



INFORME

# ENERGIA ELÉTRICA

JUNHO 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

Amanda Ferreira de Azevedo

Angélica dos Santos

Ana Costa Marques Machado

Gláucia Fernandes

João Teles

Marina de Abreu Azevedo

Paulo César Fernandes da Cunha

*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 junho de 2021 e projeções para julho de 2021.

---

## Destaques do Setor Elétrico

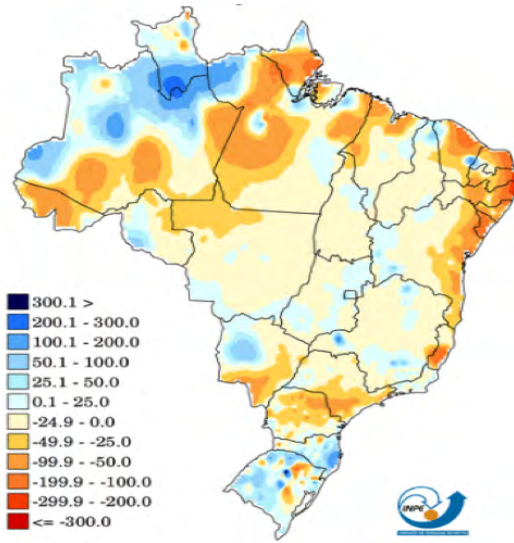
- (ANEEL) Para o mês de julho de 2021, foi aprovado um novo valor para a bandeira vermelha patamar 2, que passará a valer R\$ 9,492 por 100 kWh. Esse valor representa um aumento de 52% em comparação a junho. Ainda, haverá uma Consulta Pública em julho para definir um novo reajuste que pode elevar o valor para R\$ 11,5 por 100 kWh consumidos.
- (ONS) Diante da situação hidroenergética crítica atual, o ONS publicou Nota Técnica com Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do Sistema Interligado Nacional (SIN). O documento visa indicar ações operacionais para manter a governabilidade das bacias e traz projeções até novembro de 2021.
- (ANEEL) A diretoria da ANEEL decidiu abrir Consulta Pública para discutir critérios de contratação de energia proveniente de Chamada Pública de Geração Distribuída, nos termos do Decreto nº 5.163/2004. O objetivo é reduzir despesas de operação e manutenção nas redes de distribuição ou postergar investimentos por parte das distribuidoras.
- (CCEE) Os leilões de energia existente A-4 e A-5 foram caracterizados pela baixa demanda e altos deságios. Realizados no dia 25 de junho, o LEE A-4 ficou em R\$ 151,15/MWh enquanto o LEE A-5 em R\$ 172,39/MWh. Ambos certames tinham o valor de R\$ 318/MWh como preço inicial.
- (Canal Energia) O MME projetou um alívio tarifário de 1,1% para o consumidor, em decorrência da aprovação da MP 1031/2021 que irá injetar no mercado nos próximos anos os recursos derivados da subscrição pública de ações da Eletrobras e do excedente econômico da hidrelétrica de Itaipu. A aprovação da MP considerou ainda a obrigatoriedade de contratação de 8 GW de térmicas a gás, entre 2026 e 2030.
- (MME) A câmara de Regras Excepcionais para Gestão hidroenergética (Creg), criada por meio da MP 1055/2021, realizou sua primeira reunião, estabelecendo condições emergenciais de operação dos reservatórios das hidrelétricas, com limites de uso, armazenamento e vazão. O órgão colegiado é presidido pelo ministro de Minas e Energia e composto pelos ministérios da Economia, da Infraestrutura, da Agricultura, do Meio Ambiente e do Desenvolvimento Regional.
- (Canal Energia) A CCEE e a BBCE assinaram um memorando para a troca de conhecimento entre as instituições. O acordo prevê ações educacionais, compartilhamento de indicadores, além do desenvolvimento de novos produtos, que darão suporte às operações do mercado.
- (FGV) A FGV Energia publicou o caderno Notas dos Encontros dos Comercializadores de Energia do Rio de Janeiro 2020, que traz as discussões sobre os avanços do mercado livre de energia diante do desafio posto pela crise sanitária, em que foi capaz de recomodar suas relações comerciais de modo a conservar a normalidade setorial, sem a necessidade de intervenções externas ao segmento. Para acesso a esse caderno: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno\\_fgv\\_-\\_encontro\\_dos\\_comercializadores\\_2020.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_fgv_-_encontro_dos_comercializadores_2020.pdf)

## Climatologia

Durante o mês de junho/2021, as chuvas nas principais bacias hidrográficas ficaram abaixo da média histórica. As maiores precipitações foram observadas nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Jacuí, atingindo ou superando a MLT do período. As demais bacias hidrográficas de interesse do SIN apresentaram anomalia negativa de chuva. Destaca-se o submercado SE/CO com a permanência de um cenário hidro-

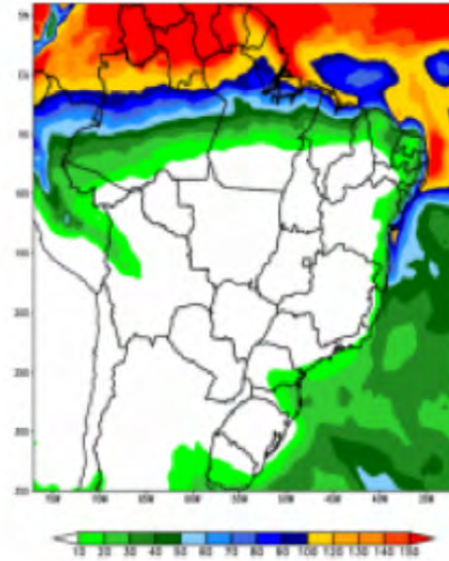
lógico recessivo e ainda se observa uma redução dos níveis de precipitação nos rios das bacias do N e NE. Para a primeira quinzena de julho/2021 está previsto a permanência do cenário recessivo de precipitações nas principais sub-bacias do submercado SE/CO e nas bacias do N e NE, com valores até 10 mm acumulados. Para a principal bacia hidrográfica do S, as precipitações podem chegar a 20 mm.

Anomalia de precipitação (mm) - JUN/2021



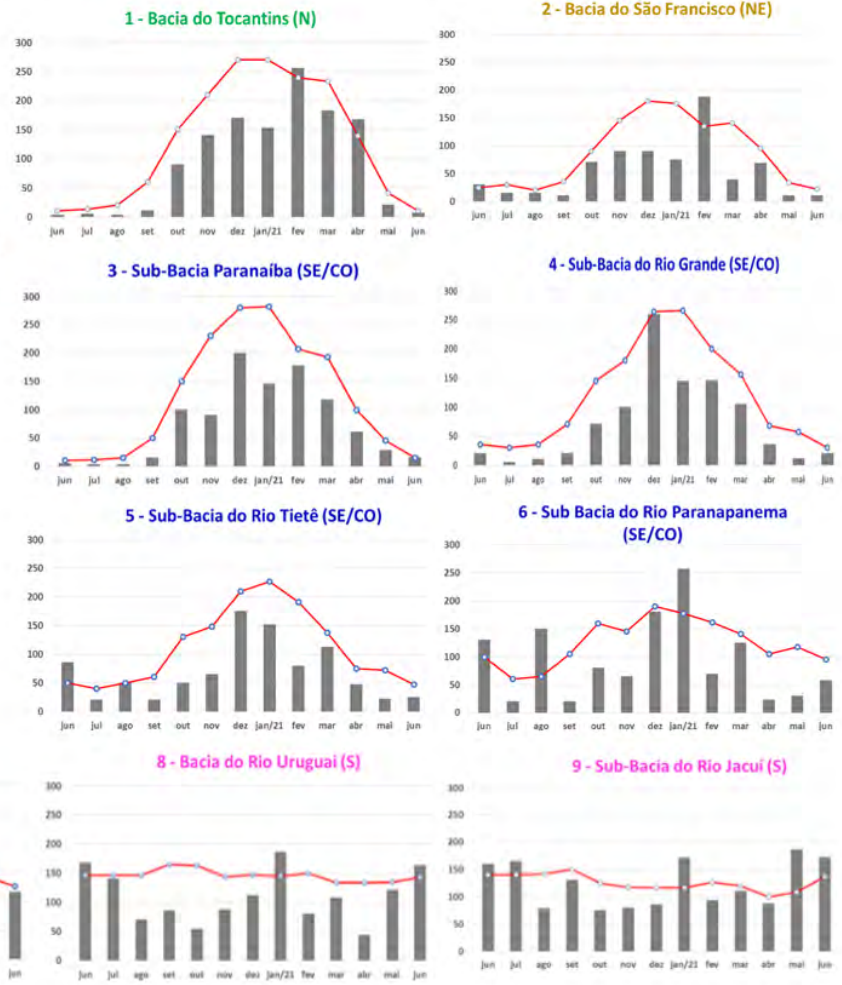
Fonte: INPE/CPTEC /INMET.

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



Precipitação nas principais bacias e sub-bacias do SIN

■ Precipitação (mm)  
 — MLT (mm)



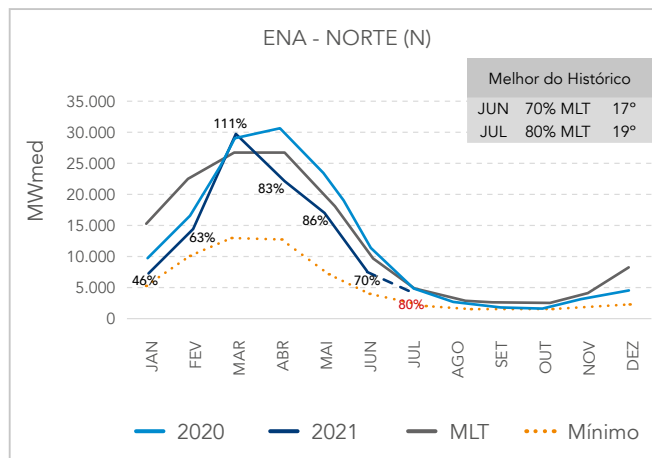
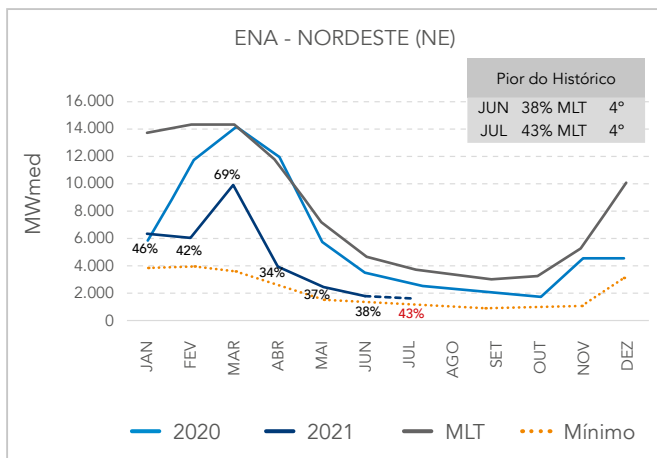
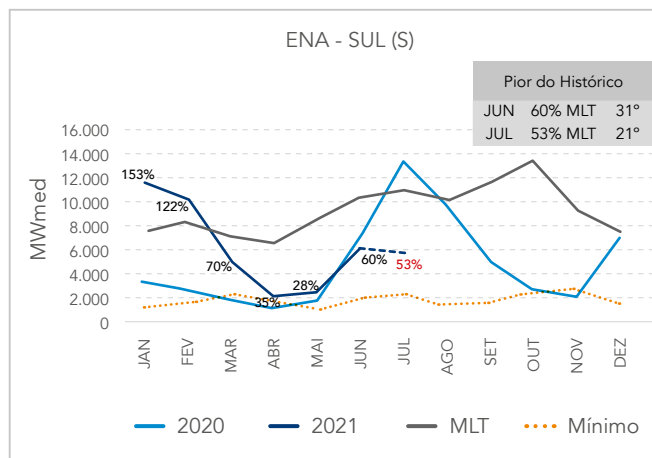
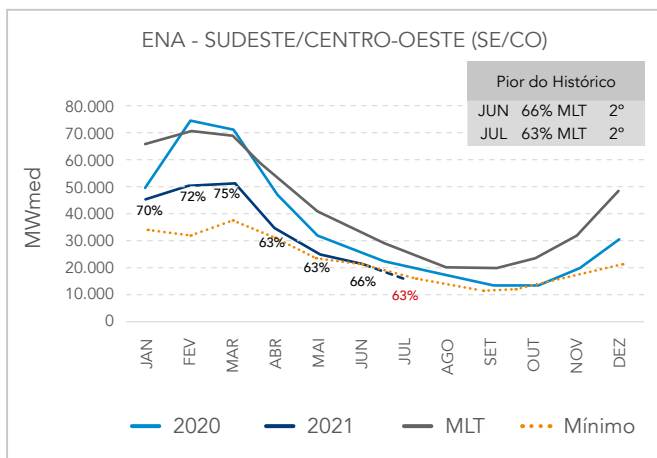
▲ Fonte: Elaboração própria com dados do INPE/CPTEC.

# Energia Natural Afluente – ENA

Em junho/2021, destaca-se a piora dos valores de ENA. As afluências dos submercados permaneceram abaixo da média histórica (MLT). Observa-se ainda uma situação mais rigorosa quando comparada ao mesmo período de 2020. O SE/CO apresenta um cenário bastante desfavorável com valores similares ao da curva de ENA mínimo, refletindo o 2º pior resultado de afluência para a série histórica nesse mês, com 66% de MLT. Esse resultado também é observado nos submercados NE e N, respectivamente, correspondendo ao 4º e 17º pior

da série histórica do período. Apesar da melhora nas afluências do S em relação aos demais submercados, seu resultado é o 31º pior da série.

As projeções para julho/2021 indicam a permanência da 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 segundo e o quarto da série histórica para o mês.

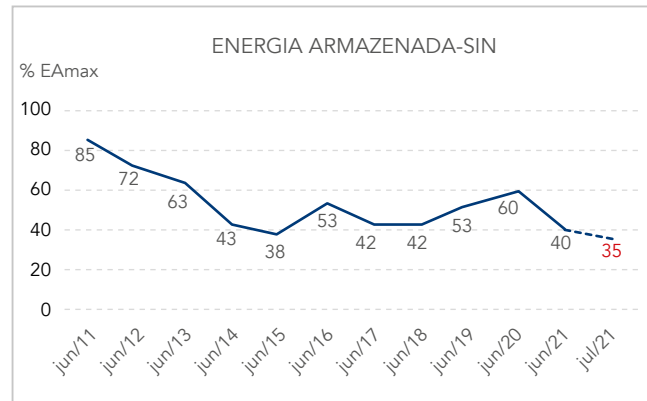


Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

# Energia Armazenada – EAR

Em junho/2021, o SIN atingiu 40% da energia armazenada máxima que corresponde ao 2º pior ano dos últimos 11 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 29% (SE/CO), 64% (S), 59% (NE) e 83% (N).

Em julho/2021, a projeção mostra uma redução significativa da EAR atingindo 35% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios indica previsão de declínio do valor total, com 27% (SE/CO), 43% (S), 54% (NE) e de 80% (N).



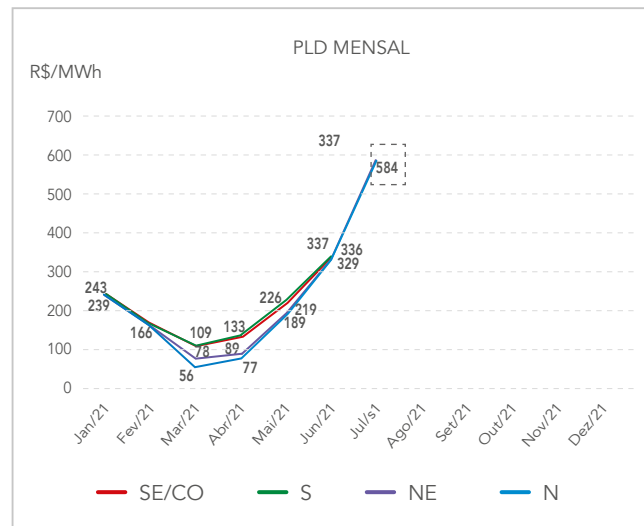
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.



# Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

Em junho/2021, observou-se um aumento significativo do PLD dos submercados em relação ao mês de maio/2021. O fator responsável por esse aumento se deve à realização de baixas afluições nos submercados do SIN. Previsões do ONS indicam que as afluições em todos os submercados devem permanecer em declínio no mês de julho.

O PLD verificado para a 1ª semana operativa de julho/2021 (período 26/06 a 02/07) atingiu 583,88 R\$/MWh em todos os submercados. Esse valor corresponde ao limite máximo estrutural estabelecido para o PLD de 2021.

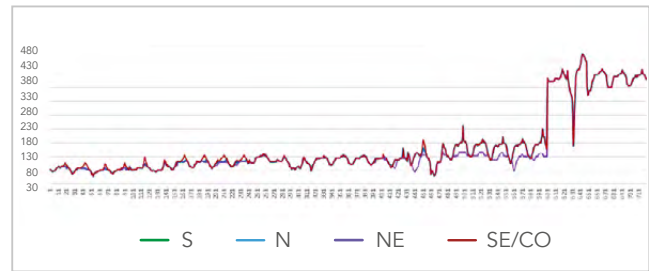


Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

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

Em junho/2021, o comportamento do PLD horário nos submercados SE/CO e S apresentou uma média mensal em torno de 337 R\$/MWh, respectivamente, com máximo e mínimo de 672 e 229 R\$/MWh. Nos submercados NE e N, a média ficou em 336 e 329 R\$/MWh, respectivamente, com máximo e mínimo de 672 e 229 R\$/MWh. As variações são decorrentes de considerações da operação horária.

### PLD Horário



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

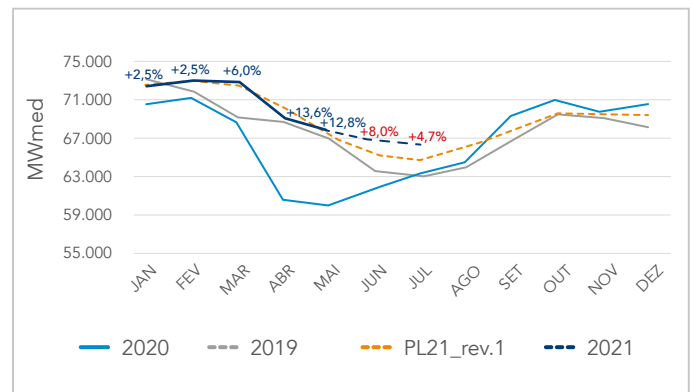
Nota: Valores limites de PLD horário – Teto: 1.142 R\$/MWh e Piso: 50 R\$/MWh.

## Carga de Energia

No período de maio para junho/2021, a carga sofreu uma redução de -1,5% (66.654 MWmed). No período de junho a julho/2021, a previsão mostra uma variação menos acentuada, de -0,6% da carga (66.286 MWmed). Assim, a carga apresenta valores acima da curva prevista pela primeira revisão do Planejamento Anual da Operação (PL21\_rev.1), o que contribui para o agravamento das questões relacionadas à crise hídrica.

Em relação aos valores registrados em 2020, a carga estimada para fechar junho/2021 aumentou +8,0% e a projetada para julho/2021 deverá aumentar +4,7%. O crescimento da carga está associado ao retorno gradual das atividades econômicas, prejudicadas pela pandemia do coronavírus.

### Carga de Energia do SIN



Fonte: Elaboração própria com dados ONS.



# Atendimento à Carga

Em junho/2021, a geração hidrelétrica do SIN (39, GWmed) diminuiu -14% em relação a maio/2021. O submercado SE/CO registrou geração de 24,9 GWmed. O submercado S teve a maior alta relativa ao mês anterior, com aumento de +89% na geração. Todos os demais submercados tiveram geração hidráulica em junho/2021 menor que maio/2021. O N recuou -48%, o SE -6% e o NE -6%. Diante desse cenário hídrico crítico, a geração térmica do SIN aumentou expressivamente, com uma variação de +42% entre maio/2021 e junho/2021.

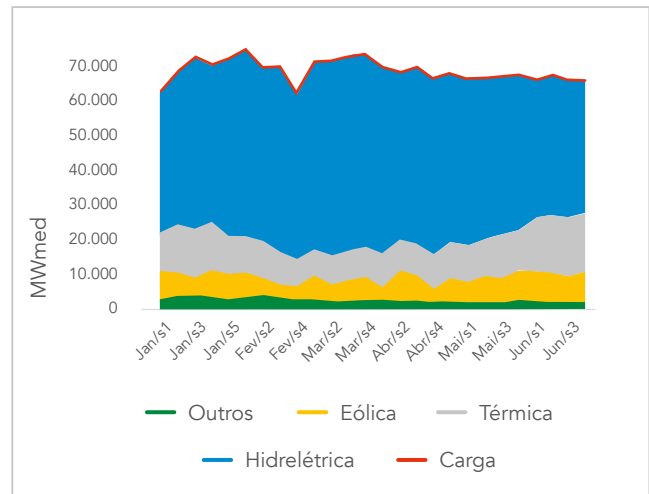
A geração eólica registrou 8,0 GWmed em junho/2021 e aumentou +14% em relação ao mês anterior. No NE, principal submercado da fonte eólica no Brasil, a geração aumentou +13%, enquanto no S aumentou +17%.

Já a fonte solar fotovoltaica aumentou sua geração em +6% no período de maio/2021 a junho/2021, e registrou 0,8 GWmed.

Em junho/2021, o fluxo SE/CO-S enviou 4,2 GWmed de energia elétrica para o submercado S com redução de -41% em relação a maio. Isso acontece principal-

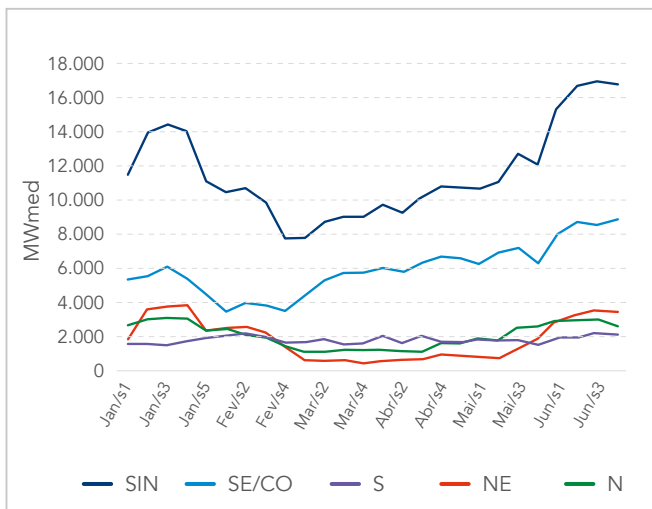
mente devido a redução da geração hidrelétrica no submercado SE/CO. O SE/CO recebeu 1,9 GWmed do fluxo NE-SE/CO e 5,5 GWmed do fluxo N-SE/CO. Já o fluxo de intercâmbio N-NE importou 1,4 GWmed de energia do NE.

## Atendimento à Carga do SIN



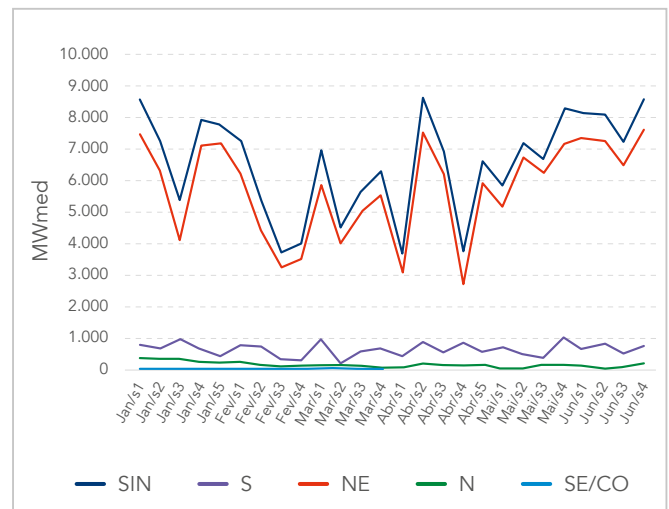
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

## Geração Térmica



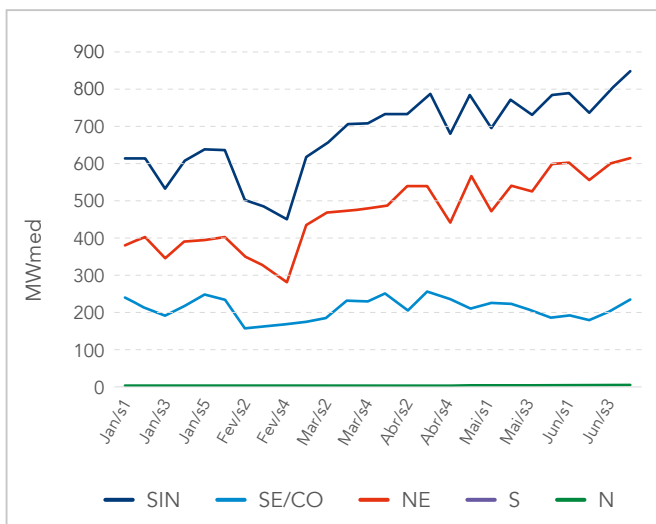
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

## Geração Eólica



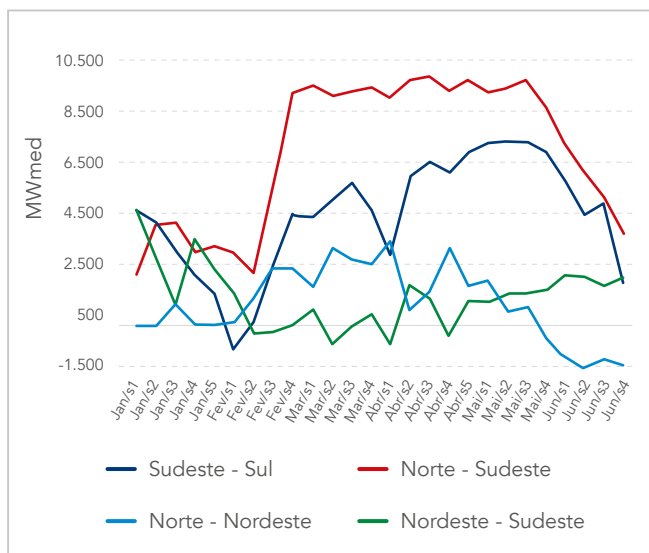
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

### Geração Solar



Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

### Intercâmbios de Energia



Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

## Bandeiras Tarifárias

Em julho/2021, a conta de luz será mais custosa com a bandeira tarifária vermelha P2, o que equivale ao valor de R\$ 9,492 na tarifa por cada 100 kWh consumidos. Esse valor foi ajustado para conferir um balanço financeiro adequado entre receitas e custos em boa parte dos cenários probabilísticos, mediante

ao pior aporte hidrológico da história do SIN. Ressalta-se que esse 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. As demais bandeiras tarifárias também sofreram ajustes no mês de junho, em que a amarela passou a valer R\$ 1,874 e a vermelha P1 R\$ 3,971 por cada 100 kWh consumidos (fora impostos).

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			
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			

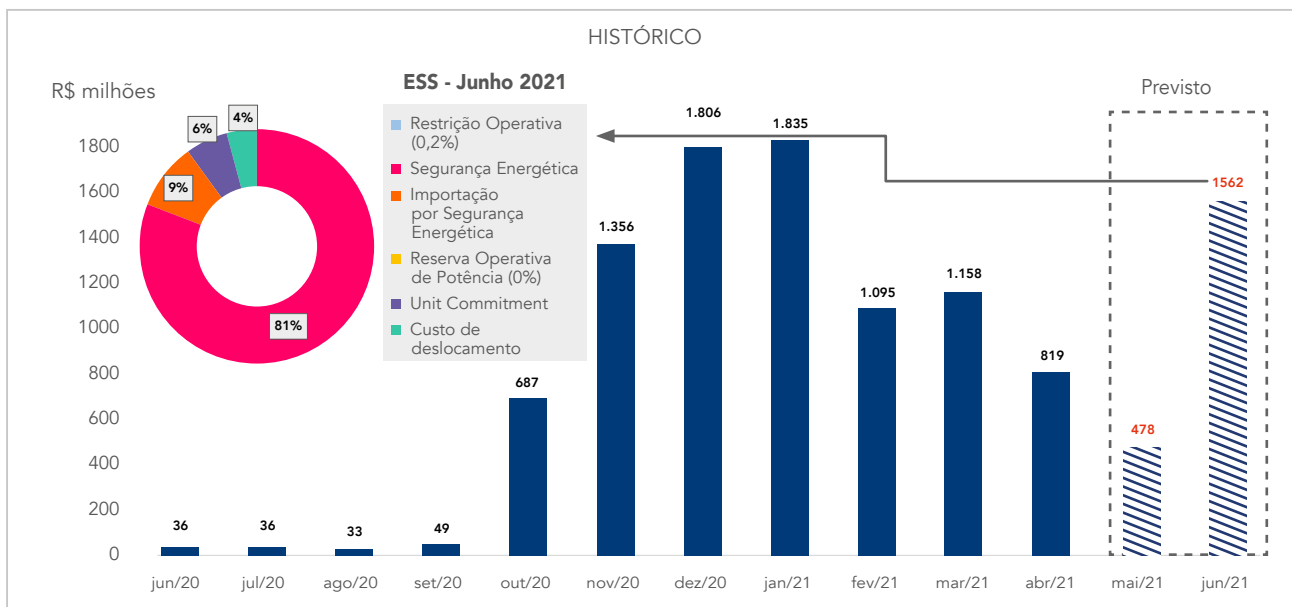
Nota: No período de junho a novembro de 2020 a bandeira verde ficou acionada devido a uma decisão da Aneel como medida emergencial por conta da pandemia da Covid-19. Fonte: Elaboração própria com dados ANEEL.

# Encargo de Serviço do Sistema - ESS

O recebimento de encargos estimado para junho/2021 totalizou aproximadamente R\$1,5 bilhões. Esse valor representa 327% dos encargos de maio/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 compo-

nente segurança energética. Em junho/2021, os gastos com segurança energética voltaram a crescer, com aumento de +401% em relação a maio/2021. Segurança energética é o componente com a maior parcela dos encargos (81%), seguido pela importação por segurança energética (9%), unit commitment (6%) e custo de deslocamento (4%).

## Encargo de Serviço do Sistema



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

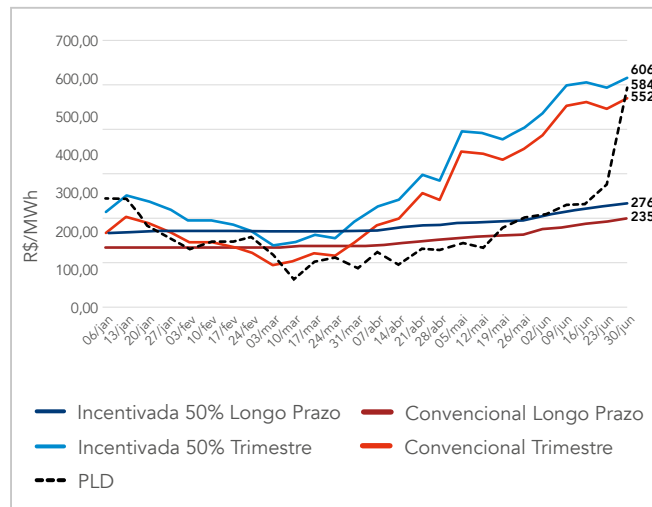


# Preços de Contrato no ACL

Os índices de preço são apresentados com base nas métricas do pool de preços apuradas semanalmente pela DCIDE. Para a última semana de junho/2021, o produto trimestre, que agrega os produtos de julho a setembro de 2021, da fonte convencional foi medido em torno de 552 R\$/MWh, apresentando aumento mensal de 31%. De forma similar, o produto trimestre da incentivada 50% foi medido em 606 R\$/MWh, registrando aumento de 28% no mês. Em relação a maio/2021, a variação do PLD apresentou ascensão de 144% em junho.

As energias convencional e incentivada 50% nos próximos quatro anos (2022 a 2025 - longo prazo) registraram variações positivas em torno de 20% e 18%, respectivamente, na comparação mensal. Esse aumento se deve a perspectiva do risco de mercado em função da crise hídrica atual.

Curva Forward - Mercado Livre

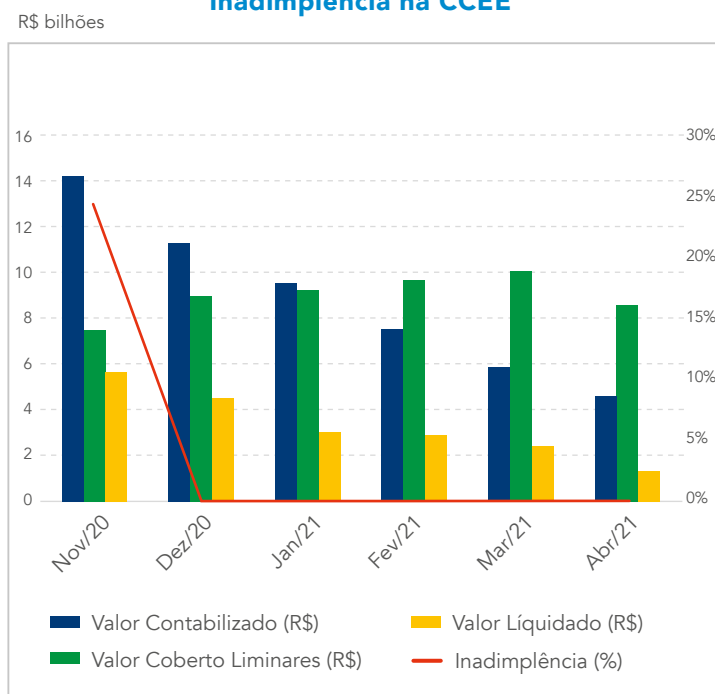


Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE.

## Liquidação na CCEE

Em abril/2021, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP) movimentou em torno de R\$ 1,3 bilhão do total de R\$ 4,7 bilhões contabilizados. As antecipações de pagamento relacionadas com as liminares do risco hidrológico somaram R\$ 113,7 milhões. Ao todo, 44 geradoras liberaram valores relacionados ao risco hidrológico desde o começo deste ano, reduzindo em R\$ 7,9 bilhões os débitos retidos. Essa operação reduziu para R\$ 3,4 bilhões o montante ainda não repactuado do GSF no mercado livre, que equivale a 72% do valor contabilizado. Outros valores em aberto no MCP referem-se ao montante parcelado em torno de R\$ 365 mil e inadimplência em torno de R\$ 846 milhões.

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)