

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

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.

### Análise PLD – 3ª semana operativa de dezembro

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 12 a 18 de dezembro de 2020.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
<b>Pesada</b>	<b>269,00</b>	<b>269,00</b>	<b>269,00</b>	<b>269,00</b>
<b>Média</b>	<b>267,85</b>	<b>267,85</b>	<b>267,85</b>	<b>267,85</b>
<b>Leve</b>	<b>259,90</b>	<b>259,90</b>	<b>259,90</b>	<b>259,90</b>
<b>Média semanal</b>	<b>264,24</b>	<b>264,24</b>	<b>264,24</b>	<b>264,24</b>

A Tabela 2 traz a comparação entre o PLD médio da segunda e da terceira semana de dezembro:

Tabela 2 – Comparação entre o PLD médio da segunda e da terceira semana de dezembro (em R\$/MWh)

Submercado	PLD		
	2ª sem - dez	3ª sem - dez	Variação %
<b>SE/CO</b>	<b>210,74</b>	<b>264,24</b>	<b>+ 25 %</b>
<b>S</b>	<b>210,74</b>	<b>264,24</b>	<b>+ 25 %</b>
<b>NE</b>	<b>200,33</b>	<b>264,24</b>	<b>+ 32 %</b>
<b>N</b>	<b>210,74</b>	<b>264,24</b>	<b>+ 25 %</b>

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de afluências no Sistema Interligado Nacional – SIN, que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

O Gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:

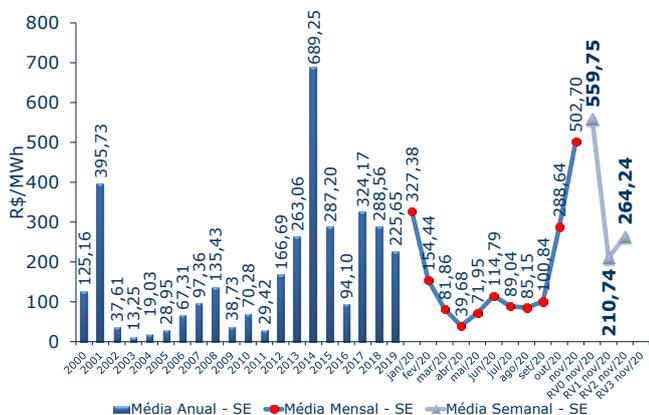


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa que o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD para o período de 12 a 18 de dezembro aumentou em todos os submercados. Para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, o aumento foi de 25%, passando de R\$ 210,74/MWh para R\$ 264,24/MWh. Já no Nordeste o aumento foi de 32%, saindo de R\$ 200,33/MWh para R\$ 264,24/MWh.

O principal fator responsável pelo aumento do PLD em todos submercados foi a expectativa de diminuição das afluências do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os limites de interligação entre submercados não foram atingidos, resultando no acoplamento dos preços entre todos submercados.

Para dezembro espera-se afluências em torno de 62% da média de longo termo (MLT) para o sistema, sendo 61% no Sudeste, 92% no Sul, 48% no Nordeste e 61% no Norte.

Para a próxima semana, a carga prevista do SIN apresentou elevação em torno de 389 MWmédios em relação a expectativa anterior, com aumento no Sudeste (+ 383 MWmédios) e no Nordeste (+ 264 MWmédios), redução no Sul (- 257 MWmédios). Para o submercado Norte não houve alteração.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.360 MWmédios acima do esperado, e estão mais elevados para todos os submercados em relação a expectativa anterior, sendo + 613 MWmédios no Sudeste, + 238 MWmédios no Sul, + 310 MWmédios no Nordeste e + 199 MWmédios no Norte.

O fator de reajuste do MRE previsto para o mês de dezembro de 2020 passou de 90,9% para 85,3%. O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) estimado para as primeiras semanas de dezembro está em R\$ 651,0 milhões, sendo R\$ 17,2 milhões devido a restrições operativas, R\$ 232,9 milhões devido ao despacho termelétrico por segurança energética, R\$ 6,3 milhões por unit commitment e R\$ 394,7 milhões devido à importação por segurança energética.

### Decomposição do PLD

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD, referentes ao Decomp, o Gráfico 2 ilustra os principais impactos no preço dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte.



Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste, Sul e Norte

Verifica-se que a piora na previsão de afluências elevou o preço do Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte em torno de R\$ 66/MWh. Já a

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

melhora nos níveis de armazenamento, diminui o preço em aproximadamente 51/MWh.

Por sua vez, a atualização dos atributos hidrelétricos elevou o PLD em torno de R\$ 36/MWh. As demais variáveis apresentaram influências menos significativamente na variação do PLD.



Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Nordeste

Para o Nordeste, os movimentos observados foram semelhantes aos demais submercados, sendo que a piora previsão de aflúencias do SIN impactaram o Nordeste elevando o preço em torno de R\$ 37/MWh.

Os melhores níveis de armazenamento reduziram o preço em torno de R\$ 13/MWh. E a atualização dos atributos hidrelétricos elevaram o PLD em torno de R\$ 38/MWh, acoplado com os demais submercados.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativamente na variação do PLD.

O Gráfico 4, o Gráfico 5 e o Gráfico 6 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve, respectivamente. É possível observar que os valores destacados em amarelo atingiram o limite de intercâmbio entre submercados.

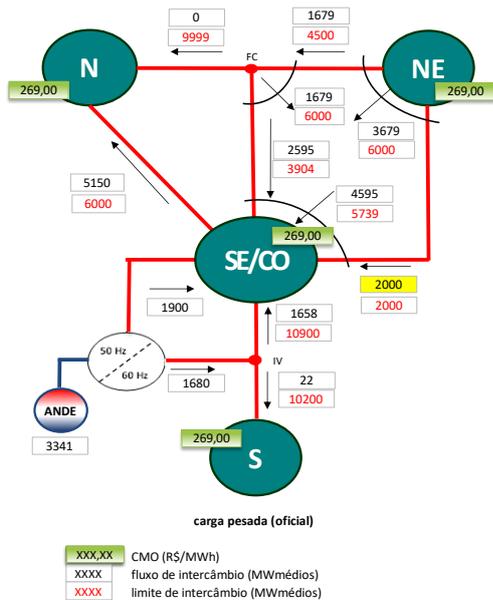


Gráfico 4 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar pesado

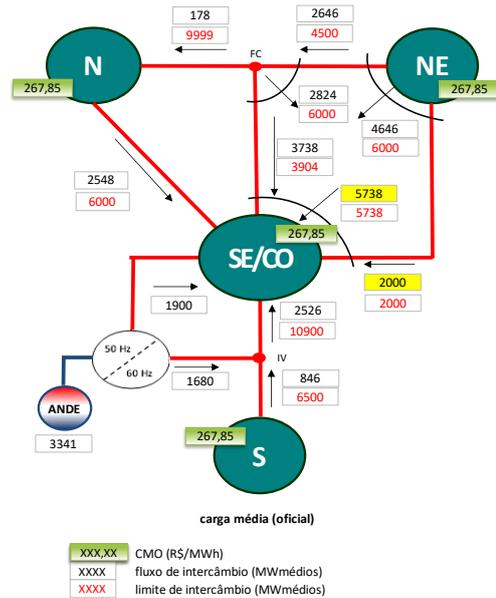


Gráfico 5 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar médio

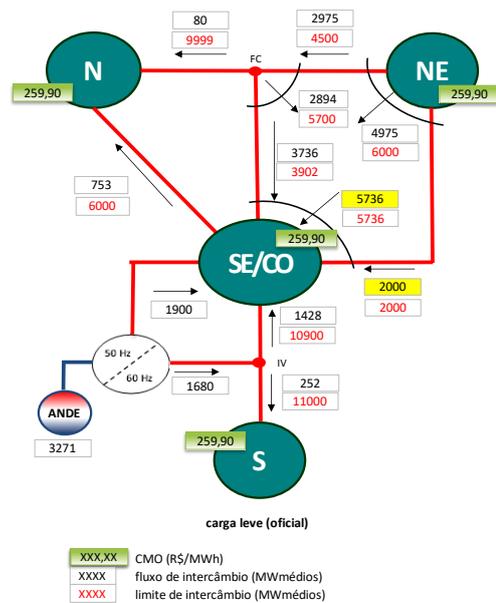


Gráfico 6 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar leve

Os fluxos de transmissão de Tucuruí – Xingu não foram atingidos para essa semana.

### Decomp

O modelo Decomp é utilizado para determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, que minimiza o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um de seus resultados é o Custo Marginal de Operação - CMO que, limitado por um preço mínimo e máximo e levando em consideração apenas as restrições elétricas estruturais que impõem limites de intercâmbio entre os submercados, resulta no PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destacam-se a ENA média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

### Energia Natural Afluyente - ENA

Em novembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram uma diminuição a partir da segunda semana e passaram a valores próximos de 40.000 MWmed. Já para dezembro, os valores da ENA de acoplamento ficaram próximos aos 56.000 MWmed para a primeira semana, apresentando um aumento para cerca de 65.000 MWmed e uma ligeira redução para aproximadamente 62.500 MWmed nas semanas seguintes.

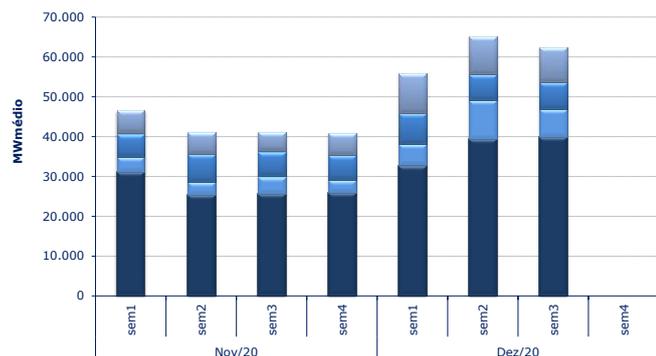


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - novembro e dezembro de 2020

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA de acoplamento média do SIN da terceira semana operativa de dezembro.



Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 3 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento da segunda e terceira semana de dezembro, considerada no horizonte do Decomp.

Tabela 3 - Variação da ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
+ 503	- 2.700	+ 181	- 729

### Armazenamento inicial

O Gráfico 9 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

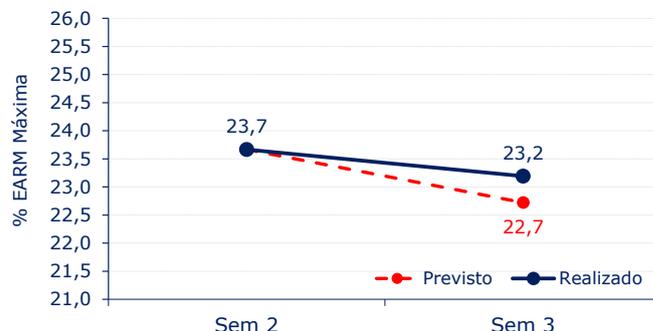


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 22,7% (Energia Armazenada de 66.153 MWmês) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi de 23,2% (67.513 MWmês), o que representa uma elevação de 1.360 MWmês em relação a expectativa da semana anterior. A Tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 4 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a terceira semana operativa de dezembro

Subm.	RV2 dez - previsto (MWmês)	RV2 - dez - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	32.691	33.304	+ 613
S	4.159	4.397	+ 238
NE	25.493	25.803	+ 310
N	3.810	4.009	+ 199

### Carga - Decomp

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de dezembro:

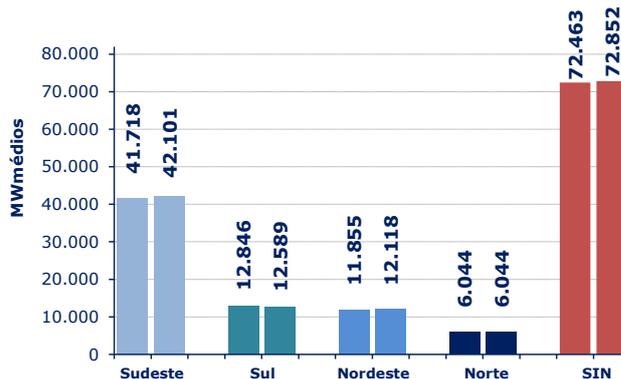


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana de dezembro na RV1 (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 deste mesmo mês (2ª coluna).

A Tabela 5 apresenta a variação de carga no sistema.

**Tabela 5 – Carga (MWmédios)**

SE/CO	S	NE	N
+ 383	- 257	+ 264	-

Além da previsão para a semana em análise, o Gráfico 11 compara a previsão semanal de carga da terceira semana de dezembro (RV2) com o previsto nas revisões anteriores.

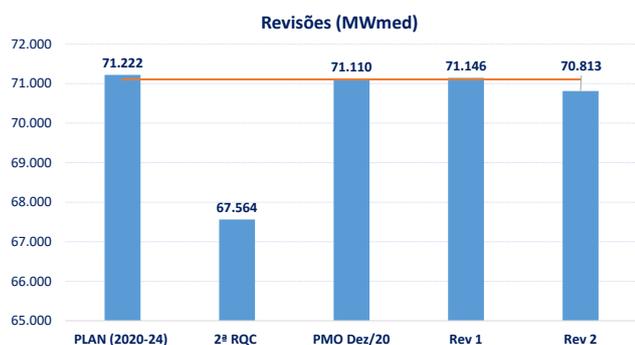


Gráfico 11 - Diferenças entre as previsões do PEN, 2ª Revisão Quadrimestral, PMO de dezembro e suas revisões

Desde a segunda metade do mês de março, as medidas de isolamento social adotadas para a contenção do Covid-19 levaram à interrupção das atividades sociais e econômicas e também, influenciaram negativamente no comportamento da carga. A partir de meados de junho, a carga de energia e a atividade econômica nacional começaram a se recuperar e praticamente, já retornaram ao patamar pré-crise. Para dezembro, há a expectativa que a retomada da economia se mantenha.

Em termos mensais, o PMO indicava uma expectativa de carga para o mês de dezembro de 2020 para o SIN de 71.110 MW médios, ou +3.023 MW médios ante dezembro de 2019 (+4,4%). Na RV2 o valor foi reduzido a 70.813 MW médios (-297 MW médios em relação ao PMO). Comparando as previsões da RV2 e os valores verificados em dezembro de 2019, as projeções de crescimento de todos os submercados foram positivas: +2.281 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (+5,9%), +17 MW médios no Sul (+0,1%), +79 MW médios no Nordeste (+0,7%) e +349 MW médios no Norte (6,2%).

A previsão da RV2 para o mês de dezembro de 2020 registrou redução de 333 MW médios (-0,5%) para o SIN, ante o previsto na RV1. Em termos regionais, observamos as seguintes alterações: quedas de -161 MW médios (0,4%) no Sudeste/Centro-Oeste, -273 MW médios no Sul (2,2%), 1 MW médio no Norte e alta de +102 MW médios no submercado Nordeste (0,9%).

Em comparação com o previsto na semana passada, na RV2 os valores previstos para a 3ª semana operativa apresentaram aumento nos submercados Sudeste/Centro-Oeste (+383 MW médios), Nordeste (+264 MW médios) e redução no submercado Sul (-257 MW médios), totalizando um aumento de 390 MW médios no SIN. No submercado Norte não houve alteração da previsão para esta semana. Os valores verificados/estimados para a 2ª semana operativa foram reduzidos nos submercados Sudeste/Centro-Oeste (-1.131 MW médios), Sul (-854 MW médios) e Norte (-11 MW médios), no submercado Nordeste ocorreu aumento de +166 MW médios, totalizando uma queda de -1.830 MW médios no SIN, em comparação com o previsto na RV1.

**SIN (MW med)**



Gráfico 12 - Evolução da carga do PMO de dezembro

Com relação às previsões feitas na 2ª Revisão Quadrimestral da Carga para o mês de dezembro de 2020, há a expectativa de elevação para todos os submercados, perfazendo um total de +3.249 MW médios (+4,8%) para o SIN. Em termos regionais, observou-se: +2.190 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (+5,6%), +233 MW médios no Sul (+2,0%), +476 MW médios no Nordeste (+4,2%) e +350 MW médios no Norte (+6,2%).

Essas projeções estão embasadas pelo processo de retomada da economia, mas também, pelas sinalizações meteorológicas, as quais indicam temperaturas mais elevadas no mês.

A Tabela 6 ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN:

Tabela 6 – Carga prevista e prévia do realizado para o mês de dezembro

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Mensal
RV0	73.424	73.781	72.382	68.477	68.043	71.110
RV1	74.367	73.316	72.464	68.477	68.043	71.146
RV2	74.300	71.486	72.854	68.477	68.043	70.813

## Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda para todos os submercados são apresentados no Gráfico 13. 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.

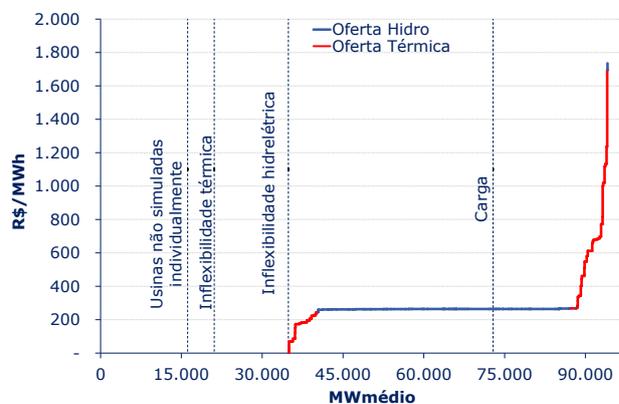


Gráfico 13 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

### Estimativa de ESS – dezembro de 2020

O Gráfico 14 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2020:

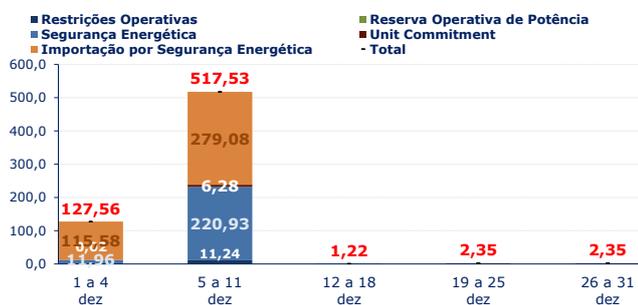


Gráfico 14 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

A Tabela 7 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de dezembro:

Tabela 7 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de dezembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>						
Sudeste	-	3,68	1,22	2,35	2,35	9,60
Nordeste	-	7,56	-	-	-	7,56
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>11,24</b>	<b>1,22</b>	<b>2,35</b>	<b>2,35</b>	<b>17,16</b>
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
Sudeste	11,96	129,47	-	-	-	141,43
Sul	-	38,62	-	-	-	38,62
Nordeste	-	44,46	-	-	-	44,46
Norte	-	8,38	-	-	-	8,38
<b>Total</b>	<b>11,96</b>	<b>220,93</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>232,89</b>
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>						
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>						
Sudeste	-	2,68	-	-	-	2,68
Sul	-	1,64	-	-	-	1,64
Nordeste	0,02	1,81	-	-	-	1,83
Norte	-	0,15	-	-	-	0,15
<b>Total</b>	<b>0,02</b>	<b>6,28</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>6,30</b>
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
Int.	115,58	279,08	-	-	-	394,67
<b>Total</b>	<b>115,58</b>	<b>279,08</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>394,67</b>

Já a consolidação dos valores apresentados no Gráfico 14 e na Tabela 7 resulta na expectativa R\$ 651,0 milhões, sendo R\$ 17,2 milhões devido a restrições operativas, R\$ 232,9 milhões devido ao despacho termelétrico por segurança energética e R\$ 6,3 milhões por unit commitment e R\$ 394,7 milhões devido à importação por segurança energética.

O valor estimado de geração para o dia 1º a 9 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 10 de dezembro as informações são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. Para o dia 11 são considerados os mesmos dados que o dia 10.

A expectativa para o período de 12 a 31 de dezembro foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 2 de dezembro de 2020. Para a terceira semana, deve continuar ocorrendo despacho termelétrico e importação por segurança energética visando garantir a não degradação do

armazenamento da região Sul e que não são considerados na estimativa de ESS futuro.

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.

### 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 mesma nota técnica 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.

As estimativas de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para dezembro são apresentadas no Gráfico 15.

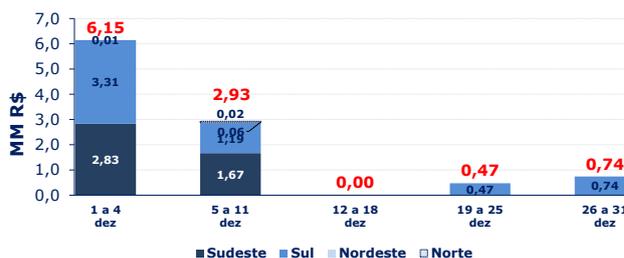


Gráfico 15 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2020

A consolidação dos valores apresentados resulta na expectativa de R\$ 10,3 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro.

### 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 16 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para dezembro de 2020.

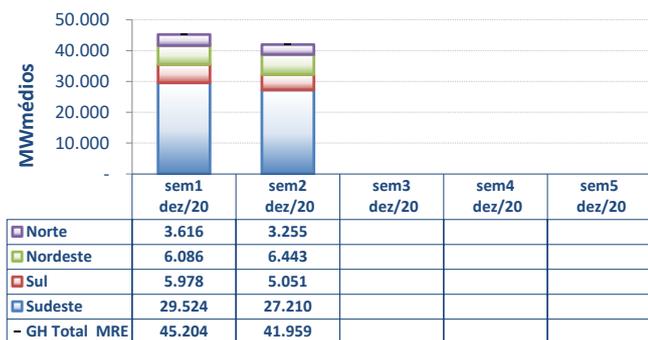


Gráfico 16 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

O Gráfico 17 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para novembro e dezembro de 2020, respectivamente.

A garantia física sazonalizada de 2020 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados Gerais 2020" divulgado no dia 10 de dezembro de 2020 e também considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 043/20, de 17 de janeiro de 2020.

O valor estimado de geração para o dia 1º a 9 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 10 de dezembro é utilizado o Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO. Para o dia 11 de dezembro são consideradas as mesmas informações do dia 10.

A expectativa para o período de 12 a 31 de dezembro foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 2 de dezembro de 2020. Portanto, não consideram os impactos do despacho por segurança energética determinado pelo CMSE visando garantir a não degradação do armazenamento da região Sul.

Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico, com o objetivo 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 2020, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de novembro de 2020. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais, para dezembro as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal.

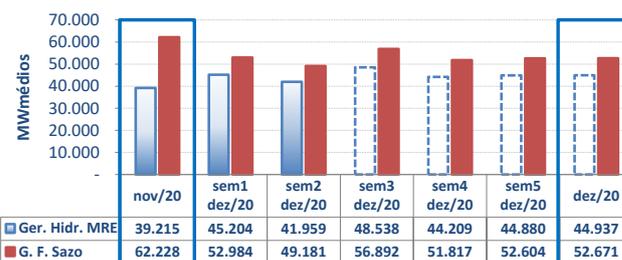


Gráfico 17 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro e dezembro

O Gráfico 18 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa dos meses de novembro e dezembro de 2020 (ainda não contabilizados).

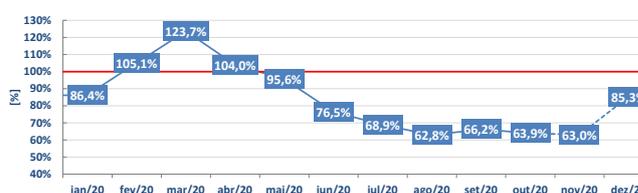


Gráfico 18 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o gráfico 20 e o Gráfico 19 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE, para novembro e dezembro de 2020, respectivamente, para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além dos valores mensais, para dezembro as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal.

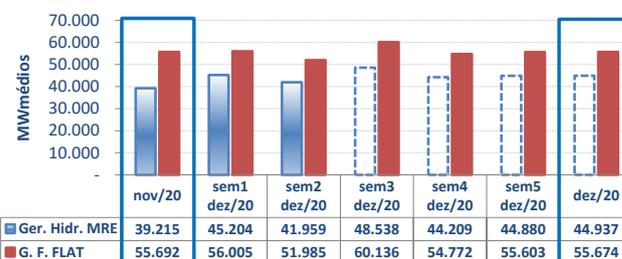


Gráfico 19 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de dezembro de 2020

O Gráfico 20 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa dos meses de novembro e dezembro de 2020 (ainda não contabilizados).



Gráfico 20 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico