



INFORME

ENERGIA ELÉTRICA

FEVEREIRO 2021

 **FGV ENERGIA**

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

Angélica dos Santos

Ana Costa Marques Machado

Flávia Porto

Gláucia Fernandes

João Teles

Kárys Prado

Marina de Abreu Azevedo

Paulo César Fernandes da Cunha

Rodrigo Lima

Assistente de Ensino (MBA) e Pesquisa

Melissa Prado

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 fevereiro de 2021 e projeções para março de 2021.

Destaques do Setor Elétrico

- (CCEE) Com a liquidação do mercado do mês de dezembro concluída, as distribuidoras brasileiras encerram 2020 com sobrecontratação de 109% da carga registrada no período, devido à redução no consumo de energia elétrica causada pela pandemia do coronavírus.
- (ANEEL) Os consumidores terão que pagar R\$3,1 bilhões a mais nas contas de luz em 2021 para cobrir o déficit na arrecadação da bandeira tarifária. Esse déficit é resultado da suspensão da cobrança, entre junho e novembro de 2020, como medida para evitar maiores prejuízos na economia diante da crise da Covid-19 no país.
- (CCEE) A instituição lançou o módulo de Desligamento no Sistema de Gestão de Penalidades com intuito de oferecer autonomia aos agentes e ampliar a transparência na análise dos processos. Com essa ferramenta de integração de sistemas, as distribuidoras poderão solicitar o desligamento compulsório de consumidores aderidos na Câmara de Comercialização e que tiveram o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição rescindido.
- (EPE) O Ministério de Minas e Energia aprovou o Plano Decenal de Energia 2030 (PDE 2030). O PDE 2030 indica as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos. Estima-se o investimento de R\$2,7 trilhões até o último ano do planejamento.
- (EPE) A EPE publicou a Nota Técnica “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio”, que sinaliza a intenção do governo de inserir a tecnologia nas pautas de discussões do setor energético. O documento destaca as rotas tecnológicas para geração do hidrogênio e a necessidade de investir em diversas categorias, de maneira que não sejam criadas restrições ao seu desenvolvimento e aumente-se a competitividade deste recurso no mercado.
- (Senado) O Projeto de Lei do Senado (PLS) 232/2016 foi aprovado na Comissão de Infraestrutura. Esse projeto propõe a revisão do novo marco regulatório do setor elétrico que abre caminho para um mercado livre de energia, com a possibilidade de portabilidade da conta de luz entre as distribuidoras, e também prevê a separação entre lastro e energia.
- (FGV) A FGV Energia realizou no dia 04 de março o webinar “Concretização e Perspectivas do PLD Horário” com a participação dos agentes diretamente envolvidos que discutiram a bem sucedida implantação desse modelo, bem como as novas possibilidades que passam a se viabilizadas com a valorização horária da energia elétrica. A gravação desse evento pode ser acessada pelo link: <https://fgvenergia.fgv.br/>
- (Estadão) Governo sancionou a Medida Provisória 998/2020 (“MP do Consumidor”) na lei 14.120/2021. Essa lei remaneja recursos das contas de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), favorecendo a redução de tarifas de energia elétrica para os consumidores, e ainda prevê mecanismos que aumentam a segurança nas operações no mercado livre de energia.

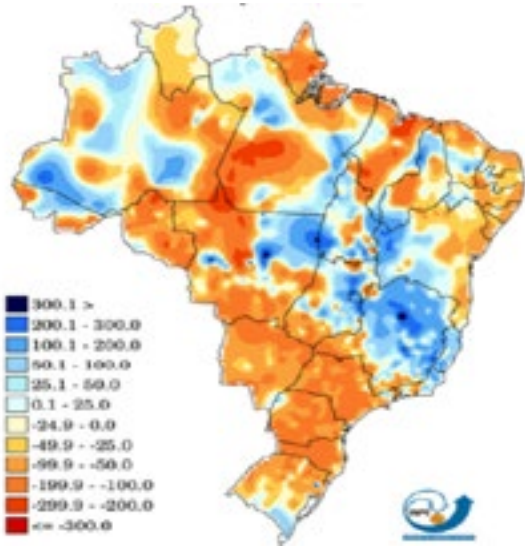


Climatologia

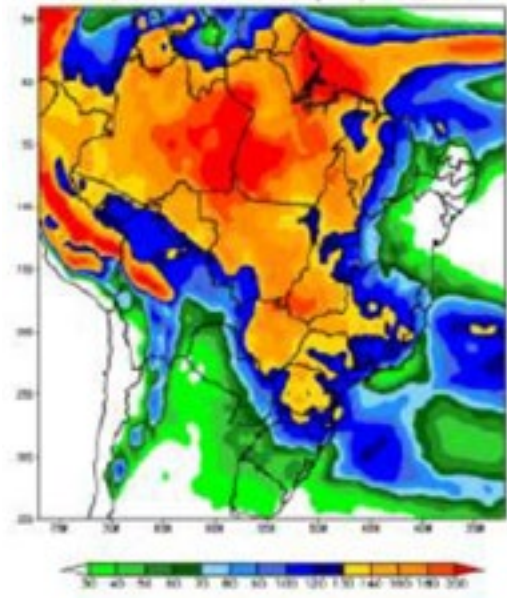
Em fevereiro/2021, as chuvas nas bacias hidrográficas nos submercados S e SE/CO ficaram abaixo da média histórica, o que representa um quadro hidrológico desfavorável para o período. Os maiores totais de precipitação foram observados nas bacias dos rios Paranaíba, São Francisco e Tocantins. Destacam-se que as precipita-

ções acima da média histórica ocorreram nas bacias dos submercados N e NE. Para a 1ª quinzena de março/2021, prevem-se precipitações moderadas em algumas sub-bacias do submercado SE/CO e nas bacias do NE e N, podendo atingir até 160 mm. No S, as precipitações podem atingir até 140 mm de chuva acumulada.

Anomalia de precipitação (mm) - FEV/2021

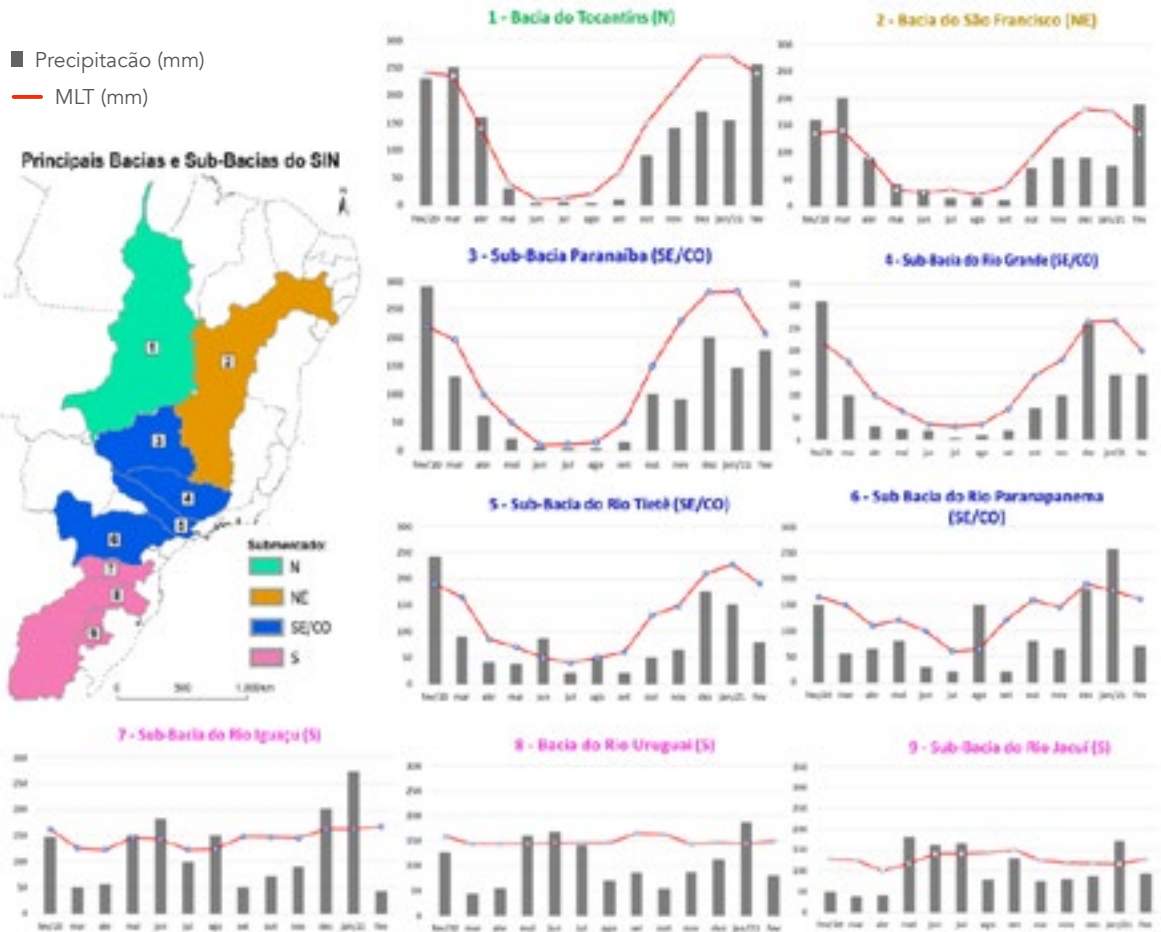


Precipitação acumulada (mm) 15 dias - MAR/2021



Fonte: INPE/CPTEC e CCEE

Precipitação nas principais bacias e sub-bacias do SIN



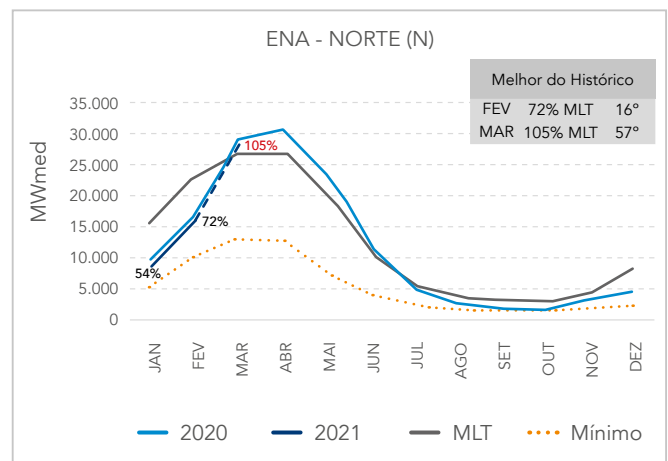
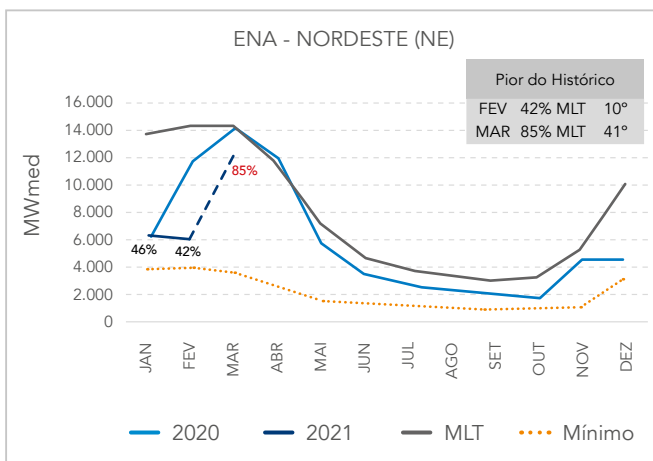
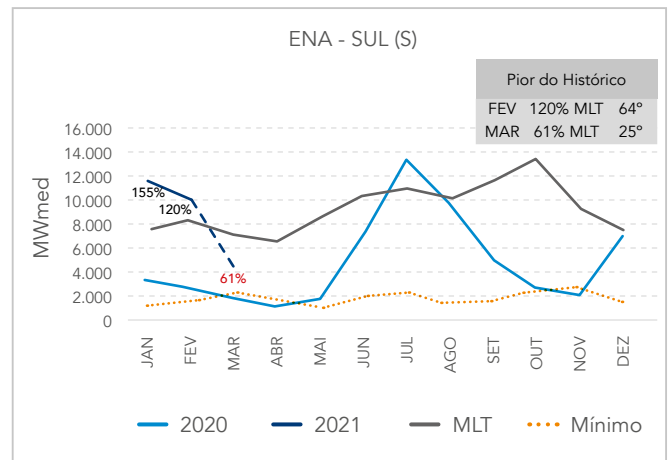
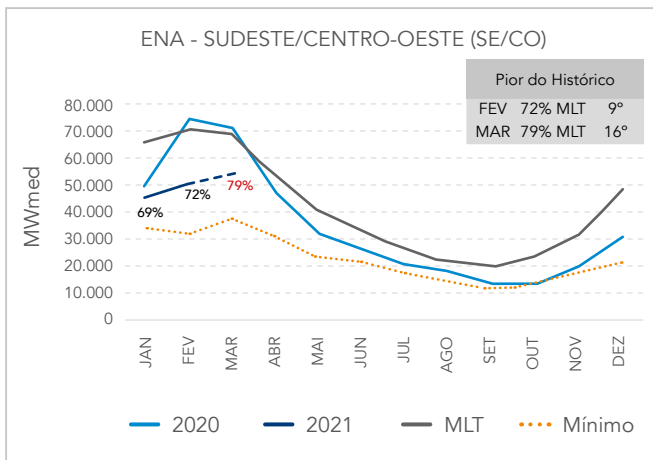
Fonte: Elaboração própria com dados do INPE/CPTEC

Energia Natural Afluente – ENA

Em fevereiro/2021, destacam-se o submercado S com a afluência acima da média histórica (120% MLT) e uma melhoria significativa nas afluências do submercado N, de 54% para 72% MLT. As afluências dos submercados SE/CO, N e NE permaneceram abaixo da média histórica. O SE/CO mantém um cenário desfavorável, refletindo o nono pior resultado de afluência para a série histórica neste mês, com 72% MLT,

e o NE teve o décimo pior resultado do histórico com 42% MLT.

Para março/2021, a previsão indica ascensão nas afluências dos subsistemas SE/CO, NE e N e recessão nas afluências do S. Destacam-se os valores significativos dos subsistemas N e NE, em que o N pode atingir 105% MLT situando-se acima da média histórica.



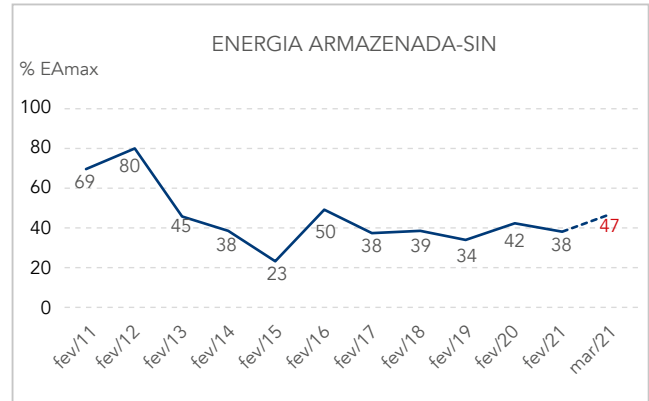
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.



Energia Armazenada – EAR

Em fevereiro/2021, o SIN atingiu 38% da energia armazenada máxima. Esse fato se deve às afluições abaixo da média histórica verificadas na maioria dos submercados. Os submercados chegaram ao final do mês com cerca de 30% (SE/CO), 64% (S), 59% (NE) e 53% (N).

Em março/2021, a projeção mostra o aumento da EAR para 47% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios indica melhora com previsão de aumento na capacidade total do N e NE, respectivamente, em torno de 80% e 75%, o SE/CO com 36%, e o S com declínio atingindo 59%.



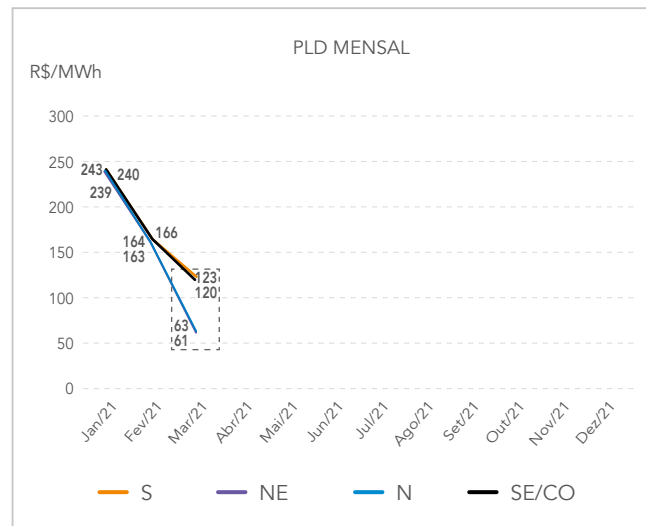
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.



Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

Em fevereiro/2021 pode-se observar uma retração do PLD nos submercados em relação ao mês de janeiro/2021. O fator responsável pela diminuição do PLD se deve à realização de afluições elevadas no S. Previsões do ONS indicam que as afluições nos submercados N e NE devem ser elevadas em março.

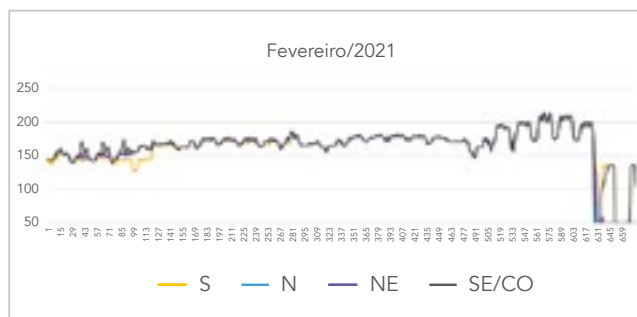
O PLD verificado na 1ª semana operativa de março/2021 (período 27/02 a 05/03) atingiu 120 R\$/MWh para o SE/CO, 123 R\$/MWh para o S, 63 R\$/MWh para o NE e 61 para o N.



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

Em fevereiro/2021, o comportamento do PLD horário nos submercados NE e N indica uma média mensal de +163 R\$/MWh, com máximo e mínimo de 214 e 50 R\$/MWh, respectivamente. Nos submercados S e SE/CO, a média ficou entre 166 e 164 R\$/MWh, respectivamente, com máximo e mínimo de 214 e 50 R\$/MWh. As variações são decorrentes de considerações da operação horária.

PLD Horário



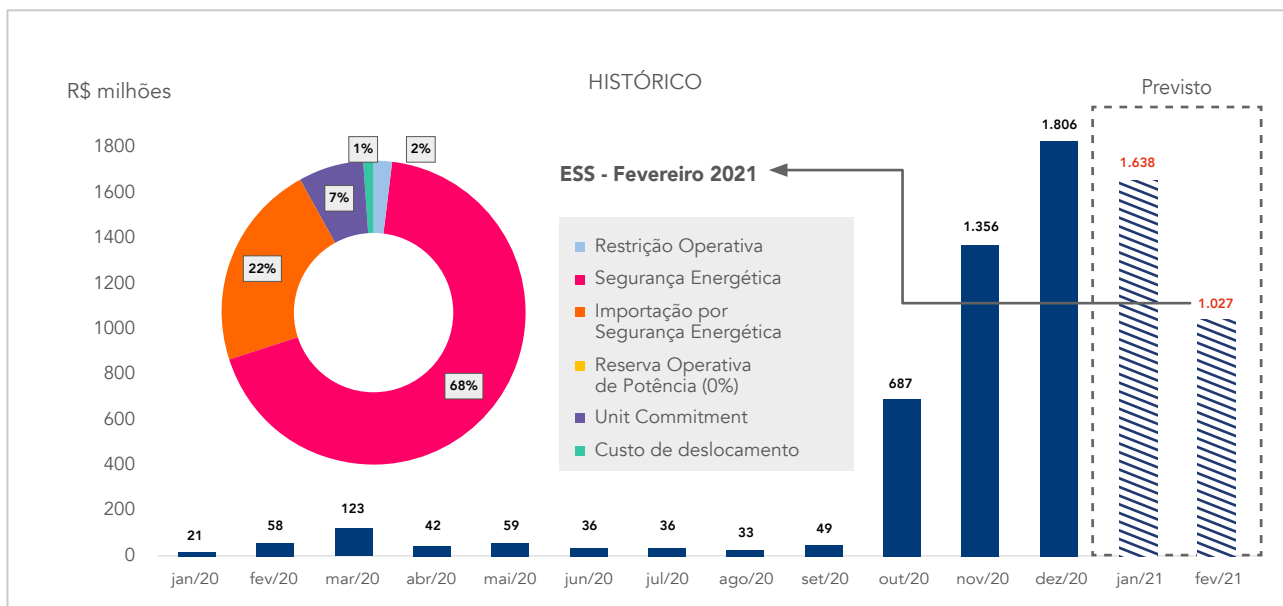
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

Encargo de Serviço do Sistema - ESS

O recebimento de encargos estimado para fevereiro/2021 totalizou aproximadamente R\$1,0 bilhão. Esse valor foi menor que o apresentado em janeiro/2021 e dezembro/2020, principalmente devido às reduções nos gastos com segurança energética e importação. Ainda assim, esses dois fatores representam os gastos majoritários do sistema,

com R\$703,1 milhões para o acionamento da geração térmica e R\$ 222,1 milhões para importação. Em relação ao mês anterior, houve um aumento nos gastos com restrição operativa, unit commitment e custo de deslocamento, que somaram ao longo do mês R\$17,7 milhões, R\$70,4 milhões e R\$13,6 milhões, respectivamente.

Encargo de Serviço do Sistema



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

Bandeiras Tarifárias

Em março/2021, com base na previsão hidrológica, a bandeira tarifária amarela será mantida, o que equivale ao acréscimo de R\$1,343 na tarifa por cada

100 kWh de energia consumido. 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.

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			
mai/19		Verde	mai/20		Verde			
jun/19		Verde	jun/20		Verde			
jul/19		Amarela	jul/20		Verde			
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.

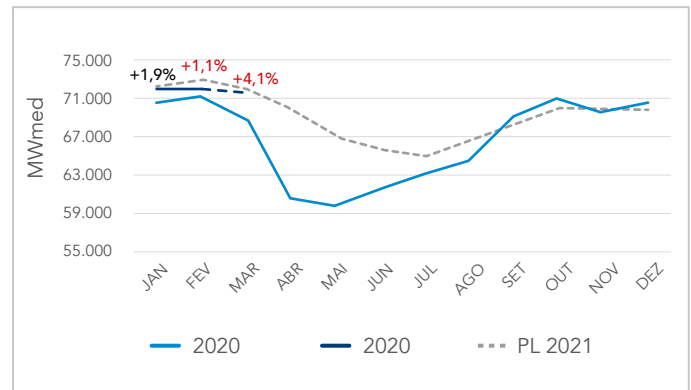


Carga de Energia

No período de janeiro para fevereiro/2021, a carga não teve alteração (72.018 MWmed). No período de fevereiro a março/2021, a previsão mostra uma variação de -0,7% da carga (71.527 MWmed). Esses valores estão próximos da curva prevista pelo Planejamento Anual da Operação (PL 2021) e seguem a expectativa de produção industrial alta. No entanto, a redução na carga em relação aos meses anteriores reflete a expectativa de declínio da temperatura nas principais capitais do SE/CO e S, com exceção do Rio de Janeiro.

Em relação aos valores registrados em 2020, a carga estimada para fechar fevereiro/2021 aumentou +1,1% e a projetada para março/2021 deverá aumentar +4,1%. O crescimento da carga está associado ao retorno das atividades econômicas, quando no mesmo período do ano anterior estava se iniciando a crise ocasionada pela pandemia do coronavírus.

Carga de Energia do SIN



Fonte: Elaboração própria com dados ONS.



Atendimento à Carga

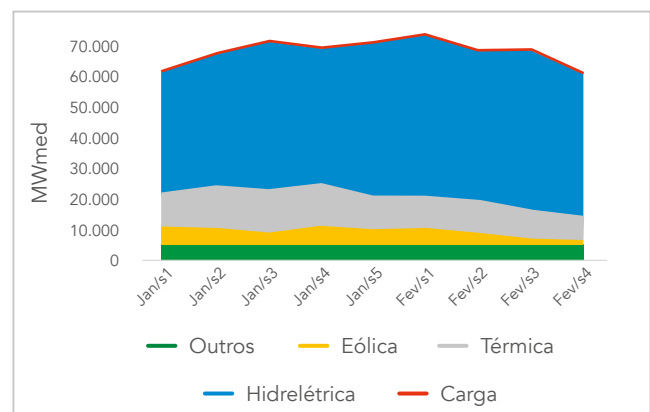
A geração hidrelétrica do SIN em fevereiro/2021 (50 GWmed) cresceu +10% em relação a janeiro/2021. O submercado SE/CO registrou a maior geração, com aproximadamente 31 GWmed. No entanto, foi o submercado N que teve a maior alta relativa ao mês anterior, com aumento de +59% na geração. Já a geração hidráulica no NE recuou -24% em relação a janeiro/2021. Diante desse cenário hídrico, a geração térmica do SIN reduziu, com uma variação de -25% entre janeiro/2021 e fevereiro/2021.

A geração eólica registrou 5 GWmed em fevereiro/2021, recuando -31% em relação ao mês anterior. No NE, principal submercado da fonte eólica no Brasil, a geração diminuiu -32%. A queda na geração dessa fonte é característica da variação sazonal no período úmido. A fonte solar fotovoltaica também teve redução de -14% na sua geração no período de janeiro/2020 a fevereiro/2021. No SE/CO e no NE, a geração dessa fonte reduziu -18% e -12%, respectivamente.

Em fevereiro/2021, o fluxo SE/CO-S enviou aproximadamente 1,5 GWmed de energia para o submercado S, e o SE/CO recebeu 0,2 GWmed do fluxo NE-SE/CO

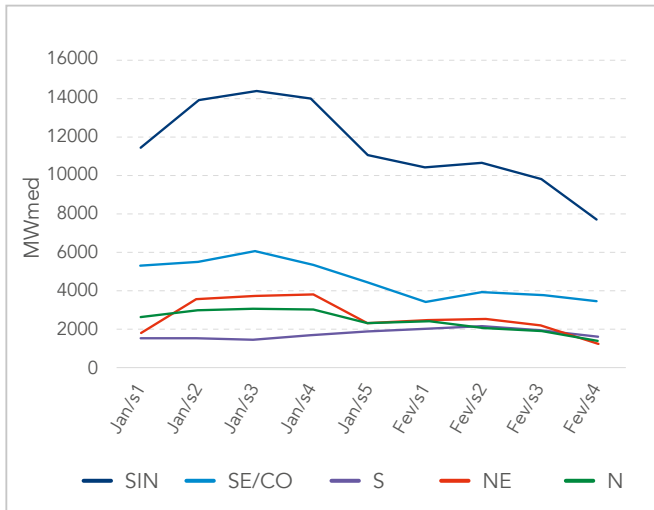
e 5 GWmed do fluxo N-SE/CO. Assim, o N aumentou +53% o fluxo de energia para o SE/CO, em comparação com janeiro/2021. Isso aconteceu devido ao aumento significativo da geração hidrelétrica nesse submercado. Já o fluxo de intercâmbio N-NE exportou 1,5 GWmed de energia para o NE, diante da redução da geração eólica na região.

Atendimento à Carga do SIN



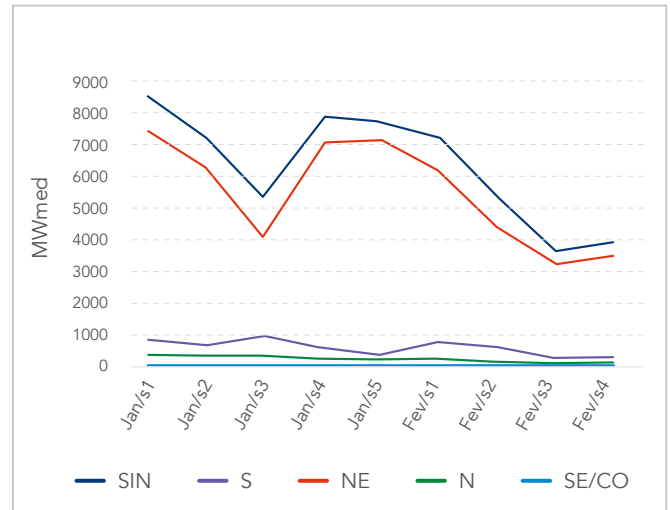
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Térmica



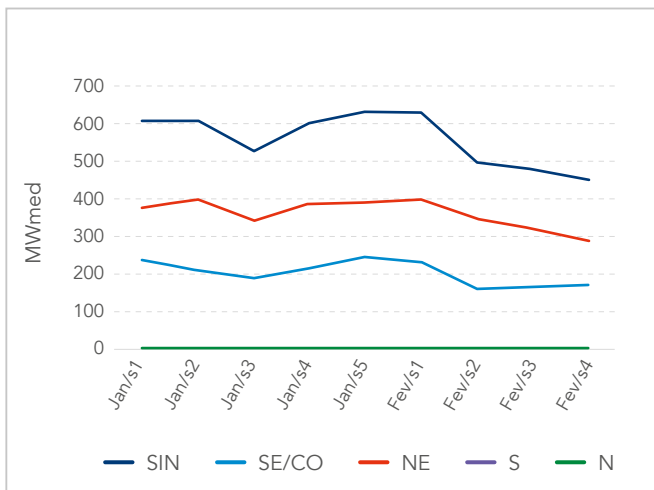
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Eólica



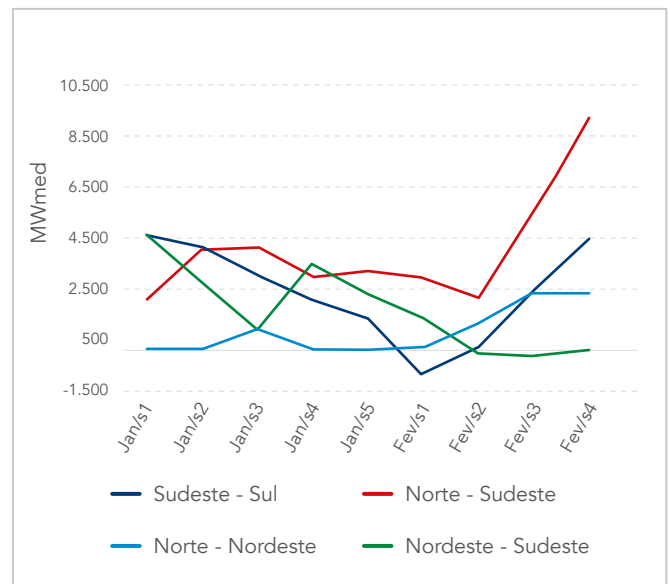
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Solar



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Intercâmbios de Energia



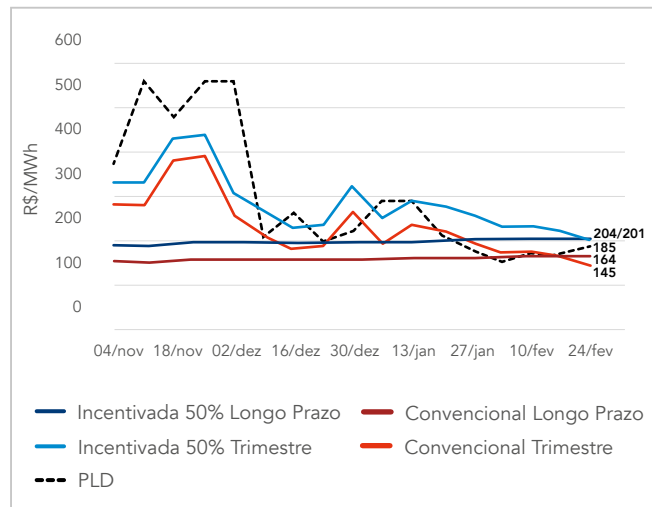
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

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 fevereiro/2021, o produto trimestre, que agrega os produtos de março a maio de 2021, da fonte convencional foi medido em 145 R\$/MWh, apresentando redução na semana de -11,2%. De forma similar, o produto trimestre da incentivada 50% foi medido em torno de 201 R\$/MWh e registrou redução semanal de -9,7%.

Em relação a janeiro/2021, a variação do PLD apresentou redução de -14,3% em fevereiro. As energias convencional e incentivada 50% nos próximos quatro anos (2022 a 2025 - longo prazo) registraram variações positivas em torno de 1% na comparação mensal.

Curva Forward - Mercado Livre



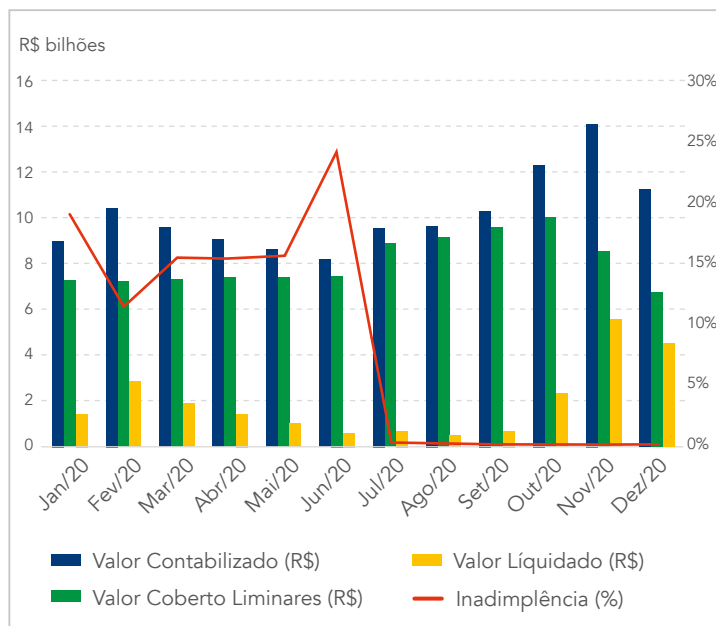
Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE



Liquidação na CCEE

Em dezembro/2020, do valor contabilizado de R\$11,3 bilhões cerca de 60% seria liquidado na CCEE e não pagos, que equivalem a R\$6,8 bilhões relacionados com as liminares de GSF no mercado livre. Destaca-se a redução dos débitos retidos sob liminares em relação a novembro, que ocorreu devido ao pagamento antecipado dos volumes financeiros de cinco agentes geradores, conforme processo de repactuação do risco hidrológico regulamentado pela ANEEL em 2020. Ao todo, a liquidação financeira do MCP movimentou R\$4,5 bilhões, 40% do valor total contabilizado. Outros valores em aberto no MCP referem-se ao montante parcelado em torno de R\$960 mil e inadimplência em torno de R\$2 milhões.

Inadimplência na CCEE



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE



Glossário de Siglas

[CLIQUE E CONFIRA](#)

Mantenedores

Ouro



Prata





www.fgv.br/energia