



INFORME

ENERGIA ELÉTRICA

SETEMBRO 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

Angélica dos Santos

Gláucia Fernandes

João Teles

João Victor Marques Cardoso

Matheus Felipe Ayello Leite

Paulo César Fernandes da Cunha

Pesquisadora Associada

Flávia Porto

PRODUÇÃO*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Thatiane Araciro

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

Destaques do Setor Elétrico

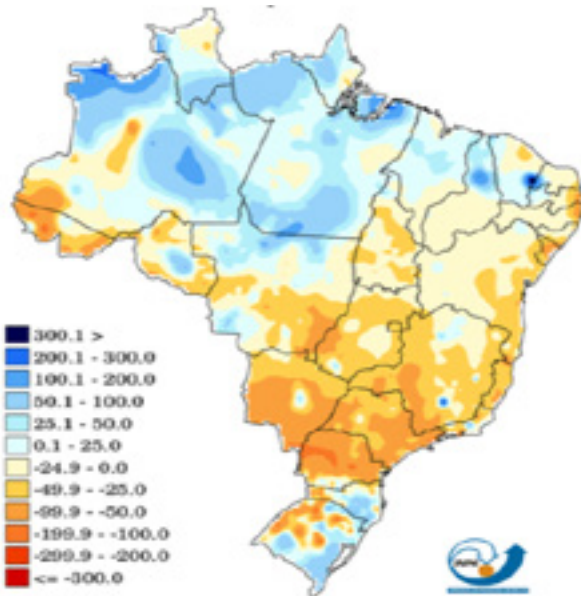
- (Folha de São Paulo) Segundo especialistas do setor elétrico, a chegada das chuvas no Sul do país e medidas emergenciais afastam risco de racionamento. Essas chuvas ajudaram a recuperar os reservatórios localizados nessa região e poderão oferecer um reforço ao sistema na geração de energia em eventuais momentos.
- (CCEE) O consumo de energia demonstrou estabilidade no mês de setembro. O país utilizou 65.176 MWmed do SIN, volume que representa uma oscilação de 0,1% na comparação com o mesmo período de 2020. As projeções da CCEE indicam um consumo equilibrado para o segundo semestre, com índices de avanço menores do que os registrados na primeira metade deste ano.
- (CCEE) Durante o último encontro PLD foram apresentados cenários de valor médio do PDL para o submercado Sudeste/Centro-Oeste. Para 2021, a projeção de PLD médio é de 314 R\$/MWh, com expectativa de 254 R\$/MWh para 2022. O cenário mais otimista aponta para 277 R\$/MWh em 2021 e de média de 150 R\$/MWh em 2022. Já na avaliação mais pessimista o valor médio fica em 333 R\$/MWh em 2021 e de 284 R\$/MWh em 2022.
- (Folha de São Paulo) Como parte das medidas para o enfrentamento da crise, a linha de transmissão Janaúba teve suas operações antecipadas para setembro, com cinco meses de antecedência em relação ao prazo previsto. O projeto tem capacidade para transportar 1,6 mil MW (consumo aproximado de 5 milhões de pessoas) do Nordeste para o Centro-Sul.
- (Canal Energia) As associações Abdan, ABEEólica, Abemi, Abiape, Abrace, Abraceel, Abradee, Absolar, Anace e Apine lançaram um manifesto contra emendas à MP da crise hídrica. Esse manifesto foi direcionado aos parlamentares alertando sobre aumentos dos custos de energia que virão em caso de aprovação do relatório da MP 1.055/2021.
- (Canal Energia) A Aneel e a CCEE vem conduzindo estudos para detalhar como será a abertura para consumidores que estão abaixo dos 500 kV. A expansão do mercado livre na baixa tensão depende de mudança de lei.
- (FGV) A FGV Energia realizou o webinar “Energia em Foco | Flexibilidade: planejamento, contratação e operação”. Esse evento reuniu especialistas do setor para discutir o benefício do potencial das fontes eólica e solar no enfrentamento da escassez hídrica vivenciada no país. A gravação pode ser acessada pelo link: <https://fgvenergia.fgv.br/eventos/flexibilidade-planejamento-contratacao-e-operacao>

Climatologia

Em setembro/2021, as chuvas nas principais bacias hidrográficas ficaram abaixo da média histórica (MLT). Com exceção das bacias do S, as demais bacias hidrográficas de interesse do SIN apresentaram anomalia negativa de chuva. As maiores precipitações foram observadas nas bacias dos rios Iguazu, Uruguai e Jacuí. Destaca-se o submercado SE/CO com a permanência do cenário hidrológico recessivo e ainda se observa os baixos níveis de

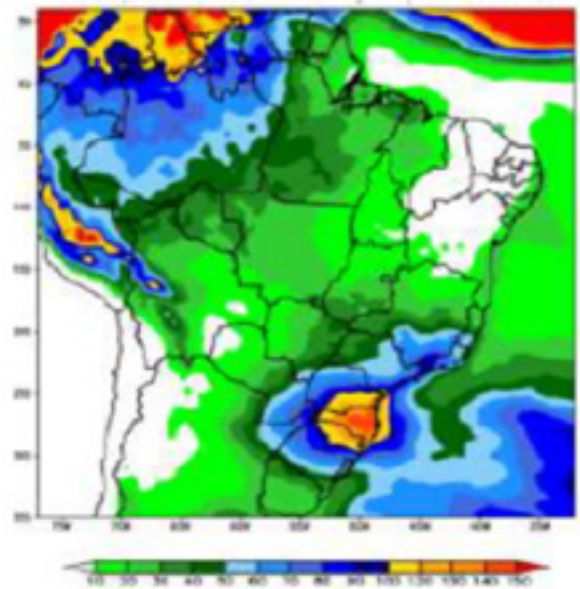
precipitação nos rios das bacias e sub-bacias do N e NE. Para a primeira quinzena de outubro/2021, a permanência de baixas precipitações ainda é observada nas principais bacias dos submercados N e NE com valores até 40 mm acumulados, já para parte das sub-bacias do SE/CO pode ser observar maiores precipitações com valores até 80 mm acumulados. Para as bacias hidrográficas do S, as precipitações podem ser significativas e chegar a 150 mm.

Anomalia de precipitação (mm) - SET/2021

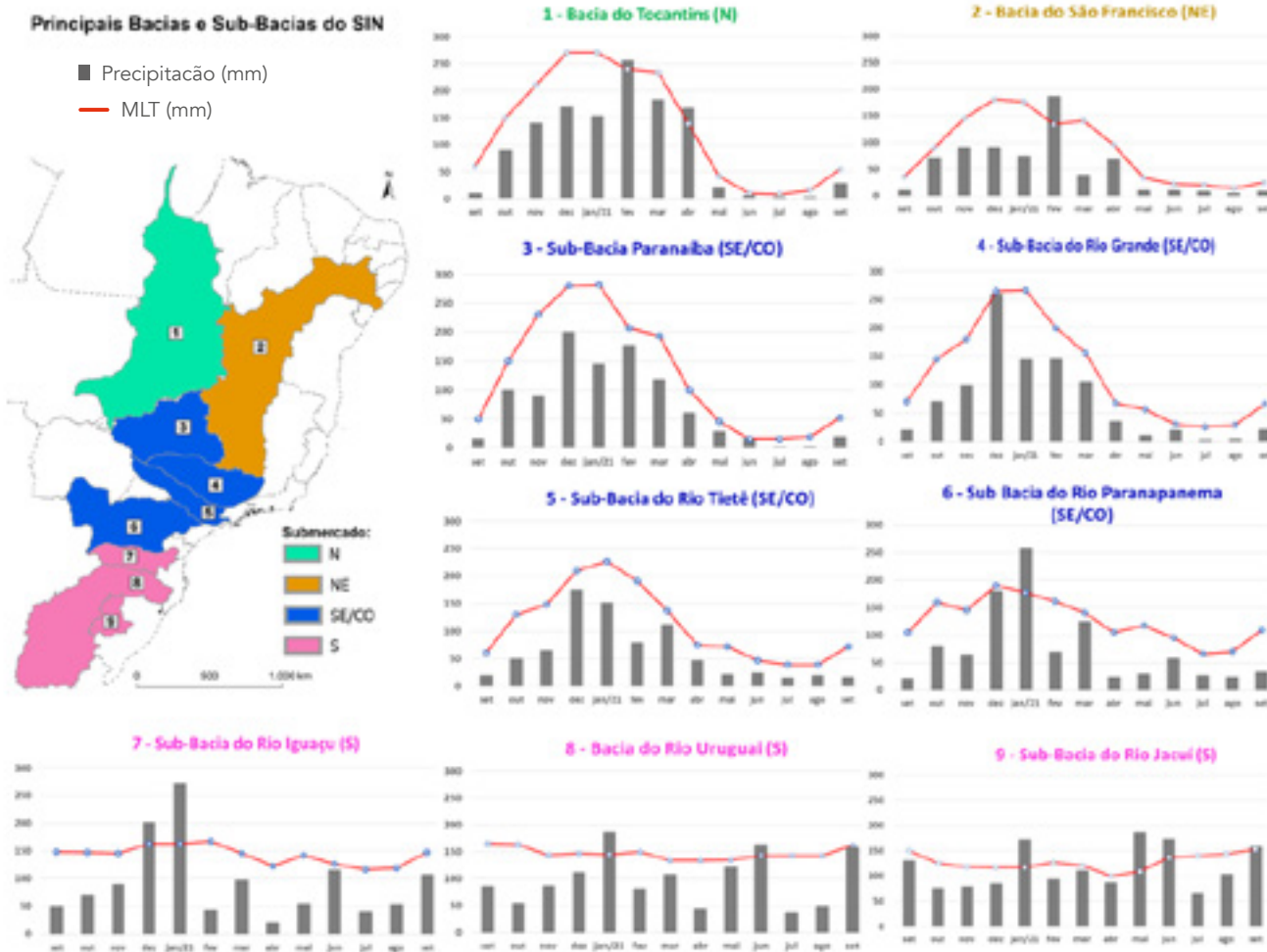


Fonte: INPE/CPTec /INMET

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



Precipitação nas principais bacias e sub-bacias do SIN

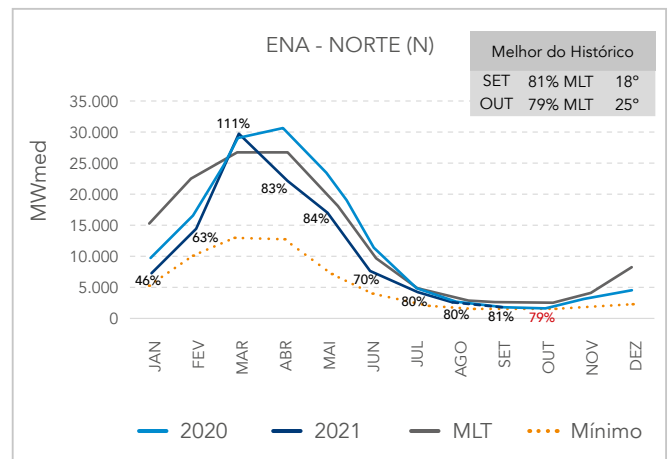
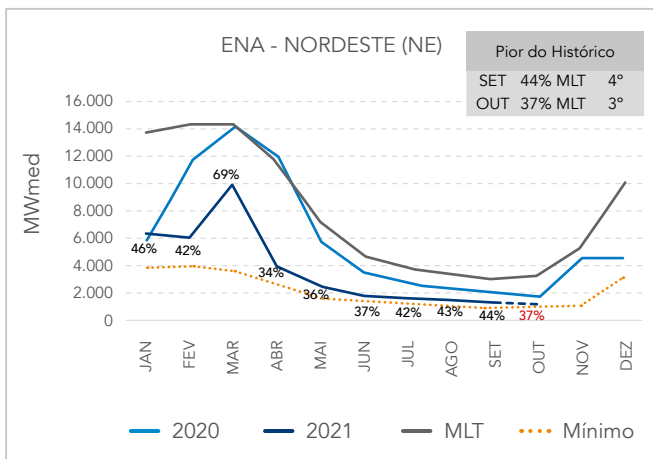
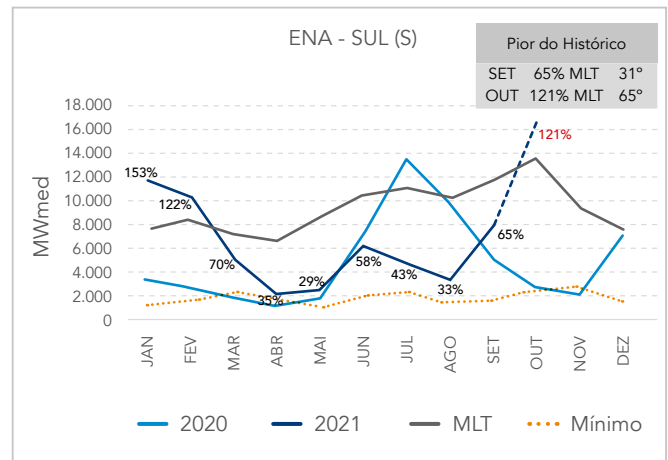
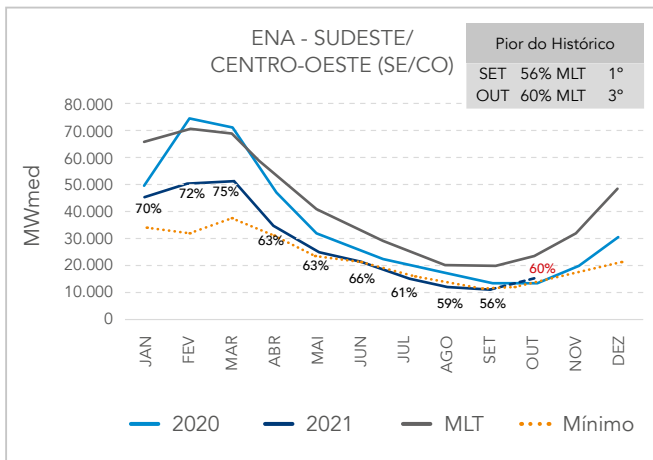


Fonte: Elaboração própria com dados do INPE/CPTEC

Energia Natural Afluenta – ENA

Em setembro/2021, destacou-se a permanência das aflúncias nos submercados abaixo da média histórica, com a maioria dos submercados alcançando a curva mínima de ENA. O SE/CO manteve um cenário desfavorável, refletindo o 1º pior resultado de aflúncia para a série histórica desse mês, com 56% MLT. Esse cenário ruim também foi observado nos submercados NE e N, respectivamente, correspondendo ao 4º e ao 18º pior resultado da série histórica. Já o submercado S apresentou uma melhora com 65% MLT, que reflete o 31º pior resultado da série histórica do período.

As projeções para outubro/2021 indicam ascensão nas aflúncias dos submercados SE/CO e S, recessão nas aflúncias do submercado NE e estabilidade nas aflúncias do N. Com exceção do S, o cenário dos demais submercados ainda é adverso, correspondendo uma situação pior em relação ao mesmo período de 2020. Destacam-se os piores resultados de aflúncias para os submercados SE/CO e NE, ambos correspondem ao terceiro da série histórica para o mês.



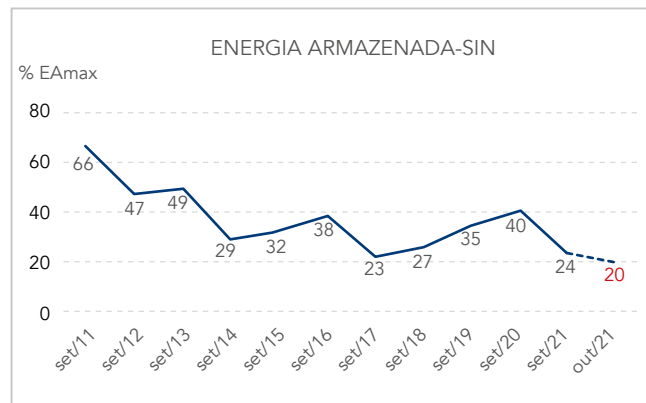
Fonte: Elaboração própria com dados ONS



Energia Armazenada – EAR

Em setembro/2021, o SIN atingiu 24% da energia armazenada máxima, um dos menores percentuais observados nos últimos 10 anos. Esse fato se deve às afluências abaixo da média histórica verificadas na maioria das bacias hidrográficas. Os submercados chegaram ao final do mês com armazenamento de 17% (SE/CO), 29% (S), 41% (NE) e 61% (N).

Em outubro/2021, a projeção mostra uma redução ainda mais expressiva da EAR atingindo 20% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios indica previsão de declínio no valor total, com 13% (SE/CO), 50% (S), 29% (NE) e 45% (N).



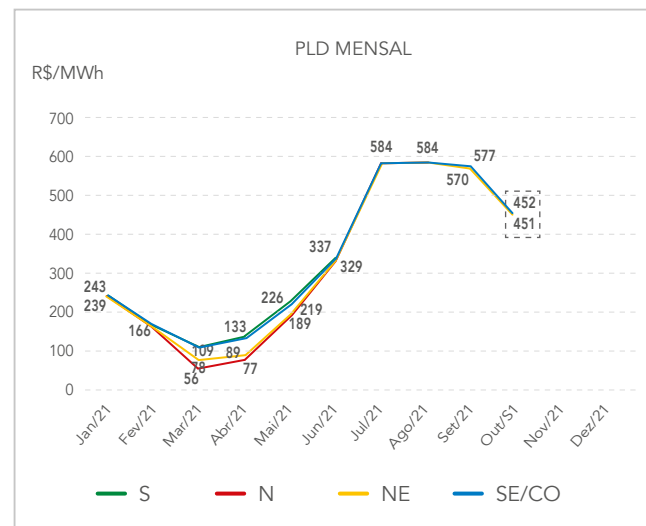
Fonte: Elaboração própria com dados ONS



Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

Em setembro/2021, o valor do PLD teve uma redução em todos os submercados em relação ao mês de agosto, período crítico em que seu valor atingiu o teto. O fator responsável por esse valor ainda ser alto é a realização de baixas afluências nos submercados. Previsões do ONS indicam que as afluências devem permanecer em baixa em outubro, com uma insuficiente melhora em relação aos meses do período seco.

Com a proximidade do período úmido, o PLD verificado para a 1ª semana operativa de outubro/2021 (período 02/10 a 08/10) mostra uma tendência de queda do valor para todos os submercados.

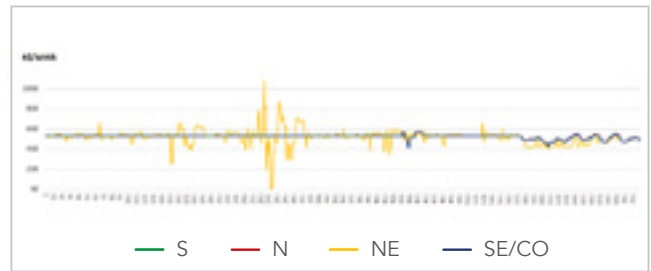


Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

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

Em setembro/2021, o comportamento do PLD horário nos submercados SE/CO, S e N apresentou uma média mensal de 577 R\$/MWh com máximo de 622 R\$/MWh e mínimo de 465 R\$/MWh. Já no submercado NE, a média ficou em 571 R\$/MWh com máximo 1.129 R\$/MWh e mínimo de 50 R\$/MWh. As variações são decorrentes de considerações da operação horária.

PLD Horário



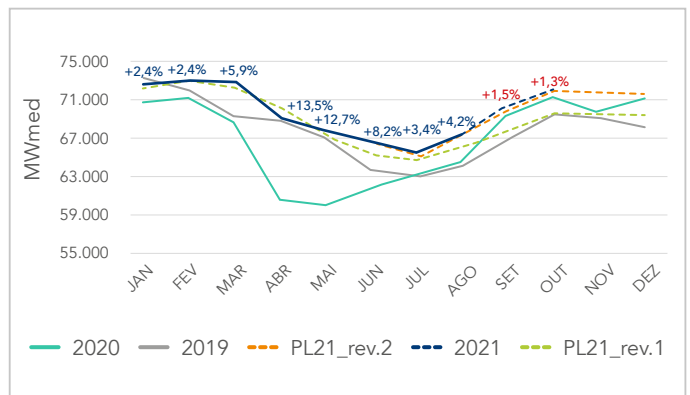
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

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

Carga de Energia

Para setembro/2021, a estimativa de crescimento da carga é de +4,6% (70.333 MWmed) em relação a agosto/21. A carga para fechar setembro/2021 cresceu +1,5% em relação a setembro/2020 e a projetada para outubro/2021 deverá aumentar +1,3% em relação ao mesmo mês do ano passado.

Carga de Energia do SIN



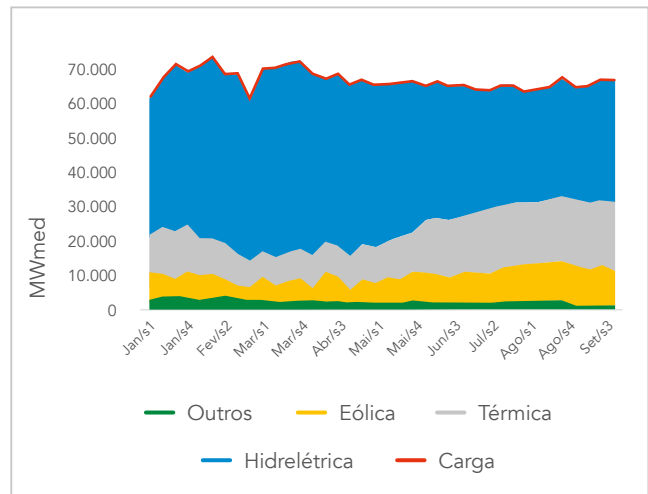
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Atendimento à Carga

Em setembro/2021, a geração hidrelétrica do SIN (35,7 GWmed) aumentou +9,3% em relação a agosto/2021. Diante desse cenário hídrico, a geração térmica diminuiu variando em -0,4%, com uma geração média de 20,5 GWmed. A geração eólica registrou 11,3 GWmed, o que representou um aumento de +7,6% em relação ao mês passado. Já a fonte solar fotovoltaica teve uma geração de 1,4 GWmed, com uma elevação de +33% em relação a agosto/2021.

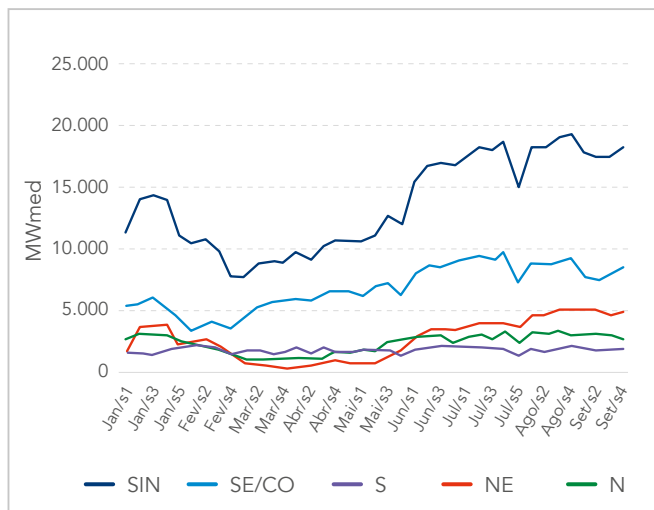
Com relação aos intercâmbios de energia entre os submercados, o fluxo líquido SE/CO-S foi de 0,37 GWmed de energia, em setembro/2021. Já o SE/CO recebeu a maior parte da energia do N, com 4,5 GWmed, seguido pelo intercâmbio de energia proveniente do NE, com 3,5 GWmed. Já o N importou energia do NE, que equivaleu a -3,7 GWmed.

Atendimento à Carga do SIN



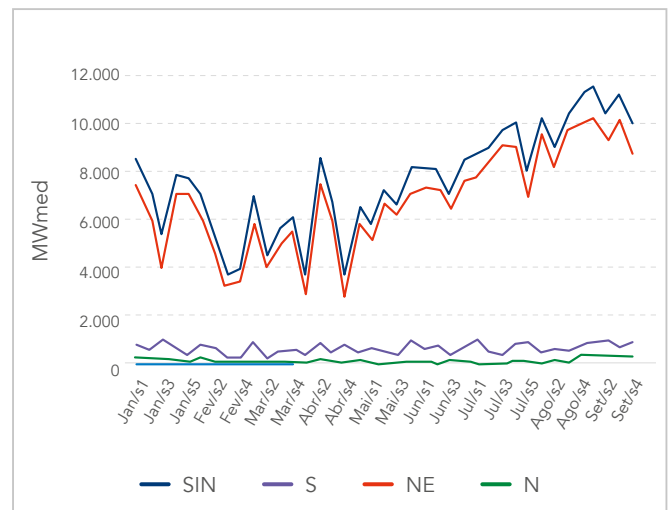
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Térmica



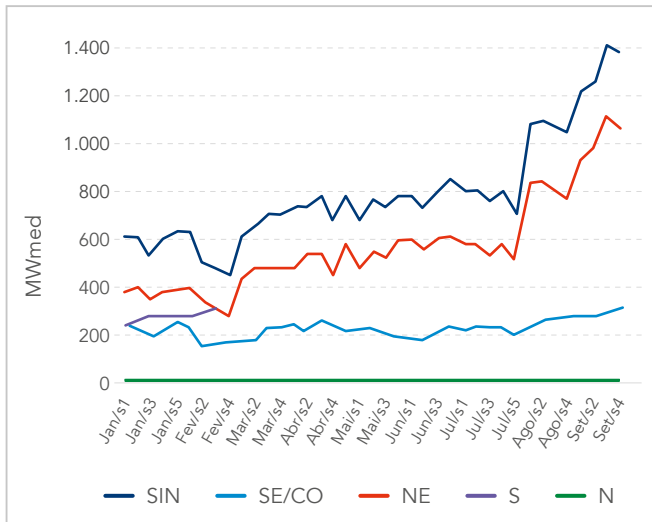
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Eólica



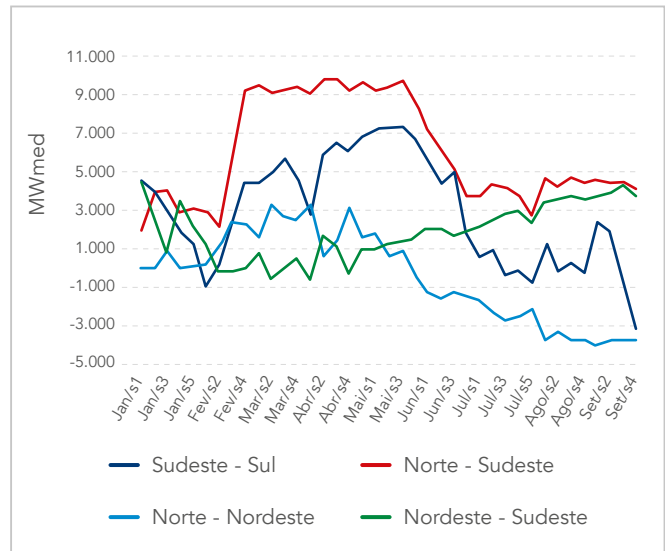
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

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 outubro/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.

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

Nota: 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.

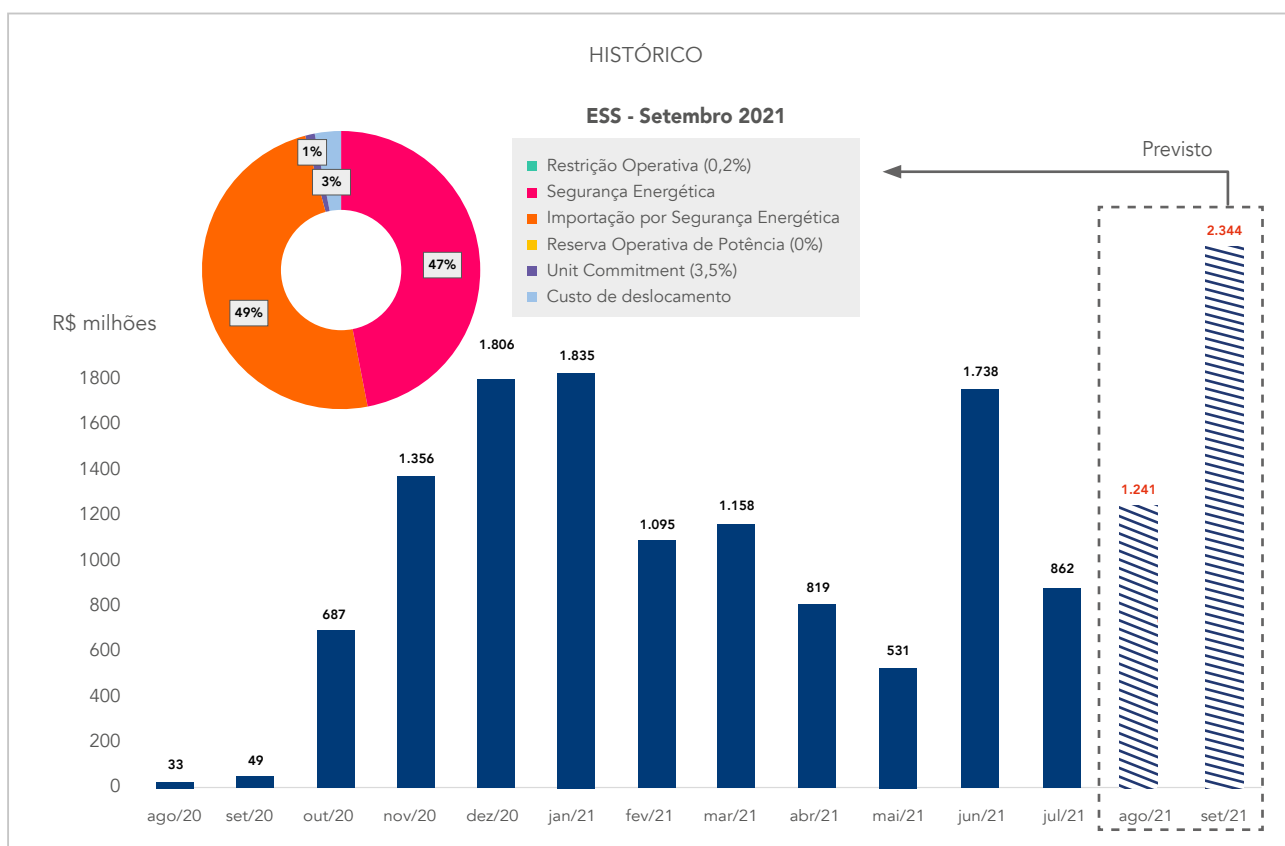
Fonte: Elaboração própria com dados ANEEL.

Encargo de Serviço do Sistema - ESS

O ESS representa todos os gastos do sistema que não foram previstos na operação e precificação do PLD. O recebimento de encargos estimado para setembro/2021 totalizou R\$ 2,27 bilhões. Esse valor representa um aumento abrupto de 89% nos gastos em relação a agosto/2021. Diante de um ano com péssima hidrologia, a pior dos últimos 91 anos, o ONS

tem acionado usinas fora da ordem de mérito para atendimento a carga. Destaca-se que a segurança energética é o componente com a maior parcela dos encargos, que engloba as parcelas de geração térmica (49%) e de importação (47%), seguido pelo custo de deslocamento (3,4%), *unit commitment* (1%) e restrição operativa (0,03%).

Encargo de Serviço do Sistema



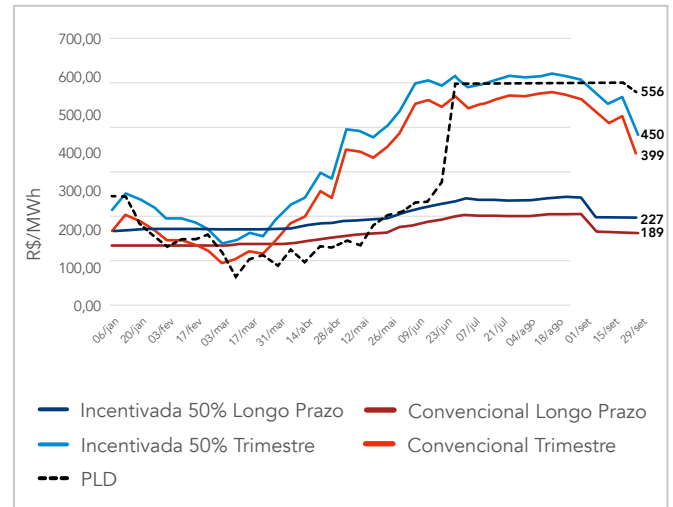
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

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 setembro/2021, o produto trimestre, que agrega os meses de outubro a dezembro de 2021, da fonte convencional foi medido próximo de 399 R\$/MWh, apresentando redução mensal de -27,2%. De forma similar, o produto trimestre da incentivada 50% foi medido em torno de 450 R\$/MWh, registrando redução de -24,86% no mês. Em relação a setembro/2021, a variação do PLD foi de -4,7%.

As energias convencional e incentivada 50% nos próximos quatro anos (2022 a 2025 - longo prazo) registraram variações negativas em torno de -21,0% e -19,3%, respectivamente, na comparação mensal.

Curva Forward - Mercado Livre



Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE.

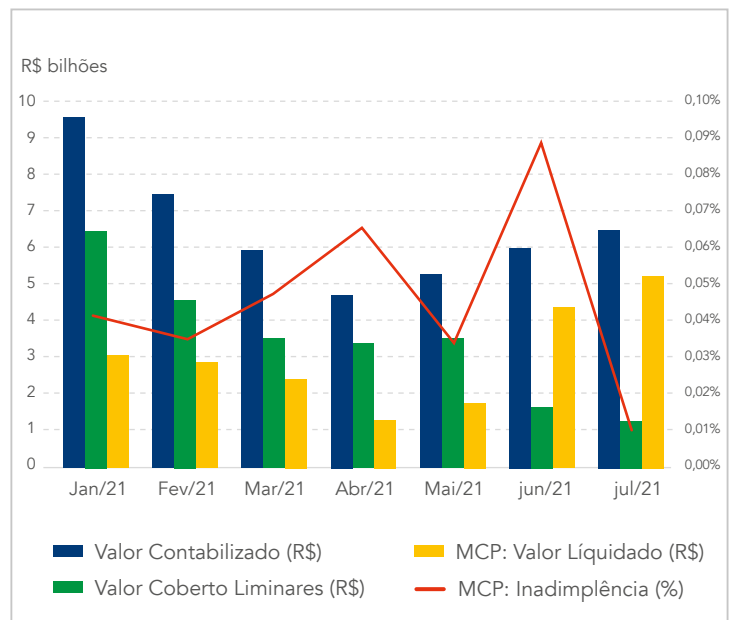
Liquidação na CCEE

Em julho/2021, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo - MCP do setor elétrico movimentou R\$ 5,2 bilhões do total de R\$ 6,5 bilhões contabilizados pela CCEE. Os valores em aberto no MCP referem-se à inadimplência de R\$ 550 mil (0,01%).

A operação destaca uma nova onda de pagamentos relativos ao risco hidrológico. Nesse mês, 23 agentes optaram pela quitação de R\$ 505 milhões em valores até então retidos por liminares contra o risco hidrológico, reduzindo o montante represado de R\$ 1,6 bilhão, em junho, para R\$ 1,2 bilhão em julho.

Do valor não pago no fechamento do MCP de julho, além do R\$ 1,2 bilhão ainda relacionado às liminares do GSF no mercado livre, R\$ 194 mil não foram exigidos em decorrência de decisões judiciais e R\$ 356 mil referem-se à inadimplência, o que corresponde a menos de 0,01% do total contabilizado.

Inadimplência na CCEE



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

Glossário de Siglas

[CLIQUE E CONFIRA](#)

Mantenedores

Ouro



Prata





www.fgv.br/energia