



INFORME

# ENERGIA ELÉTRICA

JULHO 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 Stephano Vernersbach Martins

Ana Costa Marques Machado

Angélica dos Santos

Gláucia Fernandes

João Teles

Marina de Abreu Azevedo

Paulo César Fernandes da Cunha

Rodrigo Lima

*Assistente de Ensino (MBA) e Pesquisa*

Melissa Prado

*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 julho de 2021 e projeções para agosto de 2021.

---

## Destaques do Setor Elétrico

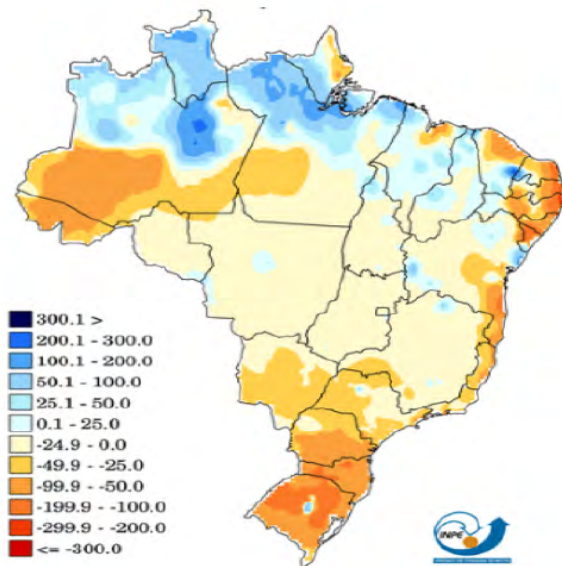
- (ANEEL) A ANEEL abriu a Consulta Pública nº 045/2021 para análise da minuta do Edital dos Leilões de Energia Existente A-1 e A-2. Esse certame visa à contratação de energia elétrica gerada por fontes hidrelétrica e térmica a biomassa, a gás natural, a gás de processo e a carvão mineral nacional. A realização destes leilões está prevista para a primeira semana de dezembro.
- (CCEE) Para atender a solicitações do mercado, na última semana deste mês, a CCEE realizou uma rodada extraordinária do Mecanismo de Venda de Excedente (MVE), em que as distribuidoras negociaram sobras de energia com agentes do mercado livre. Ressalta-se que essa medida é regulamentada pela Resolução Normativa nº 904/2020. Ao todo, foram transacionados mais de 675 MW médios para o período de 12 meses, válidos de janeiro a dezembro de 2022. Esse foi o primeiro processamento visando contratações para o ano que vem.
- (ONS) Considerando a revisão da estimativa do PIB de 3,5% para 5,3%, ONS, EPE e CCEE elevaram a projeção da carga para 2021. Dados da 2ª Revisão Quadrimestral da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética (período 2021-2025) apontam uma expectativa de crescimento de 4,6% na carga, em relação ao ano anterior.
- (ONS) O ONS inicia processo de recebimento de ofertas adicionais de geração de energia elétrica provenientes de usinas termelétricas sem CVU para atendimento ao SIN. Essa medida atende à Portaria Normativa Nº 017/2021 do MME. Nesse processo poderão ser ofertados diferentes valores de MWmed para os meses de interesse, contudo, com apenas um preço (R\$/MWh). Caso o Agente tenha o interesse em publicar diferentes preços para cada mês, deverá realizar uma oferta para cada mês.
- (MME) O governo federal abriu consulta pública com as diretrizes para o programa voluntário de Resposta da Demanda. Essa é mais uma medida que visa o combate da crise hídrica, em conjunto ao uso do excedente de geração térmica a gás e a biomassa como recurso adicional para atendimento ao SIN.
- (ONS) Nos dias 02 e 08 de julho, a geração eólica instantânea registrou novos recordes no Nordeste, com capacidade para atender nas duas ocasiões mais de 97% da demanda da região.
- (Canal Energia) A previsão da meteorologia para o próximo trimestre mostra o retorno do fenômeno climático La Niña. Esse comportamento impactou as chuvas do último período úmido, resultando no menor volume de vazões dos últimos 91 anos para fins hidrelétricos. Um dos fatores que corroboram com essa análise é o resfriamento das águas para um nível abaixo da média observado nas águas sub-superficiais.
- (FGV) A FGV Energia realizou o webinar “O Desenho do Novo Mercado de Gás e Termoeletricidade”, que tratou a questão do gás natural. Importantes atores do setor participaram desse evento, representando instituições como o MME, EPE, ONS, TAG e Golar Power. Dada a relevância do tema, as opiniões desses especialistas foram consolidadas e podem ser acessadas pelo link: <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/o-desenho-do-novo-mercado-de-gas-e-termoeletricidade>

# Climatologia

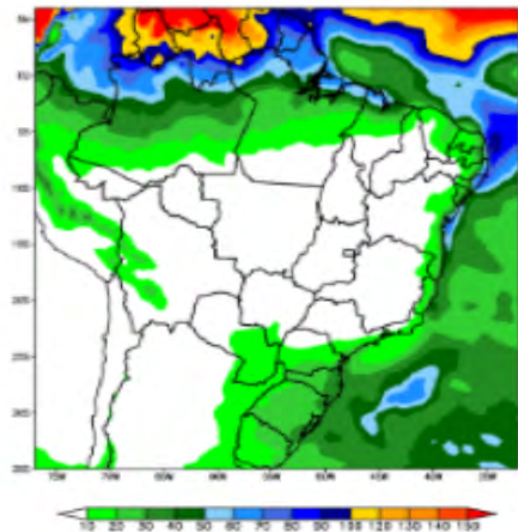
Durante o mês de julho/2021, as chuvas nas principais bacias hidrográficas ficaram abaixo da média histórica (MLT). Todas as bacias hidrográficas de interesse do SIN apresentaram anomalia negativa de chuva. As maiores precipitações foram observadas nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Jacuí, entretanto, muito abaixo da MLT do período. Destaca-se o submercado SE/CO com a piora do cenário hidrológico recessivo

e ainda se observa uma redução dos níveis de precipitação nos rios das bacias e sub-bacias do S, N e NE. Para a primeira quinzena de agosto/2021, observa-se a permanência de baixas precipitações nas principais sub-bacias do submercado SE/CO e nas bacias do N e NE, com valores até 10 mm acumulados. Para as principais bacias hidrográficas do S, as precipitações podem chegar a 30 mm.

Anomalia de precipitação (mm) - JUL/2021



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

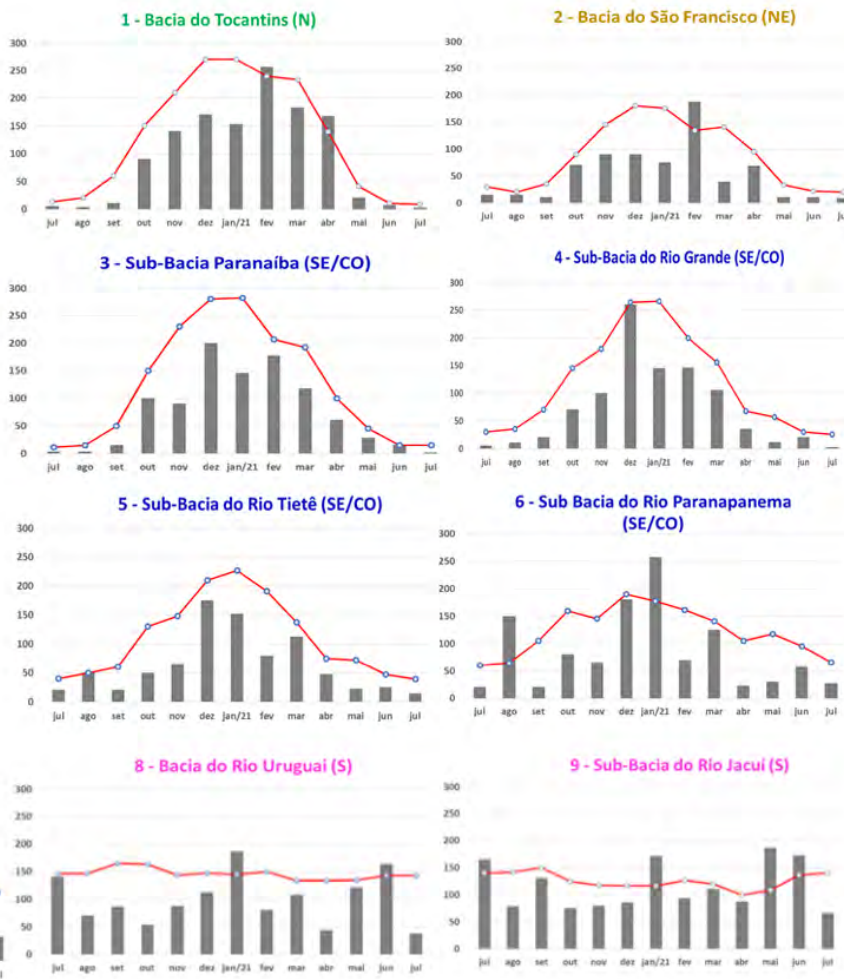
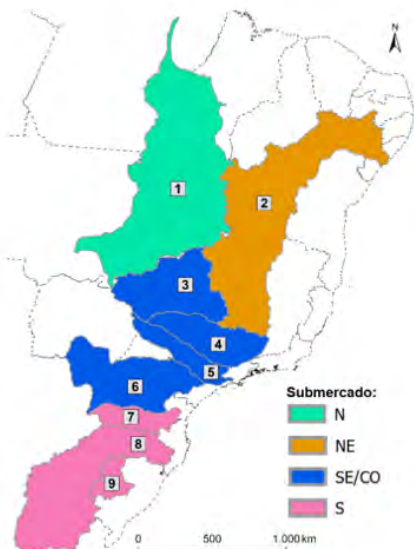


Fonte: INPE/CPTEC /INMET.

## Precipitação nas principais bacias e sub-bacias do SIN

### Principais Bacias e Sub-Bacias do SIN

■ Precipitação (mm)  
 — MLT (mm)



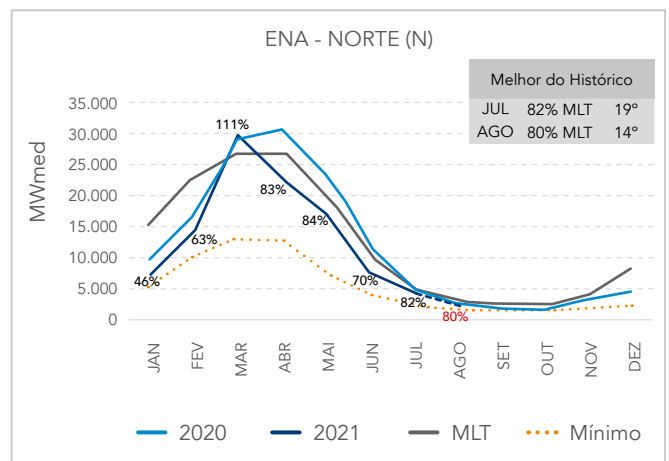
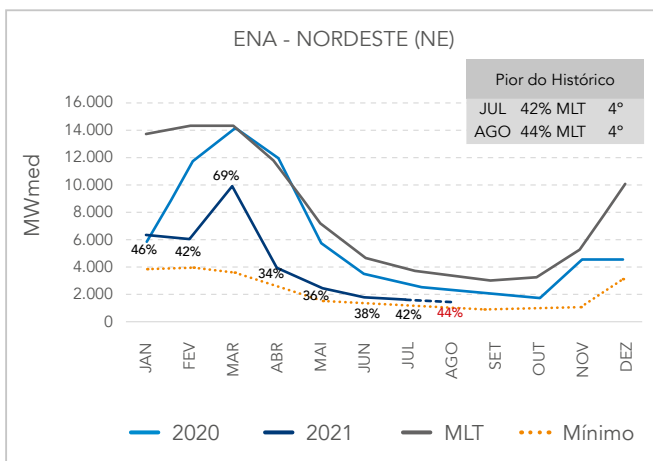
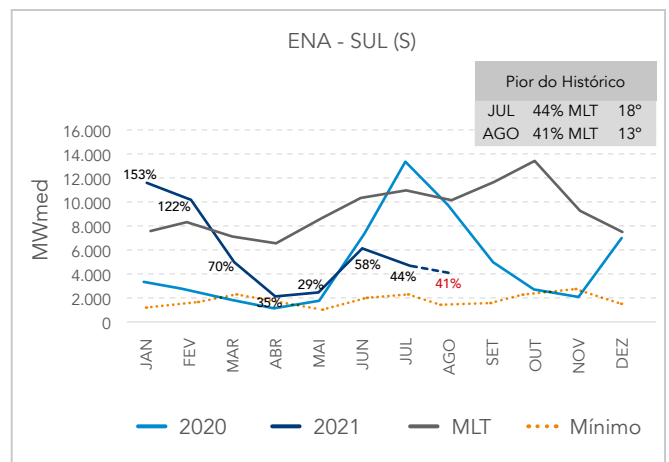
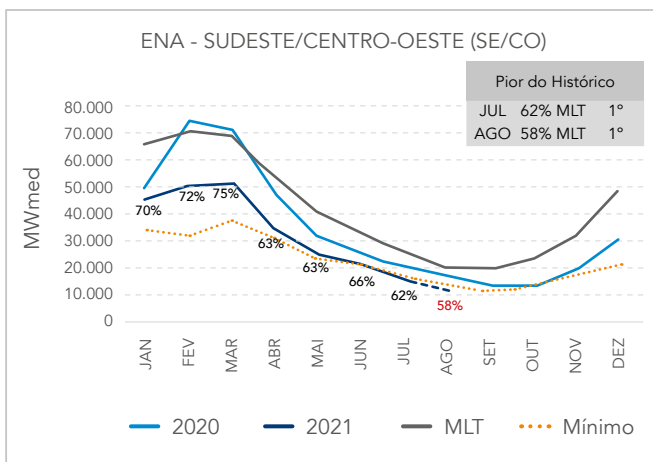
Fonte: Elaboração própria com dados do INPE/CPTEC.

# Energia Natural Afluente – ENA

Em julho/2021, as afluências em todos os submercados permaneceram abaixo da média histórica, indicando uma piora da ENA em relação a junho. O SE/CO manteve um cenário bastante desfavorável abaixo da curva de ENA mínimo, refletindo o 1º pior resultado de afluência para a série histórica desse mês, com 62% MLT. Esse cenário também foi observado no submercado NE, correspondendo ao 4º pior resultado da série histórica. Já os submercados S e N, respectivamente,

apresentaram o 18º e o 19º pior resultado da série histórica do período.

As projeções para agosto/2021 indicam a permanência dessa situação ruim com o declínio das afluências em todos os submercados. Destacam-se os piores resultados de afluências para os submercados SE/CO e NE, respectivamente, o primeiro e o quarto da série histórica para o mês.



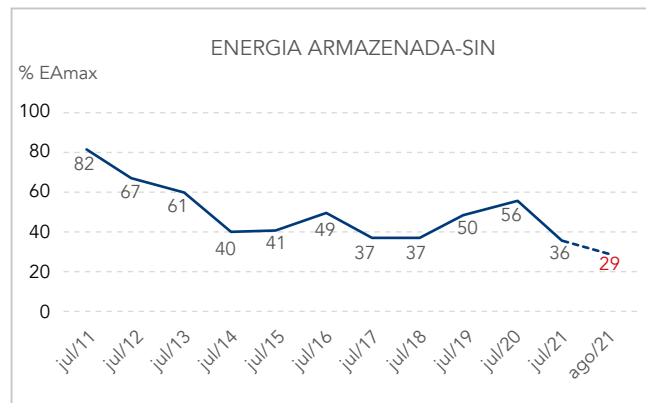
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.



# Energia Armazenada – EAR

Em julho/2021, o SIN atingiu 36% da energia armazenada máxima. Menor percentual observado nos últimos 10 anos. Esse fato se deve às afluições abaixo da média histórica verificadas na maioria das bacias hidrográficas. Os submercados chegaram ao final do mês com armazenamento de 26% (SE/CO), 49% (S), 55% (NE) e 79% (N).

Em agosto/2021, a projeção mostra uma redução ainda mais expressiva da EAR atingindo 29% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios indica previsão de declínio no valor total, com 21% (SE/CO), 26% (S), 49% (NE) e 74% (N).



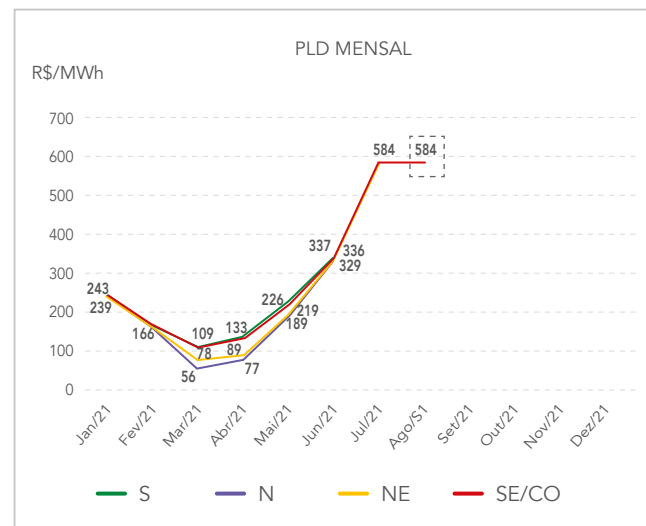
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.



# Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

Em julho/2021, observou-se o aumento expressivo do PLD em todos os submercados em relação ao mês anterior, alcançando o valor teto. O fator responsável por esse aumento se deve à realização de baixas afluições nos submercados. Previsões do ONS indicam que as afluições devem permanecer em queda em agosto.

O PLD verificado para a 1ª semana operativa de agosto/2021 (período 31/07 a 06/08) atingiu o valor teto de 584 R\$/MWh para todos os submercados. É esperado que esse valor permaneça até o final do mês.



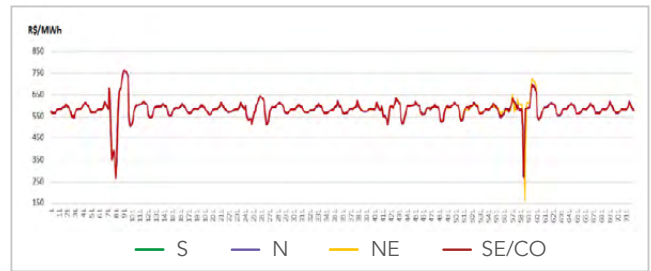
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

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



Em julho/2021, o comportamento do PLD horário nos submercados SE/CO, S e N apresentou uma média mensal de 584 R\$/MWh com máximo de 765 R\$/MWh e mínimo de 266 R\$/MWh. No submercado NE, a média também ficou em 584 R\$/MWh, no entanto, com máximo 765 R\$/MWh e mínimo de 163 R\$/MWh. As variações são decorrentes de considerações da operação horária.

### PLD Horário



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

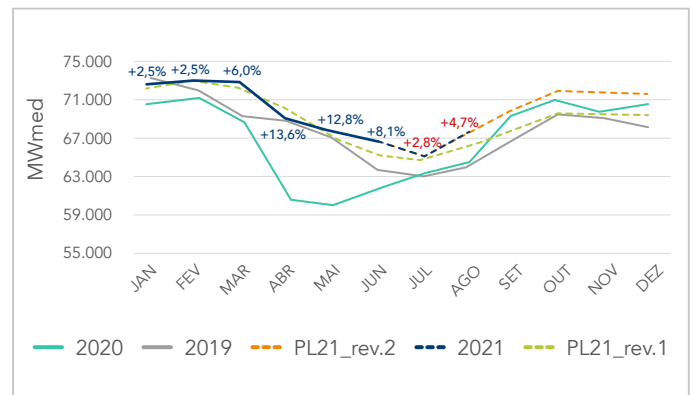
Nota: Valores limites de PLD horário – Teto: 1.142 R\$/MWh e Piso: 50 R\$/MWh.

## Carga de Energia

No período de junho a julho/2021, a carga sofreu uma redução de -2,4% (65.095 MWmed). Para o período de julho a agosto/2021, a previsão aponta um crescimento de 3,8% carga (67.589 MWmed). A publicação da 2a Revisão do Planejamento Anual da Operação Energética (PL21\_rev.2) indica um crescimento maior da carga para o segundo semestre, devido a recuperação econômica mais forte do que a esperada na elaboração da 1ª Revisão.

Em relação aos valores registrados em 2020, a carga estimada para fechar julho/2021 aumentou +2,8% e a projetada para agosto/2021 deverá aumentar +4,7%. A variação mensal da carga em relação a 2020 pode ser observada no gráfico, indicada em azul nos meses já consolidados e em vermelho nos meses projetados. O crescimento da carga está associado ao retorno das atividades econômicas e ao avanço do programa de vacinação no Brasil.

### Carga de Energia do SIN



Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

## Atendimento à Carga

Em julho/2021, a geração hidrelétrica do SIN (33,9 GWmed) diminuiu -14% em relação a junho/2021. O submercado SE/CO registrou geração média equivalente a 19,0 GWmed, com uma retração de -24% em relação a junho/2021. O submercado S foi o único que apresentou alta em relação ao mês anterior, com +103%, enquanto N e NE registraram -41% e -16%, respectivamente. Diante desse cenário hídrico crítico contínuo, a geração térmica do SIN segue aumentando, com uma variação de +6% entre junho/2021 e julho/2021, com uma geração média de 17,4 GWmed no mês.

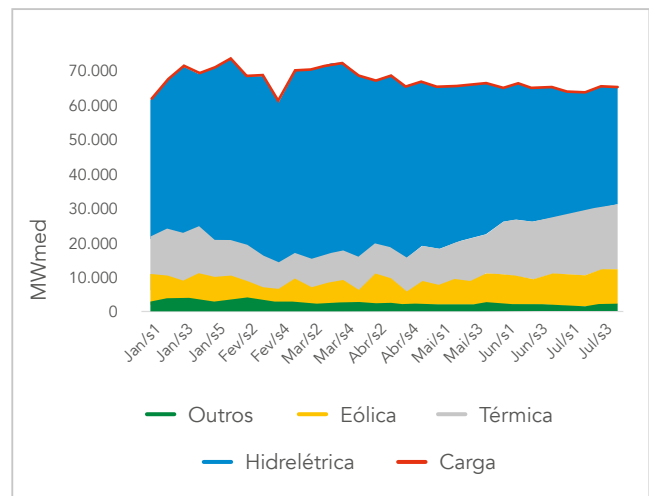
A geração eólica do SIN registrou 9,1 GWmed em julho/2021, o que representa um aumento de +14% em relação a junho/2021. No NE, principal submercado da fonte eólica no Brasil, a geração aumentou +16%, enquanto no S aumentou +8%.

Já a fonte solar fotovoltaica teve uma geração em julho/2021 (0,7 GWmed) menor que junho/2021, com uma redução de -2%.

Em julho/2021, o fluxo SE/CO-S enviou 0,04 GWmed de energia para o submercado S, com redução -99% do intercâmbio de eletricidade em relação a junho.

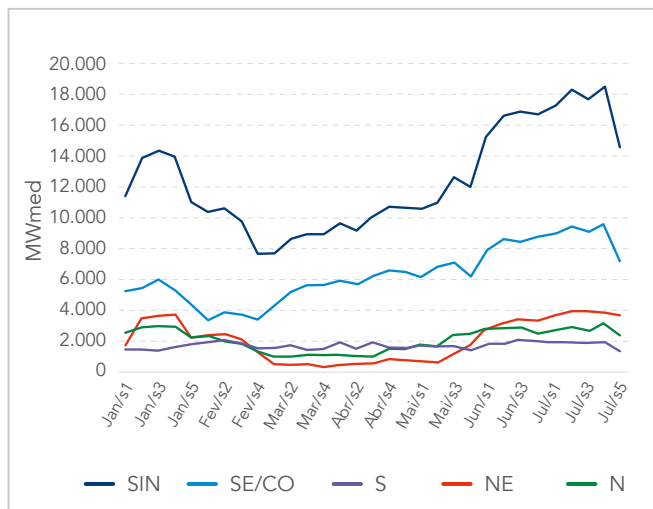
Já o SE/CO recebeu a maior parte da energia do N, com 3,8 GWmed do fluxo N-SE/CO, seguido pelo intercâmbio de energia proveniente do NE, com 2,5 GWmed do fluxo NE-SE/CO. Já o N importou energia do NE por meio do fluxo de intercâmbio N-NE, que equivaleu a -2,3 GWmed.

### Atendimento à Carga do SIN



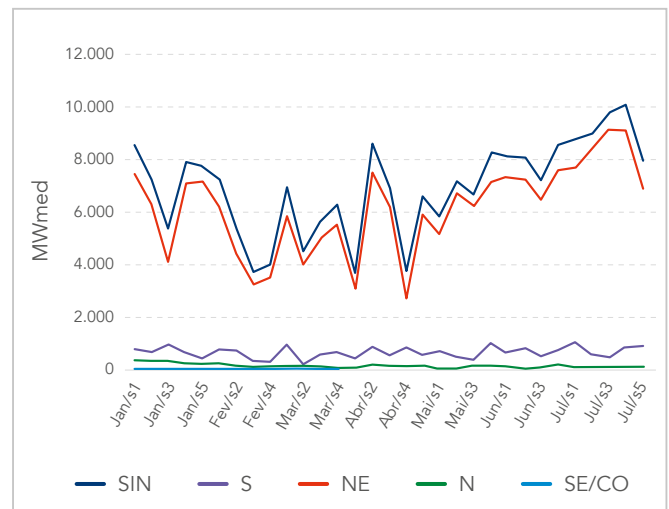
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

### Geração Térmica



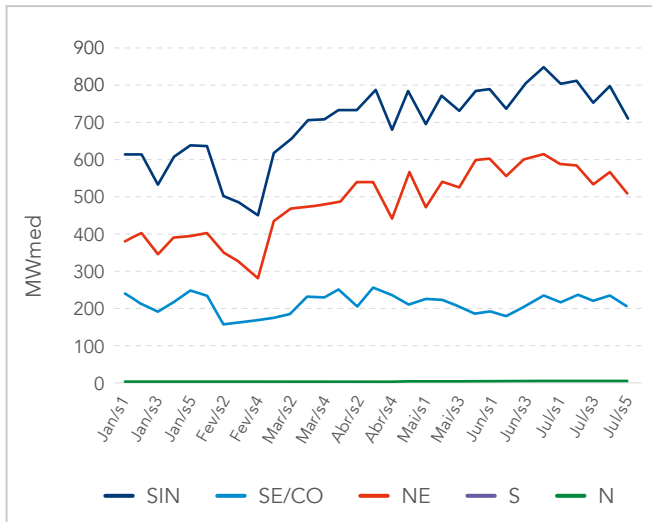
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

### Geração Eólica



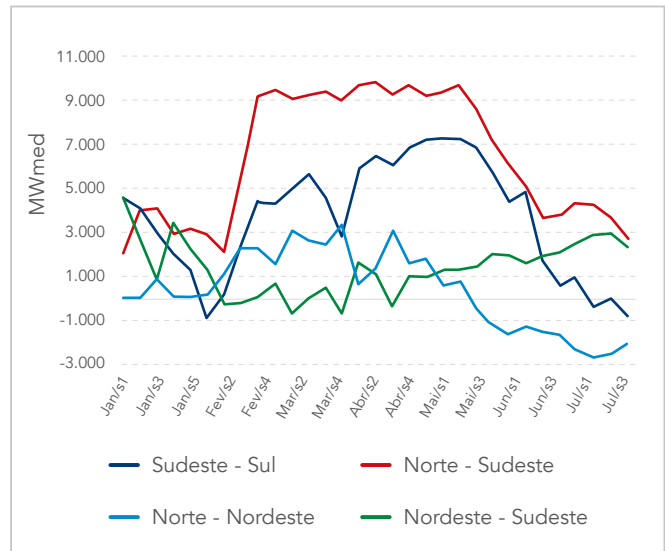
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

### Geração Solar



Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

### Intercâmbios de Energia



Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

## Bandeiras Tarifárias

A bandeira tarifária vermelha P2 será mantida em agosto/2021, o que equivale ao valor de R\$ 9,49 na tarifa por cada 100 kWh consumidos (fora os impostos). Essa medida decorre das condições ainda mais custosas de geração de energia elétrica,

que estão diretamente associadas ao agravamento da crise hídrica. Ressalta-se que o valor é definido de acordo com as resultantes do cálculo dos PLDs limites e superiores das faixas de acionamento, com a geração hidráulica e garantia física.

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			
out/19		Amarela	out/20		Verde			
nov/19		Vermelha P1	nov/20		Verde			
dez/19		Amarela	dez/20		Vermelha P2			

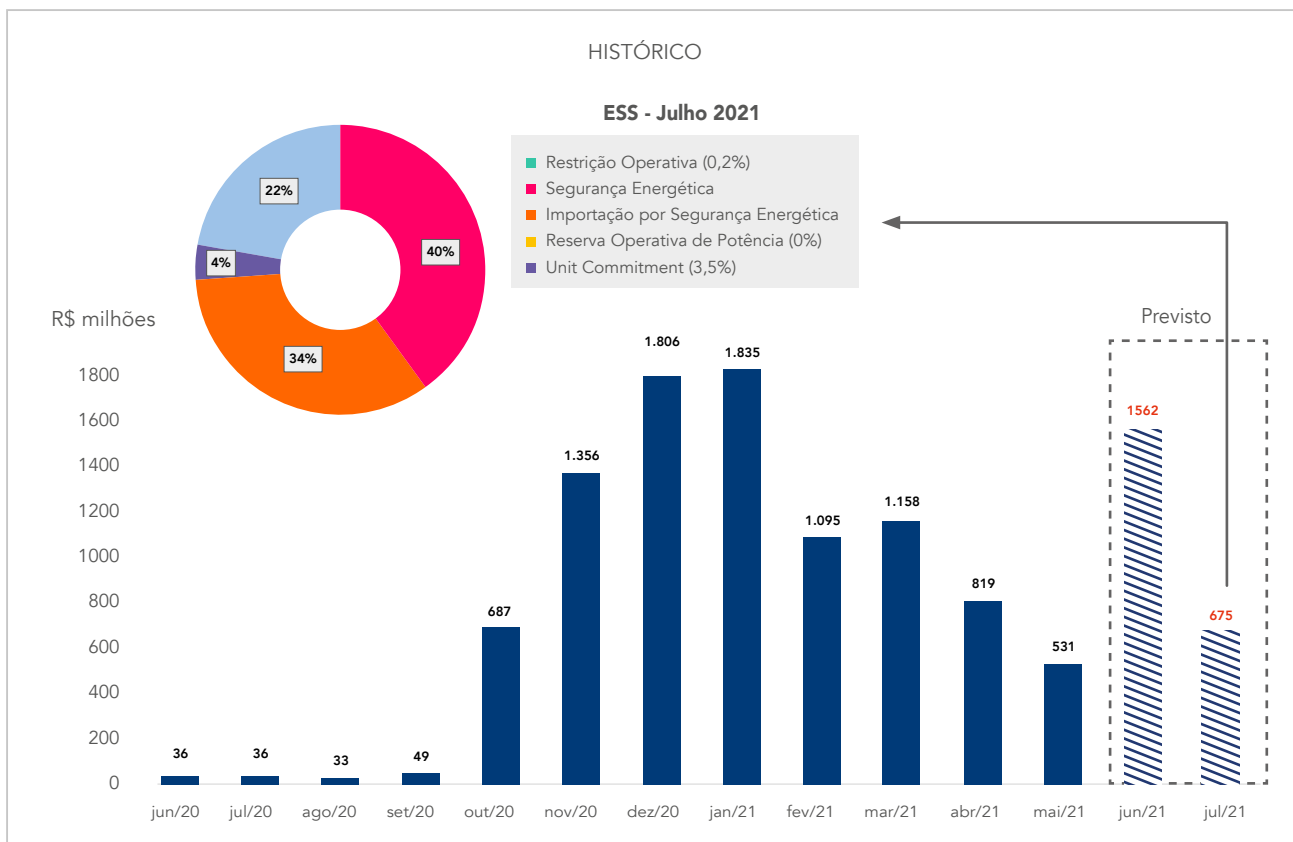
Nota: No período de junho a novembro de 2020 a bandeira verde ficou acionada devido a uma decisão da Aneel como medida emergencial por conta da pandemia da Covid-19. Fonte: Elaboração própria com dados ANEEL.

# Encargo de Serviço do Sistema - ESS

Em julho/2021, o recebimento de encargos estimado totalizou aproximadamente R\$675 milhões. Esse valor representa 43% dos encargos de junho/2021. No período de novembro/2020 a março/2021, os encargos permaneceram acima do valor R\$ 1 bilhão, para então diminuir nos 2 meses seguintes, principalmente devido à redução de gastos com o componente segurança energética. Em julho/2021, os gastos com segurança energética

voltaram a diminuir com relação ao mês anterior, e representaram 21% do valor gasto em junho/2021. Esse fato está associado ao aumento do PLD, que alcançou seu valor teto. Destaca-se que a segurança energética é o componente com a maior parcela dos encargos (40%), seguido pela importação por segurança energética (34%), pelo custo de deslocamento (22%), unit commitment (3%) e restrição operativa (0,15%).

## Encargo de Serviço do Sistema



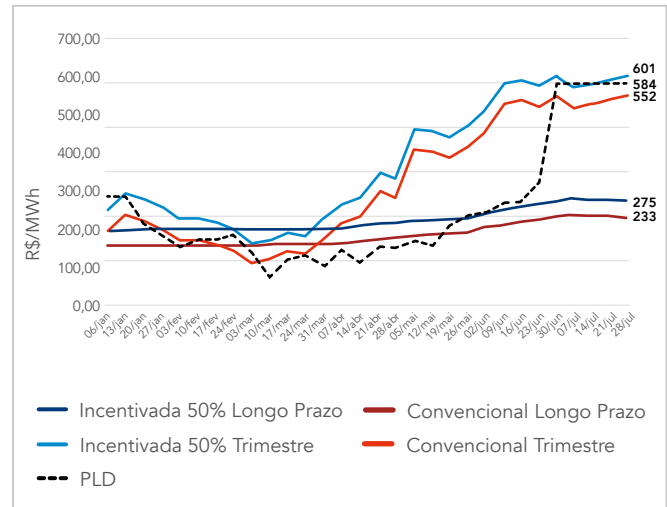
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

# 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 julho/2021, o índice trimestral (agrega os produtos de agosto a outubro de 2021) para a fonte convencional foi medido em 552 R\$/MWh, apresentando variação positiva mensal em torno de 5%. De forma similar, o produto trimestre da incentivada 50% foi medido em 601 R\$/MWh, registrando variação de 3,5% no mês. Em relação a junho/2021, a variação do PLD apresentou ascensão de 81% neste mês.

As energias convencional e incentivada 50% nos próximos quatro anos (2022 a 2025 - longo prazo) registraram variações positivas em torno de 2% na comparação mensal.

Curva Forward - Mercado Livre



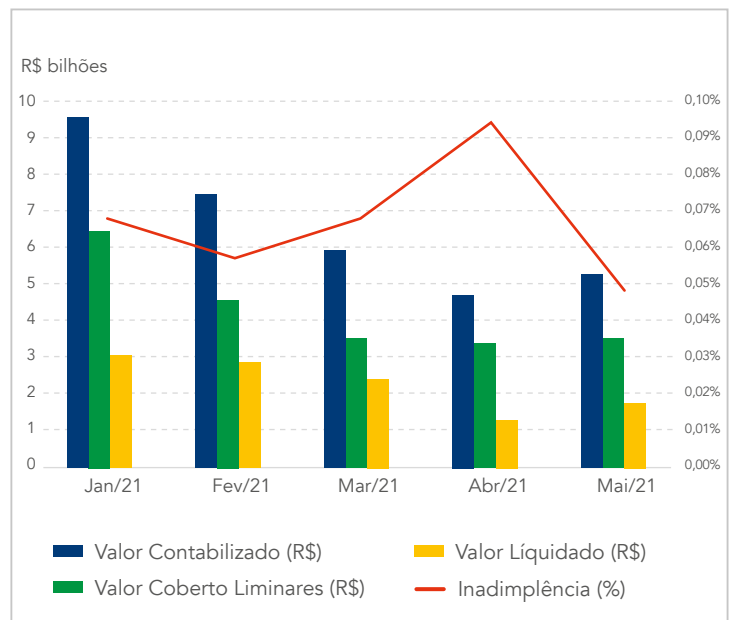
Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE.



# Liquidação na CCEE

Em maio/2021, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP) do setor elétrico movimentou R\$ 1,7 bilhões do total de R\$ 5,2 bilhões contabilizados. Pelo sétimo mês consecutivo, a CCEE registrou liberação de montantes significativos ao mercado, referentes a antecipação voluntária de pagamentos relativos ao risco hidrológico (GSF), que somaram R\$ 16,4 milhões. Essa operação reduziu para R\$ 3,5 bilhões o montante ainda não repactuado do GSF no mercado livre, que equivale a 67% do valor contabilizado. Outros valores em aberto no MCP referem-se ao montante parcelado de R\$ 243 mil e a inadimplência de R\$ 573 mil.

Inadimplência na CCEE



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.



# Glossário de Siglas

[CLIQUE E CONFIRA](#)

## Mantenedores

Ouro



Prata





---

[www.fgv.br/energia](http://www.fgv.br/energia)