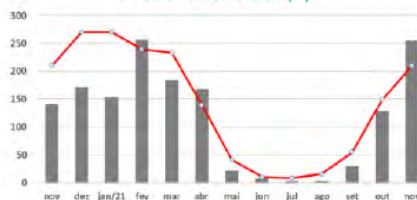
Precipitação nas principais bacias e sub-bacias do SIN

Principais Bacias e Sub-Bacias do SIN

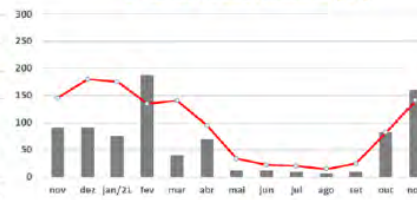
■ Precipitação (mm)
 — MLT (mm)



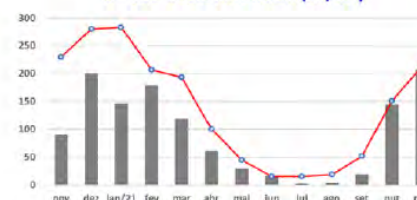
1 - Bacia do Tocantins (N)



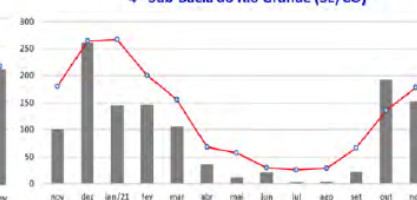
2 - Bacia do São Francisco (NE)



3 - Sub-Bacia Paranaíba (SE/CO)



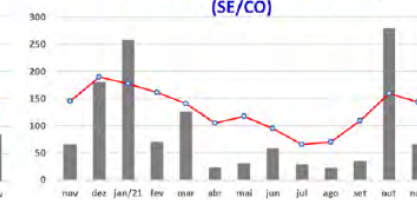
4 - Sub-Bacia do Rio Grande (SE/CO)



5 - Sub-Bacia do Rio Tietê (SE/CO)



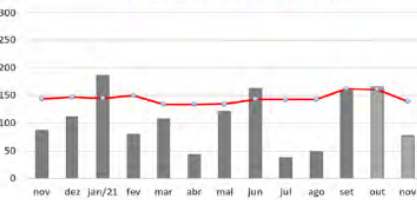
6 - Sub Bacia do Rio Paranapanema (SE/CO)



7 - Sub-Bacia do Rio Iguaçu (S)



8 - Bacia do Rio Uruguai (S)



9 - Sub-Bacia do Rio Jacuí (S)

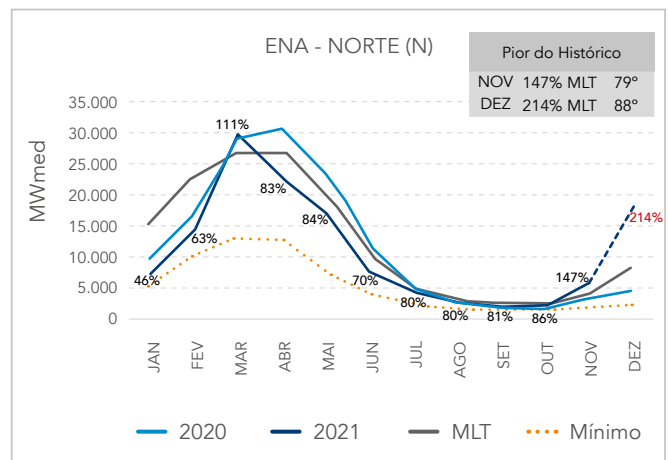
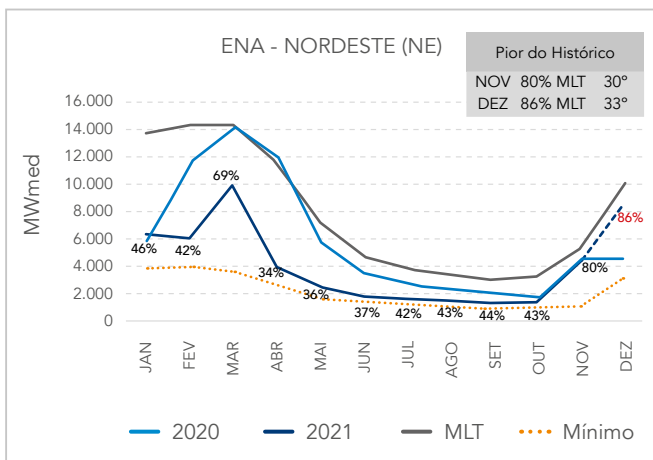
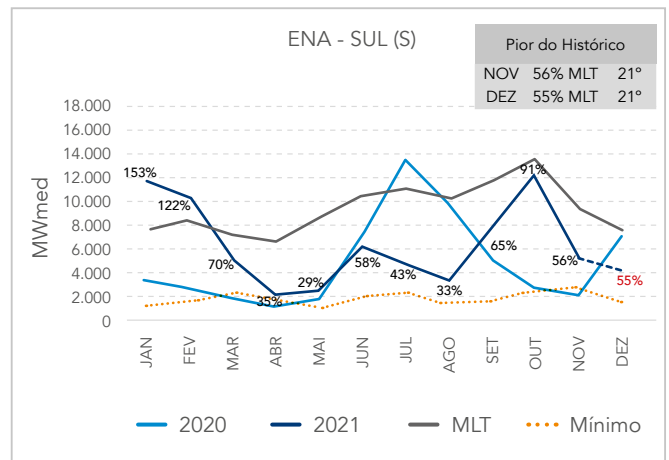
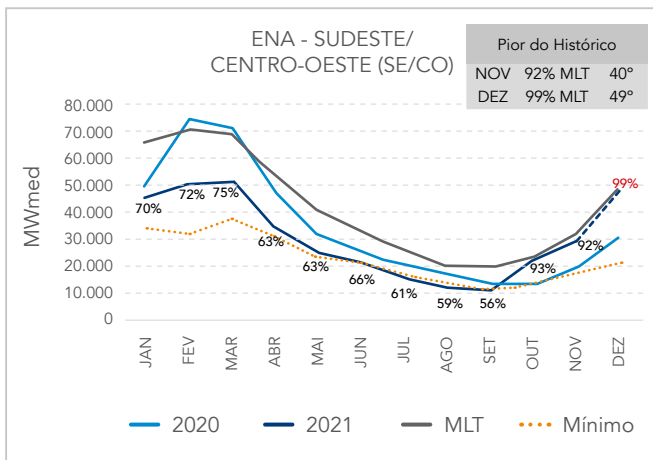


Fonte: Elaboração própria com dados do INPE/CPTEC

Energia Natural Afluenta – ENA

Em novembro/2021, com exceção do submercado N, as afluências nos demais submercados permaneceram abaixo da média histórica. Diferente dos outros submercados, o S apresenta um cenário desfavorável, refletindo o 21º pior resultado de afluição para a série histórica desse mês, com 56% MLT. As proje-

ções para dezembro/2021 indicam a ocorrência de afluições abaixo da MLT para os submercados S e NE, na média histórica para o SE/CO e acima da MLT para o N. Destaca-se o pior resultado de afluições para o submercado S, correspondendo ao 21º para o mês.



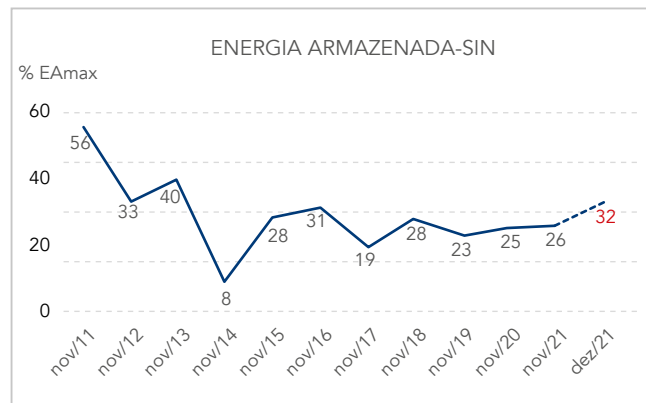
Fonte: Elaboração própria com dados ONS



Energia Armazenada – EAR

Em novembro/2021, o SIN atingiu 26% da energia armazenada máxima. Esse fato se deve às aflúências abaixo da média histórica verificadas na maioria das bacias hidrográficas. Os submercados chegaram ao final do mês com armazenamento de 20% (SE/CO), 54% (S), 38% (NE) e 33% (N).

Em dezembro/2021, a projeção mostra uma melhora da EAR, em que pode atingir 32% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios indica previsão de 26% (SE/CO), 50% (S), 48% (NE) e de 41% (N).

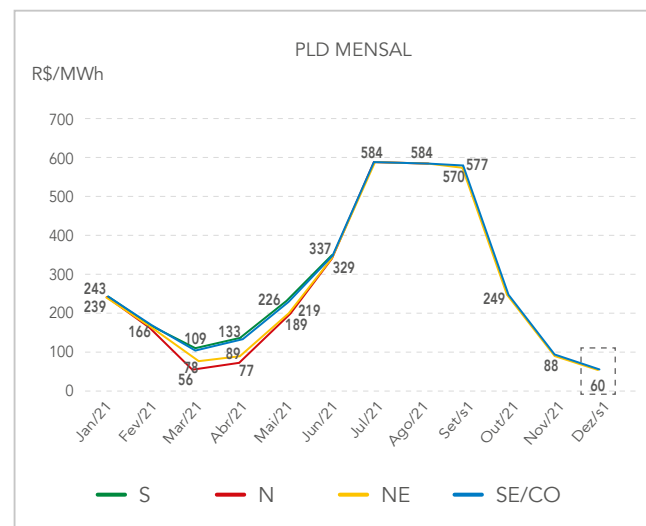


Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

Desde outubro/2021, tem-se observado uma redução significativa do PLD em todos os submercados. Em novembro/2021, o PLD atingiu 88 R\$/MWh. O fator responsável por essa redução se deve à melhora das aflúências nos submercados. Previsões do ONS indicam que as aflúências devem permanecer em ascensão, exceto para o submercado S, em dezembro.

O PLD verificado para a 1ª semana operativa de dezembro/2021 (período 04/12 a 10/12) atingiu 60 R\$/MWh para todos os submercados. É esperado a redução desse valor até o final desse mês.

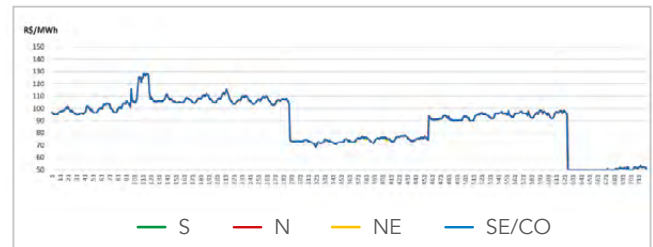


Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

Nota: Valores limites de PLD mensal – Teto: 584 R\$/MWh e Piso: 50 R\$/MWh.

Em novembro/2021, o comportamento do PLD horário nos submercados SE/CO, S, NE e N apresentou uma média mensal de 88 R\$/MWh com máximo de 128 R\$/MWh e mínimo de 50 R\$/MWh. As variações são decorrentes de considerações da operação horária.

PLD Horário



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

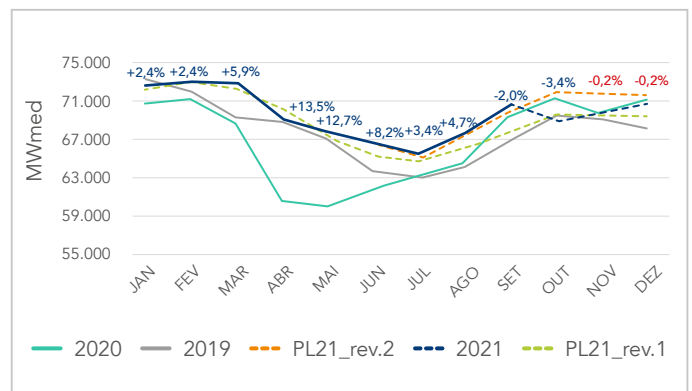
Nota: Valores limites de PLD horário – Teto: 1.142 R\$/MWh e Piso: 50 R\$/MWh.



Carga de Energia

Para novembro/2021, a estimativa de crescimento da carga é de +1,2% (69.586 MWmed) em relação a outubro/21. A carga para fechar novembro/2021 reduziu -0,2% em relação a novembro/2020 e a projetada para dezembro/ 2021 deverá reduzir em -0,2% quando comparado ao mesmo mês do ano passado.

Carga de Energia do SIN



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

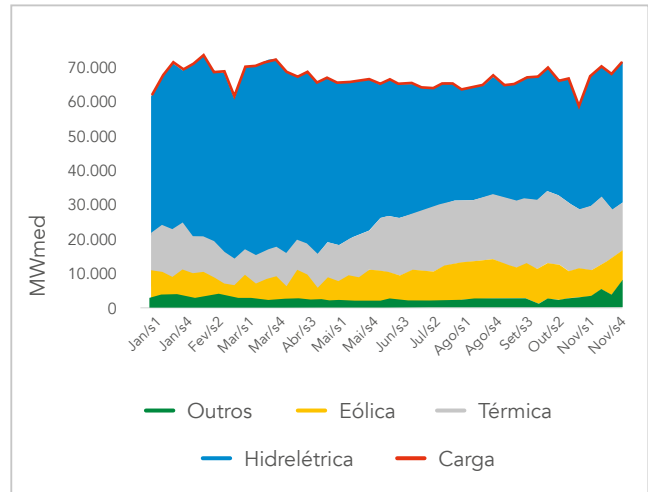


Atendimento à Carga

Em novembro/2021, a geração hidrelétrica do SIN (41,9 GWmed) aumentou 23,9% em relação a outubro/2021. Diante desse cenário, a geração térmica diminuiu em -1,6%, com uma geração média de 17,5 GWmed. A geração eólica registrou 8,6 GWmed, o que representou uma redução de -8,6% em relação ao mês passado. Já a fonte solar fotovoltaica teve uma geração de 1,1 GWmed, com uma elevação de +6,7% em relação a outubro/2021.

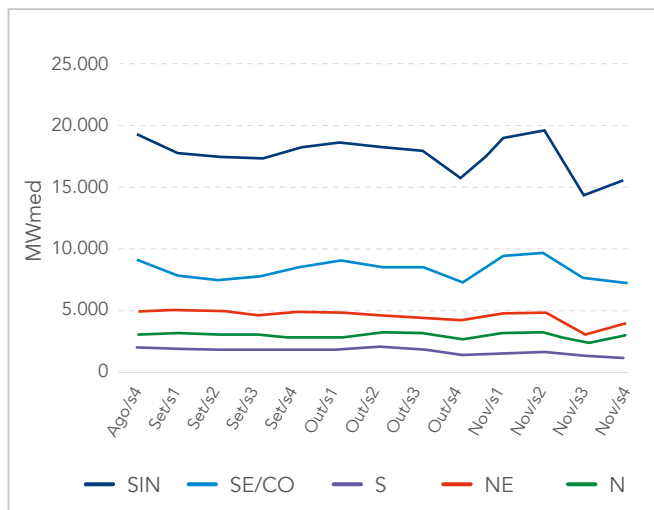
Com relação aos intercâmbios de energia entre os submercados, o fluxo líquido SE/CO-S foi de 3,8 GWmed de energia, em novembro/2021. Já o SE/CO recebeu a maior parte da energia do N, com 5,8 GWmed, seguido pelo intercâmbio de energia proveniente do NE, com 2,6 GWmed. Já o N importou energia do NE, que equivaleu a 1,1 GWmed.

Atendimento à Carga do SIN



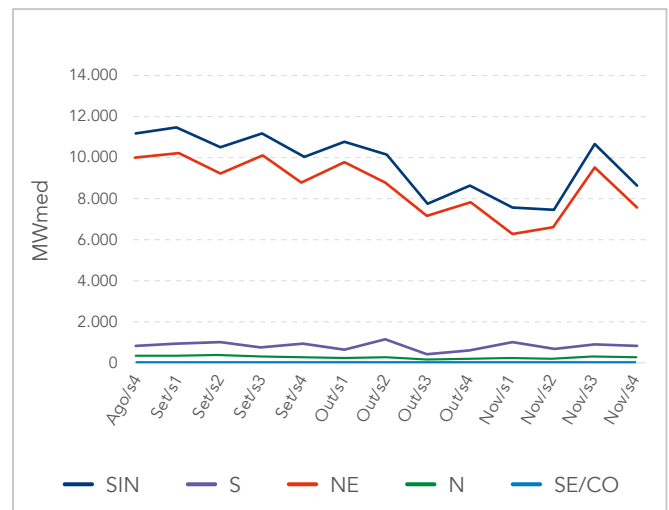
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Térmica



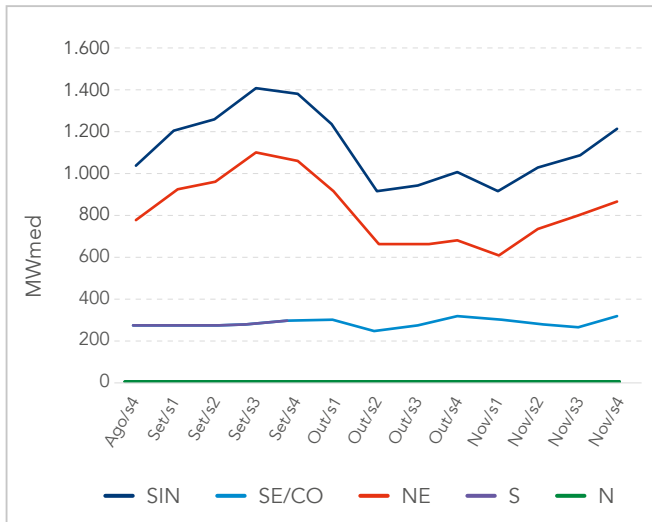
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Eólica



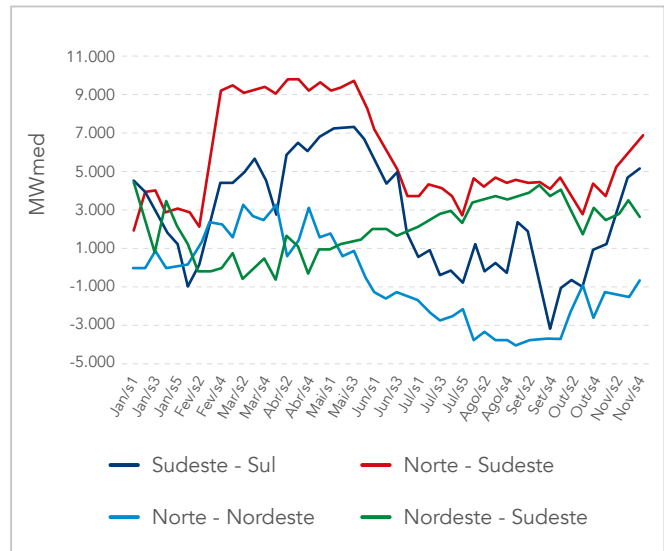
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Solar



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Intercâmbios de Energia



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Bandeiras Tarifárias

Com base na determinação da Aneel, a bandeira tarifária escassez hídrica (R\$ 14,20 por 100 kWh consumidos) permanece em dezembro/2021, e esse valor vai perdurar até abril de 2022. 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. Excepcionalmente no mês de dezembro/2021, a bandeira tarifária verde será aplicada para os consumidores que recebem o benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

Mês	Bandeira	Tarifária	Mês	Bandeira	Tarifária	Mês	Bandeira	Tarifária
jan/19	Amarela	Amarela	jan/20	Amarela	Amarela	jan/21	Amarela	Amarela
fev/19	Verde	Verde	fev/20	Verde	Verde	fev/21	Amarela	Amarela
mar/19	Verde	Verde	mar/20	Verde	Verde	mar/21	Amarela	Amarela
abr/19	Verde	Verde	abr/20	Verde	Verde	abr/21	Amarela	Amarela
mai/19	Verde	Verde	mai/20	Verde	Verde	mai/21	Vermelha P1	Vermelha P1
jun/19	Verde	Verde	jun/20	Verde	Verde	jun/21	Vermelha P2	Vermelha P2
jul/19	Amarela	Verde	jul/20	Verde	Verde	jul/21	Vermelha P2	Vermelha P2
ago/19	Vermelha P1	Verde	ago/20	Verde	Verde	ago/21	Vermelha P2	Vermelha P2
set/19	Vermelha P1	Verde	set/20	Verde	Verde	set/21	Escassez Hídrica	Escassez Hídrica
out/19	Amarela	Verde	out/20	Verde	Verde	out/21	Escassez Hídrica	Escassez Hídrica
nov/19	Vermelha P1	Verde	nov/20	Verde	Verde	nov/21	Escassez Hídrica	Escassez Hídrica
dez/19	Amarela	Vermelha P2	dez/20	Vermelha P2	Vermelha P2	dez/21	Escassez Hídrica	Escassez Hídrica

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 deste ano até abril de 2022.

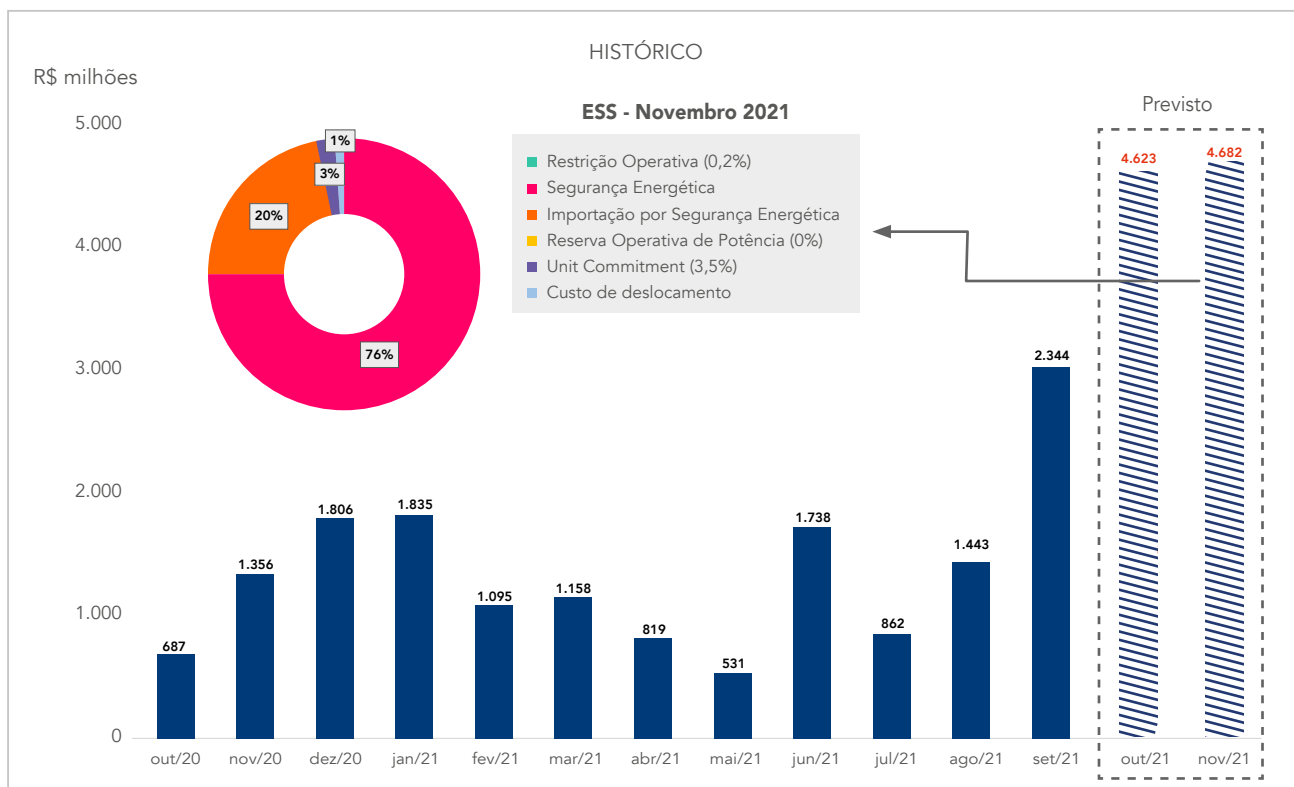
Fonte: Elaboração própria com dados ANEEL.

Encargo de Serviço do Sistema - ESS

O recebimento de encargos estimado para novembro/2021 totalizou R\$ 4,64 bilhões. Esse valor representa um aumento de quase 1,5% nos gastos em relação a outubro/2021, sendo o maior valor observado nos últimos 12 meses. Diante de um ano com a pior hidrologia dos últimos 91 anos, somado ao incremento dos preços dos combustíveis, os gastos com encargos permanecem intensificados devido ao acionado de usinas fora da

ordem de mérito para atendimento à carga. Os gastos com segurança energética se mantiveram elevados se comparados ao mês anterior, em torno de R\$ 4,5 bilhões. Essa componente se destaca como a maior parcela dos encargos, que engloba as parcelas de geração térmica (76%) e de importação (20%), seguida pelas componentes do custo de deslocamento (1%), unit commitment (3%) e restrição operativa (0,1%).

Encargo de Serviço do Sistema



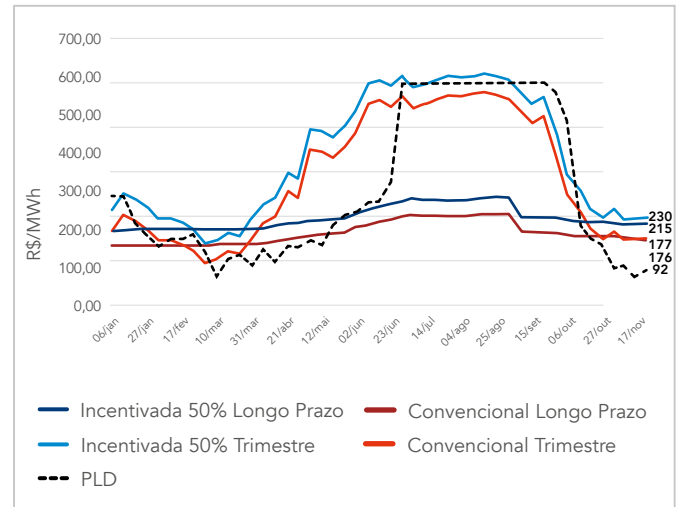
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

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 novembro/2021, o índice trimestral (agrega os produtos de dezembro/2021 a fevereiro/2022) para a fonte convencional foi medido em 176 R\$/MWh, apresentando variação mensal negativa em torno de -12,89%. O produto trimestre da incentivada 50% foi medido em 230 R\$/MWh, registrando variação de -9,33% no mês. Em relação a outubro/2021, a variação do PLD apresentou redução de -47,02% neste mês.

As energias convencional e incentivada 50% nos próximos quatro anos (2023 a 2026 - longo prazo) registraram variações negativas de aproximadamente -1,86% e -1,56% na comparação mensal.

Curva Forward - Mercado Livre



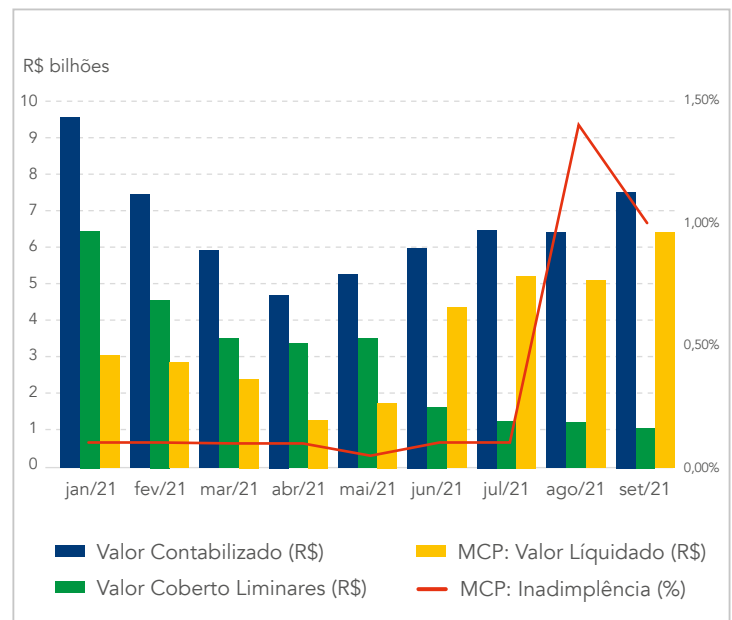
Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE.



Liquidação na CCEE

Em setembro/2021, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP) do setor elétrico movimentou R\$ 6,5 bilhões do total de R\$ 7,5 bilhões contabilizados. O resultado foi influenciado pela liberação de R\$ 200,8 milhões relacionados ao GSF. O valor foi pago por 17 agentes, com isso, o montante retido chega a R\$ 1,1 bilhão. Além disso, houve o não pagamento de R\$ 61,3 milhões relacionados aos parcelamentos da repactuação e R\$ 702 mil referentes a outros valores.

Inadimplência na CCEE



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.



Glossário de Siglas

[CLIQUE E CONFIRA](#)

Mantenedores

Ouro



Prata





www.fgv.br/energia