

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro - FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema - ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO<sup>1</sup> e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

### PLD – 3ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de julho de 2022.

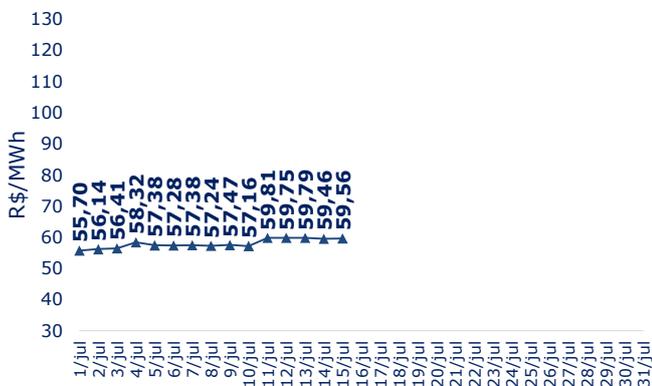


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 9 a 15 de julho de 2022, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

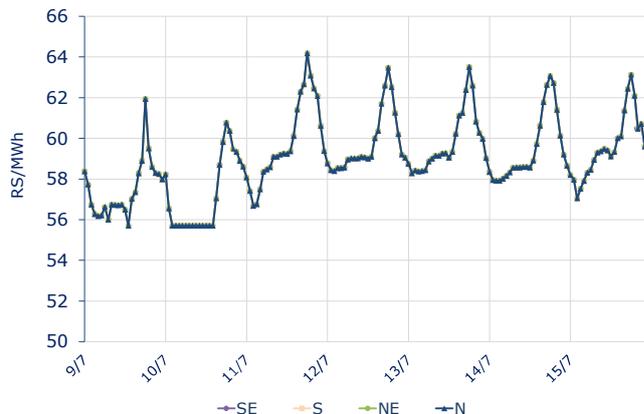


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

A Tabela 1 abaixo apresenta a média semanal da terceira semana operativa para o PLD publicado em granularidade horária.

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a terceira semana operativa de julho (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
59,00	59,00	59,00	59,00

### Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 2 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 16 a 22 de julho de 2022. Destacamos que não aplicamos os limites de PLD mínimo e máximo nos valores apresentados na Tabela 2 com o intuito de apresentar de maneira mais detalhada o comportamento da FCF do modelo DECOMP. A aplicação dos limites mínimo e máximos ocorre apenas após o processamento do modelo DESSEM.

Tabela 2 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	69,21	69,21	69,21	69,21
Média	69,05	69,05	69,05	69,05
Leve	67,32	67,32	67,32	67,32
Média semanal	68,33	68,33	68,33	68,33

A Tabela 3 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de julho.

Tabela 3 – Comparação entre a FCF da terceira e da quarta semana de julho (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	3ª sem - jul	4ª sem - jul	Variação %
SE/CO	58,91	68,33	16,0%
S	58,91	68,33	16,0%
NE	58,91	68,33	16,0%
N	58,91	68,33	16,0%

As variações da atualização da FCF do DECOMP estão atreladas, entre outros fatores, às previsões de afluências e de demanda no Sistema Interligado Nacional - SIN, o que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

<sup>1</sup>Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

O Gráfico 3 ilustra a evolução para os anos de 2021 e 2022 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

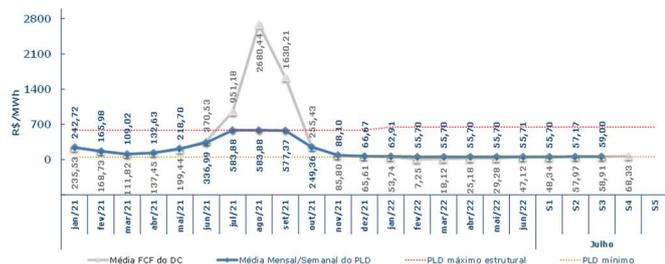


Gráfico 3 - Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa que, com a entrada oficial do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD ocorrida no dia 1º de janeiro de 2021, com granularidade horária, a publicação do PLD é realizada todos os dias com vigência para o dia subsequente (por hora e submercado).

Apesar da entrada do modelo DESSEM, continuaremos disponibilizando em caráter informativo os valores obtidos com base na FCF do modelo DECOMP. Ressaltamos que esses resultados não possuem valor comercial.

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 16 a 22 de julho, apresentaram variações de 16,0% em todos os submercados, fechando a R\$ 68,33/MWh.

Dentre os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP, se destaca a redução nas afliências esperadas para o horizonte de estudo.

Para julho de 2022, espera-se que as afliências fechem em torno de 72% da MLT para o sistema, sendo 65% no Sudeste; 83% no Sul; 74% no Nordeste e 83% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 65 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -95 MWmédios no submercado Sul e 30 MWmédios no submercado Norte. Os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não apresentaram variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -454 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: +158 MWmédios no submercado Sul, -155 MWmédios no submercado Nordeste, -457 MWmédios no submercado Norte.

**DECOMP**

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como FCF de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, minimizando o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados do modelo DECOMP é o Custo Marginal de Operação – CMO, que apresenta indicativos do possível comportamento esperado posteriormente pelo modelo DESSEM.

Entre as variáveis que influenciam os resultados do modelo DECOMP destacam-se a ENA média para acoplamento com o NEWAVE, o armazenamento inicial e a carga.

**Energia Natural Afluenta - ENA**

O Gráfico 4 ilustra a evolução da ENA desde junho de 2022. Para junho, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 49.500 MWmédios. Já para julho, os valores de afliências ficaram próximos aos 34.200 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 31.100 MWmédios.



Gráfico 4 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - junho e julho de 2022

O Gráfico 5 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na quarta semana operativa de julho.



Gráfico 5 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 4 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a terceira semana de julho e a quarta semana de julho considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 4 – ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
	-471	-2.524	-48
	-83		

**Armazenamento inicial**

O Gráfico 6 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.



Gráfico 6 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 71,2% (Energia Armazenada de 208.319 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 71,1% (Energia Armazenada de 207.865 MWh), o que representou uma queda de -454 MWh em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 5 – EARM (MWh) prevista e realizada para a quarta semana operativa de julho

Submercado	RV3 - previsto (MWh)	RV3 - realizado (MWh)	Diferença (MWh)
SE/CO	130.642	130.642	0
S	17.082	17.240	158
NE	45.512	45.357	-155
N	15.083	14.626	-457

**Carga - DECOMP**

O Gráfico 7 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de julho.

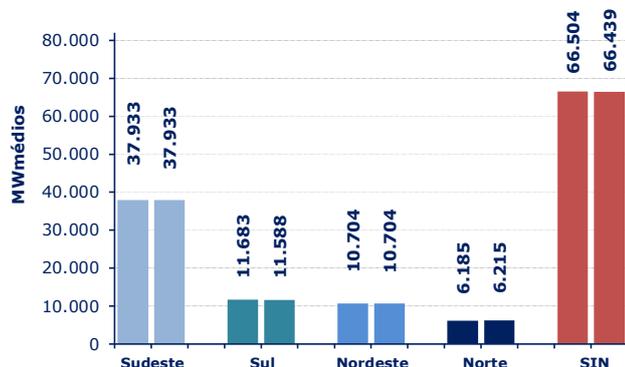


Gráfico 7 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 7 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana operativa de julho na RV2 de

julho (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de julho (2ª coluna).

A Tabela 6 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de julho.

Tabela 6 – Carga (MWh médios)

SE/CO	S	NE	N
0	-95	0	30

Os impactos das restrições sanitárias e os riscos geopolíticos têm se diluído, melhorando, em certa medida, o fluxo dos insumos e a situação dos estoques. No entanto, a situação permanece muito distante da normalidade, mantendo-se, assim, a pressão sobre os custos das matérias primas e das commodities. Estatísticas e sondagens econômicas apontam perda de fôlego pronunciada das atividades econômicas das principais economias mundiais, aumento das pressões inflacionárias com consequente adoção de políticas monetárias restritivas, indicando uma possível caminhada em direção a uma recaída recessiva. Apesar do PIB chinês no 1º semestre ter crescido +2,5% com relação ao ano anterior, no 2º trimestre decresceu 2,6% com relação ao 1º trimestre. Dados recentes dos Estados Unidos apontam aumento da inflação ao consumidor na margem (1,3%) e a tendência altista na taxa de juros na próxima reunião do FED (75 pontos). Tais fatos são um indicativo do aprofundamento do risco de recaída recessiva da economia mundial.

Em contrapartida, no contexto doméstico, o Indicador do Banco Central – IBC-Br para o mês de maio, segue com tendência altista (+3,7% com relação ao mesmo mês do ano anterior), indicando o atual bom desempenho da atividade econômica, muito ancorado no setor de serviços. Segundo dados da Pesquisa Mensal dos Serviços – PMS, o setor de serviços seguiu trajetória de expansão no segundo trimestre, sendo o destaque os serviços prestados à família, que cresceu 6,9% nos cinco primeiros meses do ano. Espera-se, no entanto, um quadro mais negativo na segunda metade do ano, mesmo com a aprovação da PEC 1/2022. Dados da Pesquisa Mensal do Comércio – PMC, mostram que o comércio varejista e o varejista ampliado decresceram, em maio, -0,2% e -0,7%, respectivamente, no entanto, ambos apresentam estabilidade na margem. O resultado negativo do comércio varejista é fortemente influenciado pelo efeito da inflação. A promulgação da PEC 01/2022, com a inclusão de taxistas no auxílio combustível juntamente com a PLP18/2022 impactarão positivamente no resultado do PIB no curto prazo. Com isso, apesar do cenário inflacionário, do prolongamento do ciclo de aperto monetário, da lenta recuperação do mercado de trabalho e da renda e do cenário internacional adverso aumentam-se as perspectivas de um crescimento do PIB superior a 1,5% em 2022.

O Gráfico 8 apresenta a carga de julho de 2022. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 66.562 MWh médios para o SIN, ajustados na 3ª revisão para 66.220 MWh médios, correspondendo a uma redução de -342 MWh médios (-0,5%). Comparando com os valores verificados em julho de 2020 e 2021 houve aumento para o SIN, em MWh médios, de +2.909 (+4,6%) e +768 (+1,2%), respectivamente.

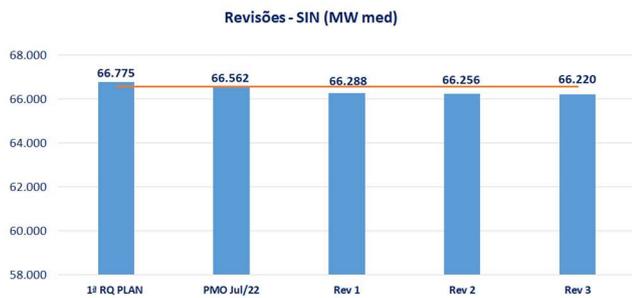


Gráfico 8 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Julho.

A Tabela 7 apresenta as variações, em MWmédios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de julho 2022 e em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao 1º RQ PLAN 2022-2026. Ao comparar as previsões da 3ª revisão com os valores verificados em julho de 2021, observa-se aumento de +1.132 MWmédios no somatório das cargas dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Norte e redução de -364 MWmédios no somatório do submercado Sul e Nordeste. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+4,6%), seguida do submercado Nordeste (-3,2%).

Tabela 7 - Comparação entre a carga prevista para o PMO de Julho/22 e a carga observada em Jul/21 e a projeção do 1º RQ do PLAN (22-26)

Submercado	Variação, em MWmédios (%) ante	
	Jun/21	1º RV PLAN (22-26)
SE/CO	+858 (+2,3%)	-13 (-0,0%)
Sul	-17 (-0,1%)	-153 (-1,3%)
Nordeste	-347 (-3,2%)	-426 (-3,9%)
Norte	+274 (+4,6%)	+37 (+0,6%)
SIN	+768 (+1,2%)	-555 (-0,8%)

Na comparação com os valores projetados na 1ª RQ do PLAN, os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste apresentaram redução na carga projetada, sendo o somatório de -592 MWmédios. O submercado Norte apresentou aumento de +37 MWmédios na carga projetada. O Nordeste é o submercado cuja carga apresentou maior variação percentual absoluta (-3,9%).

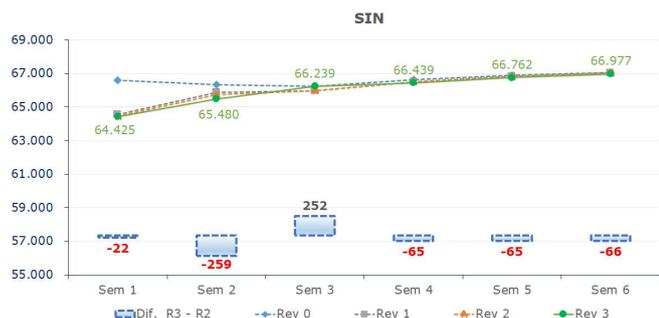


Gráfico 9 - Projeção da carga do PMO de Julho de 2022

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de julho com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento da carga verificada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, totalizando +471 MWmédios (+0,9%), enquanto o submercado Sul apresentou redução na carga verificada em -219 MWmédios (-1,9%). Para a 4ª semana operativa, foram mantidos os valores projetados para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Para o submercado Sul houve redução da carga projetada em -95 MWmédios (-0,8%) enquanto para o submercado Norte houve aumento de +30 MWmédios (+0,5%). Com isso, a carga projetada

para o SIN para a referida semana é de 66.439 MWmédios (vide Gráfico 10).

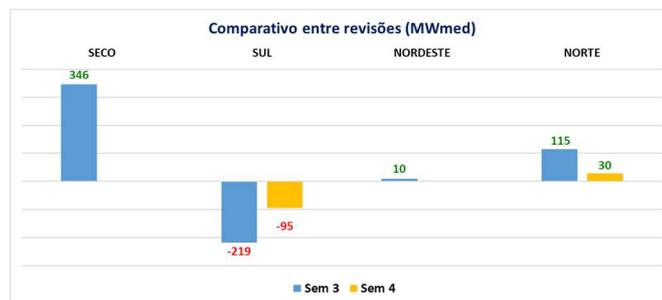


Gráfico 10 - Comparativo entre os montantes das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram ajustadas a menor para as demais semanas operativas do mês de maio. Isso pode ser observado na Tabela 8, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

Tabela 8 - Carga prevista para o mês de Julho de 2022

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	66.589	66.352	66.231	66.627	66.888	67.074
RV1	64.554	65.866	65.987	66.504	66.827	67.043
RV2	64.447	65.739	65.987	66.504	66.827	67.043
RV3	64.425	65.480	66.239	66.439	66.762	66.977

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

### Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 11, Gráfico 12 e Gráfico 13 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadros verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

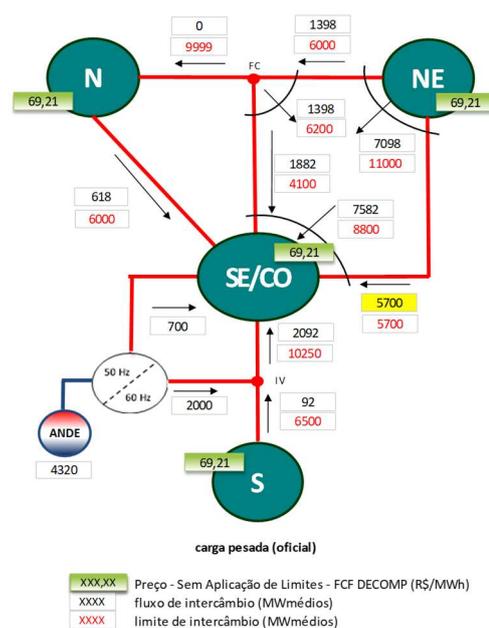


Gráfico 11 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

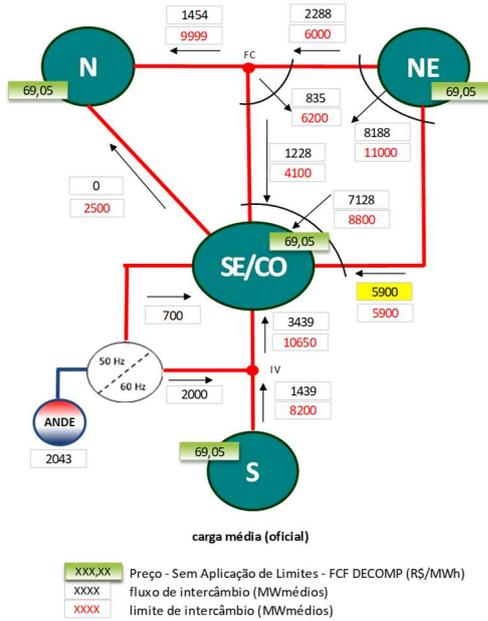


Gráfico 12 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

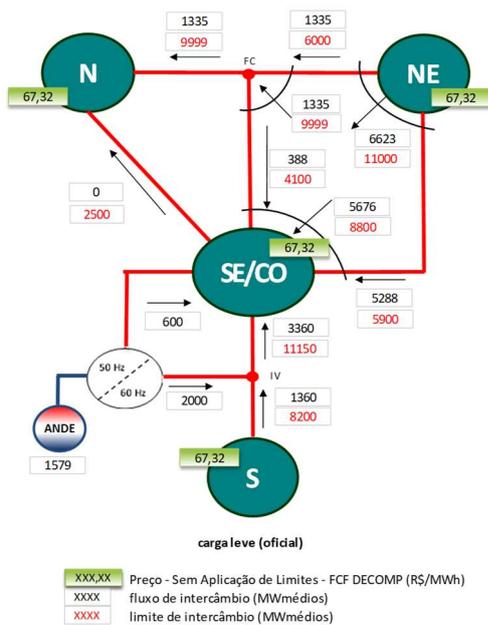


Gráfico 13 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

### Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 843/2019, de 2 de abril de 2019, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Para a quarta semana operativa de julho não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

### Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 14 ilustra os principais impactos na FCF dos submercados.



Gráfico 14 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 9/MWh.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

### Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

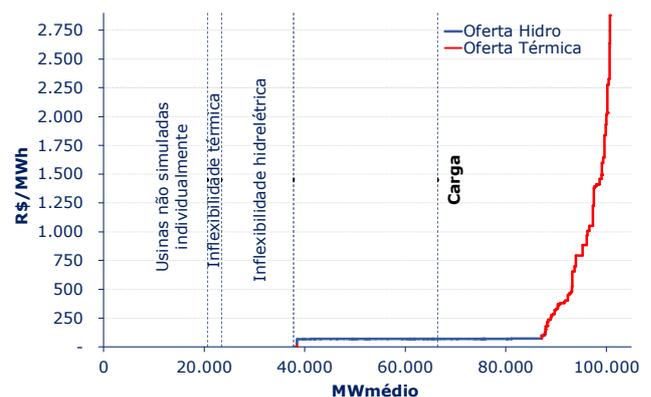


Gráfico 15 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

### Estimativa de ESS – julho de 2022

O Gráfico 16 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de julho de 2022.

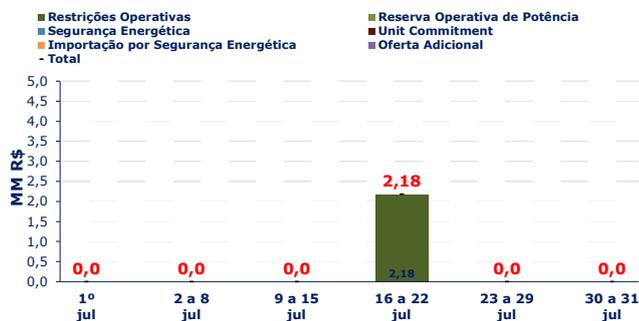


Gráfico 16 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

A Tabela 9 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de julho.

Tabela 9 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de julho

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	-	-	-	2,18	-	-	2,18
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2,18</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2,18</b>
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.							
<b>Total</b>	<b>0,00</b>						
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.							
<b>Total</b>	<b>0,00</b>						
Unit Commitment (R\$ MM)							
Subm.							
<b>Total</b>	<b>0,00</b>						
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.							
<b>Total</b>	<b>0,00</b>						

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 16 e na Tabela 9 resulta na expectativa de R\$ 2,2 milhões, sendo R\$ 2,2 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 14 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 15 de julho são idênticos aos do dia 14.

A expectativa para o período de 16 a 31 de julho de 2022 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 3 de julho de 2022.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim consideram os encargos por restrição de operação por *Constrained-On*, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo. Além disso, os valores apresentados não consideram a estimativa de ESS por Deslocamento Hidráulico. Cabe destacar que o valor do PLD é inferior ao PLDx, de modo que a estimativa do ESS é nula até o momento. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

### Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por

ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para julho é apresentada no Gráfico 17.

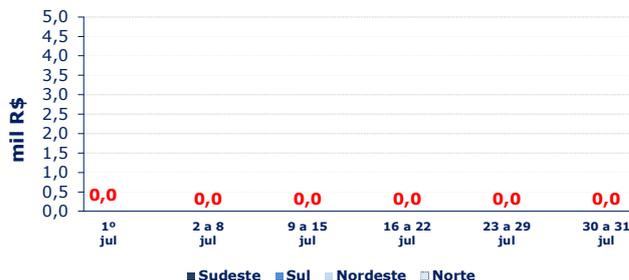


Gráfico 17 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de julho de 2022

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 17 resulta na expectativa de R\$ 0,0 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para julho.

### Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 18 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para julho de 2022.

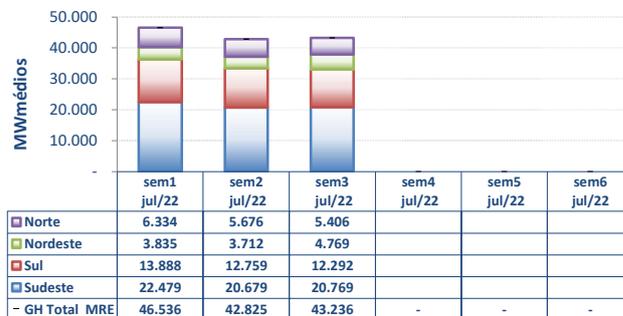


Gráfico 18 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 19 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para junho e julho de 2022.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – maio/2022", publicado em 11 de julho de 2022 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 043/22, de 18 de janeiro de 2022.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 14 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 15 de julho são idênticos aos do dia 14.

A expectativa para o período de 16 a 31 de julho de 2022 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 3 de julho de 2022.

Além disso, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico a fim de emular o comportamento operativo e comercial do SIN.

As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2022, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de junho de 2022. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para junho e julho, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para julho.

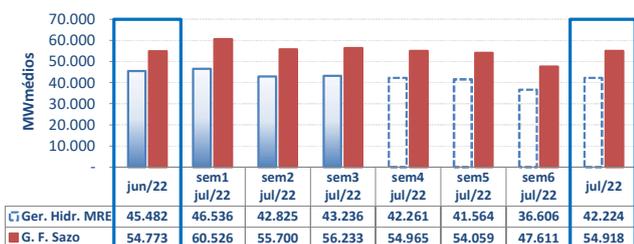


Gráfico 19 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de junho e de julho de 2022

O Gráfico 20 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de junho e julho de 2022 (ainda não contabilizados).

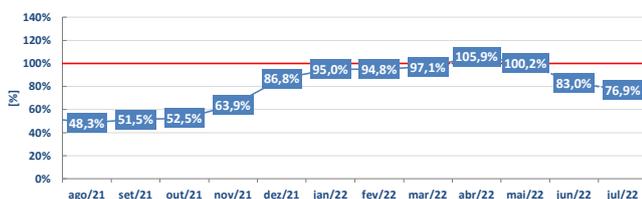


Gráfico 20 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 21 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de junho e julho, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para julho.

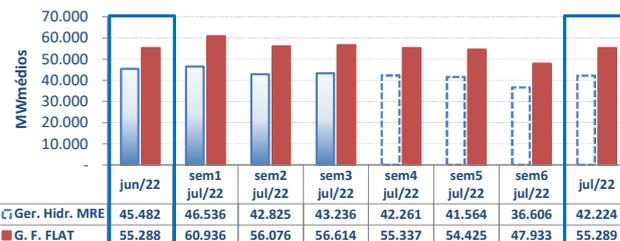


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de junho e de julho de 2022

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de junho e julho de 2022 (ainda não contabilizados).

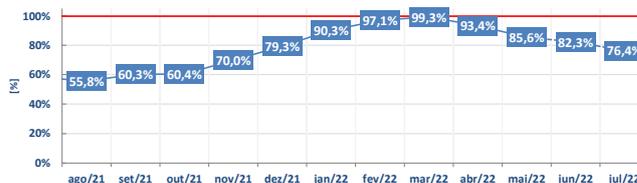


Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado informa eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

Durante a terceira semana operativa de julho de 2022 não foram identificadas inconsistências que impactam o cálculo do PLD.