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[1] e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Análise PLD – 3ª semana operativa de outubro

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 10 a 16 de outubro de 2020.

Tabela 1 – PLD (em R$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	290,71	290,71	176,64	290,71
Média	284,60	284,60	170,13	284,60
Leve	276,15	276,15	168,26	276,15
Média semanal	281,43	281,43	170,66	281,43

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

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

Submercado	PLD		
	2ª sem - out	3ª sem - out	Variação %
SE/CO	261,89	281,43	+ 7 %
S	261,89	281,43	+ 7 %
NE	164,86	170,66	+ 4 %
N	261,89	281,43	+ 7 %

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:

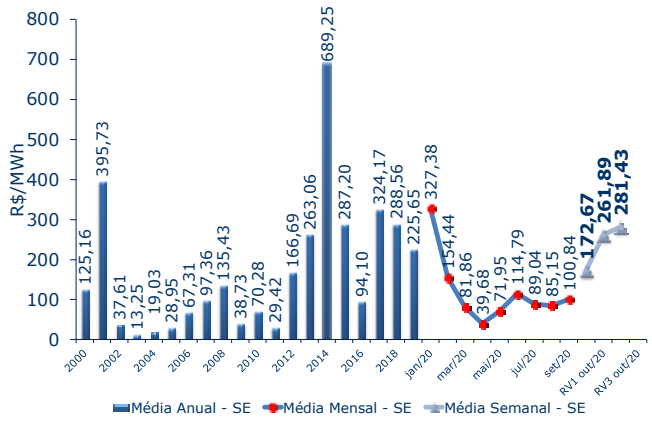


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R$/MWh)

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD para o período de 10 a 16 de outubro aumentou em todos os submercados. Para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, o aumento foi de 7%, passando de R$ 261,89 MWh para R$ 281,34 MWh. Já no Nordeste, o aumento foi de 4% passando de R$ 164,86 MWh para R$ 170,66 MWh.

O principal fator responsável pelo aumento do PLD no Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte foi a redução da expectativa de afluências para o mês, aliada ao aumento da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os limites de envio de energia da região Nordeste foram atingidos em todos os patamares, mantendo o descolamento dos preços do Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte.

Para outubro espera-se que afluências fechem em torno de 51% da média de longo termo (MLT) para o sistema, sendo 54% na região Sudeste; 45% na região Sul; 45% na região Nordeste e 62% na região Norte.

Para a próxima semana, a expectativa é que a carga do SIN fique em torno de 861 MW médios mais elevada do que a previsão anterior, com alta de 300 MW médios no Sudeste, 323 MW médios no Sul e 330 MW médios no Nordeste. No Norte a previsão é de queda de -93 MW médios.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 792 MW médios abaixo do esperado, com redução no Sudeste (-1.431 MW médios) e no Norte (-171 MW médios). Os níveis estão mais altos no Sul (+139 MW médios) e no Nordeste (+671 MW médios) em relação a estimativa da semana anterior.

O fator de ajuste do MRE estimado para outubro passou de 70,4% para 69,2%. O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) previsto para o mês está em R$ 102,7 milhões, sendo R$ 6,7 milhões devido a restrições operativas, R$ 77,5 milhões devido a reserva operativa de potência e R$ 18,5 milhão a *Unit Commitment*.

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, Sul e Norte.

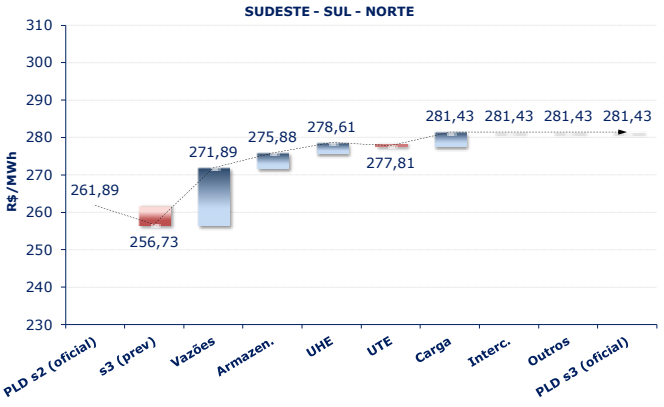


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste, Sul e Norte

No Gráfico 2, verifica-se que que a diminuição nas afluências previstas aumentou o PLD em torno de R$ 15/MWh. Enquanto, os menores valores de armazenamento provocaram um aumento no preço em

[1]**Custo Marginal de Operação -** custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

torno de R$ 4/MWh. Por fim, a atualização da carga elevou o preço em R$ 3/MWh. As demais variáveis apresentaram influências menos significativamente na variação do PLD.

No Nordeste, conforme apresentado no Gráfico 3, o passo de atualização das vazões, aumentou o PLD em R$ 4/MWh.

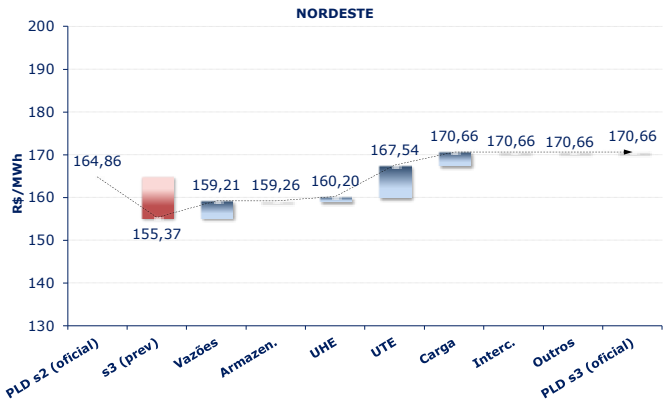


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Nordeste

Já o passo de UTE e carga, aumentaram o PLD em aproximadamente R$ 7/MWh e 3/MWh, respectivamente.

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.

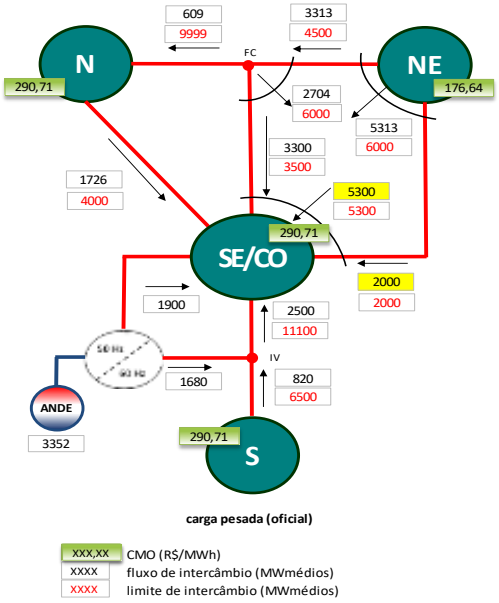


Gráfico 4 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar pesado

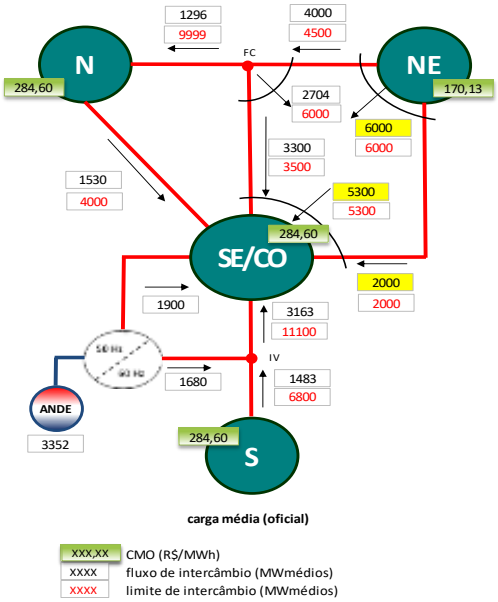


Gráfico 5 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar médio

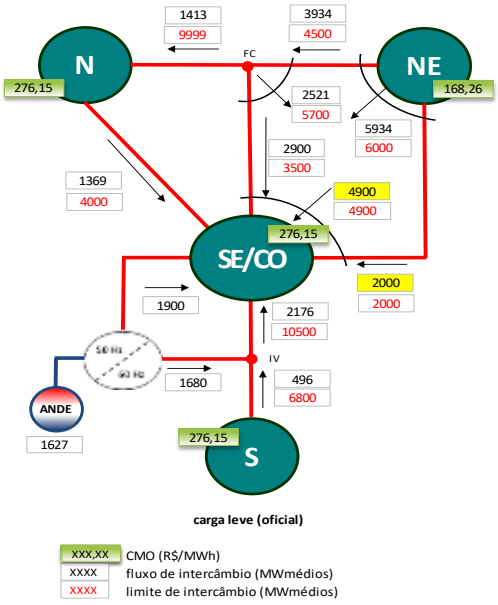


Gráfico 6 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar leve

Uma vez que os gráficos anteriores, referentes aos patamares Pesado e Médio não justificam o descolamento do preço do submercado Nordeste, adicionalmente é apresentado a modelagem mais detalhada do limite de transmissão Tucuruí-Xingu, que é uma restrição elétrica interna ao submercado e que afeta o limite de intercâmbio entre submercados, e, por isso, é considerada no cálculo do preço.

O gráfico abaixo, ilustra o fluxo de Tucuruí - Xingu para os patamares de carga pesada, média e leve.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

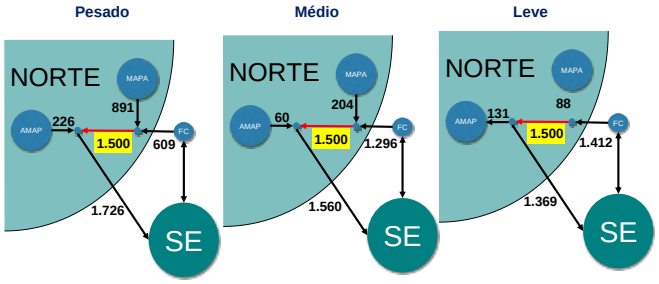


Gráfico 7 - Fluxo de Intercâmbio – Modelagem do fluxo de Tucuruí – Xingu

Pode ser observado que o fluxo Tucuruí-Xingu atinge seu limite de escoamento, fazendo que a Região Norte não consiga mais receber energia da região Nordeste e explicitando o descolamento da região Nordeste.

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 Afluente - ENA

Em setembro, os valores de acoplamento apresentaram uma diminuição a partir da terceira semana e passaram a valores próximos de 28.000 MWmed. Já para outubro, os valores de afluências ficaram próximos aos 33.000 MWmed para a primeira e reduziram para valores próximos de 29.000 MWmed na segunda e terceira semana.

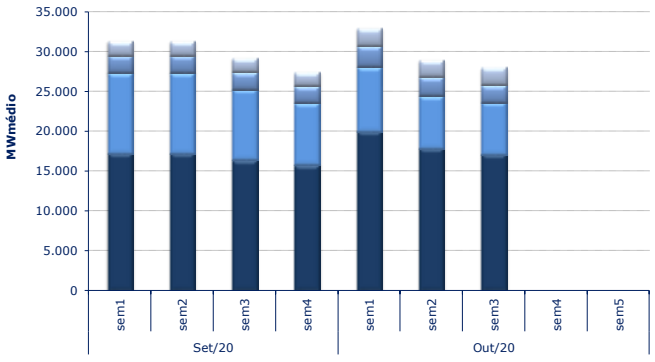


Gráfico 8 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – setembro e outubro de 2020

O Gráfico 9 apresenta a variação da ENA de acoplamento média do SIN na terceira semana operativa de outubro.

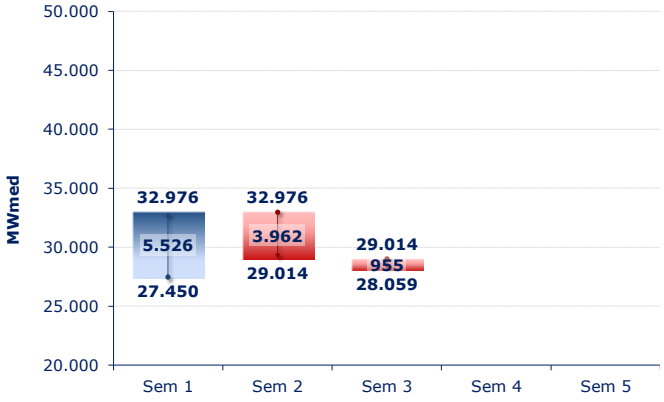


Gráfico 9 - ENA de acoplamento média do SIN

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 outubro, considerada no horizonte do Decomp.

Tabela 3 – ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
- 715	- 60	- 206	+ 26

Armazenamento inicial

O

Gráfico **10** ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

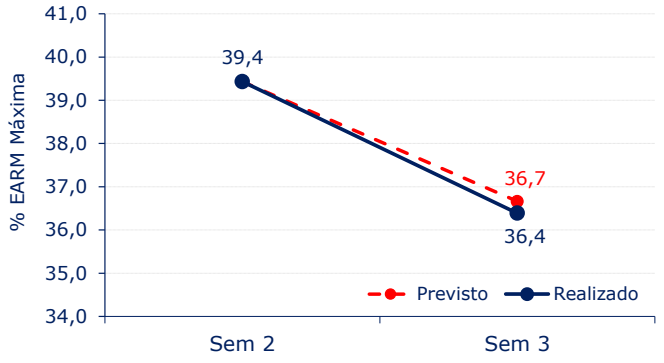


Gráfico 10 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 36,7% (Energia Armazenada de 106.812 MWmês) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi de 36,4% (106.020 MWmês), o que representa uma diminuição de -792 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 outubro

Submercado	RV2– out - previsto MWmês)	RV2 - out - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	61.297	59.866	- 1.431
S	6.805	6.944	+ 139
NE	31.737	32.408	+ 671
N	6.973	6.802	- 171

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Carga - Decomp

O Gráfico 11 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de outubro:

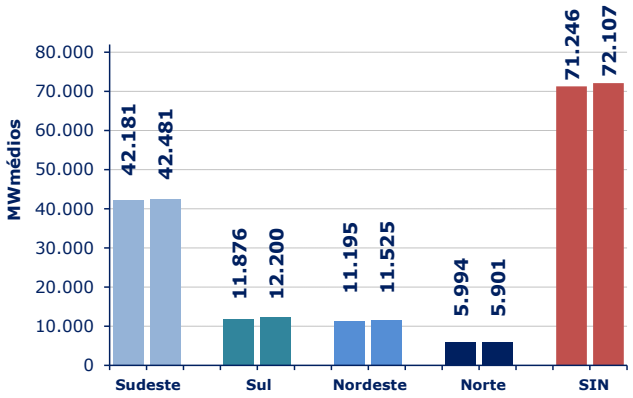


Gráfico 11 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 11 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana de outubro 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
+ 300	+ 323	+ 330	- 93

Além da previsão para a semana em análise, o Gráfico 12 compara a previsão semanal de carga da segunda semana de outubro (RV2) com o previsto nas revisões anteriores.

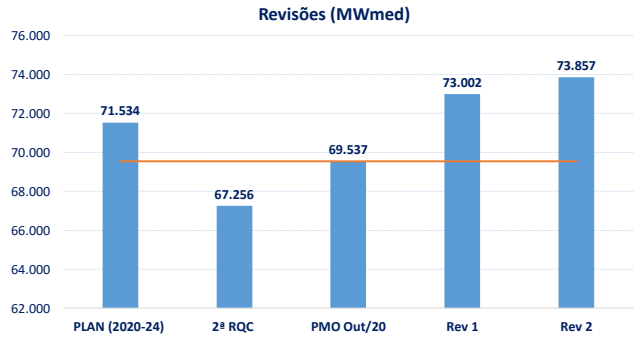


Gráfico 12 - Diferenças entre as previsões do PEN, 1ª Revisão Quadrimestral, PMO de outubro e suas revisões

Desde o 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 na carga. A partir de junho a série de carga começou a apresentar um crescimento gradual, reflexo da flexibilização das medidas restritivas, e manteve essa tendência nos meses subsequentes. Para o mês de outubro, além da perspectiva de continuidade da recuperação econômica, deve-se considerar o impacto das altas temperaturas nas principais capitais do país, que, segundo as previsões meteorológicas, deverão se manter em alto patamar ao longo do mês, influenciando positivamente no desempenho da carga,

Em termos mensais, a expectativa de carga para o mês de outubro de 2020 para o SIN está em 73.857 MW médios, ou +4.357 MW médios ante out/19 (+6,3%). Na comparação com o mesmo mês do ano passado, as projeções de crescimento para todos os submercados foram positivas: +2.815 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (+6,9%), + 809 MW médios no Sul (+6,9%), +393 MW médios no Nordeste (+3,4%) e +340 MW médios no Norte (6%).

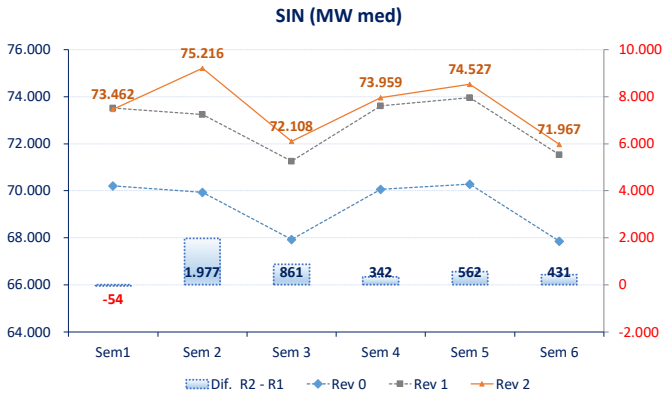


Gráfico 13 - Evolução da carga do PMO de outubro

Com relação às previsões feitas na 2ª Revisão Quadrimestral da Carga para o mês de out/20, registrou-se elevação em todos os submercados, num total de +6.601 MW médios (+9,8%) para o SIN. Em termos regionais, observou-se: +4.360 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (+11,1%), +1.130 MW médios no Sul (+11,9%), +662 MW médios no Nordeste (+5,9%) e +249 MW médios no Norte (+4,3%).

Em termos mensais, a 2ª Revisão de outubro de 2020 anotou alta de +855 MW médios (+1,2%) para o SIN, na comparação com o previsto na semana anterior. Em termos regionais, quase todos os submercados apresentaram alta: +415 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (+1%), +185 MW médios no Sul (+1,5%) e +309 MW médios no Nordeste (+2,7%). Apenas o submercado Norte apresentou queda na previsão para o mês corrente, na comparação com a revisão anterior: -54 MW médios (-0,9%).

Já em termos semanais, as previsões para a 3ª semana de out/20 registraram alta de 861 MW médios para o SIN, ante o previsto na última revisão semanal de outubro de 2020. Em termos de regionais, essa alta ficou assim distribuída: +300 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste, +324 MW médios no Sul, +330 MW médios no Nordeste e queda nas previsões para o Norte, sendo -93 MW médios.

Considerando-se os dados verificados/estimados para a 2ª semana operativa de outubro (ante o previsto na 1ª Rev. de outubro de 2020), também se verificou elevação, num total de +1.977 MW médios para o SIN. Em termos regionais, temos: +1.246 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste, +469 MW médios no Sul e +398 MW médios no Nordeste. Apenas o submercado Norte anotou queda: -136 MW médios.

Essas projeções estão embasadas pelo processo de retomada da economia, mas também, pelas sinalizações meteorológicas que indicam expectativas de alta das temperaturas nas principais capitais do Centro-Sul do país.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

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 outubro

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	70.199	69.934	67.924	70.064	70.279	67.857
RV1	73.516	73.239	71.247	73.617	73.695	71.536
RV2	73.462	75.216	72.108	73.959	74.527	71.967

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda para os submercados são apresentados no gráfico 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.

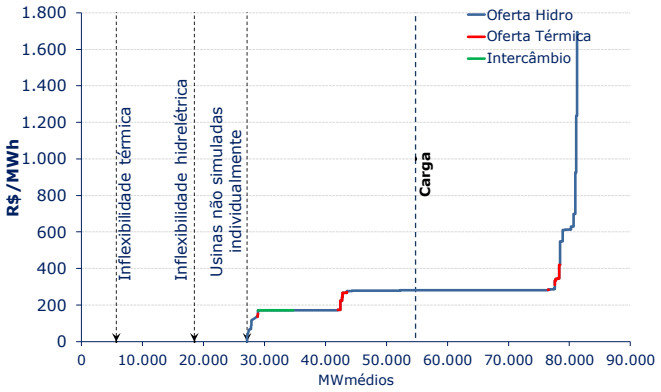


Gráfico 14 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados Sudeste, Sul e Norte.

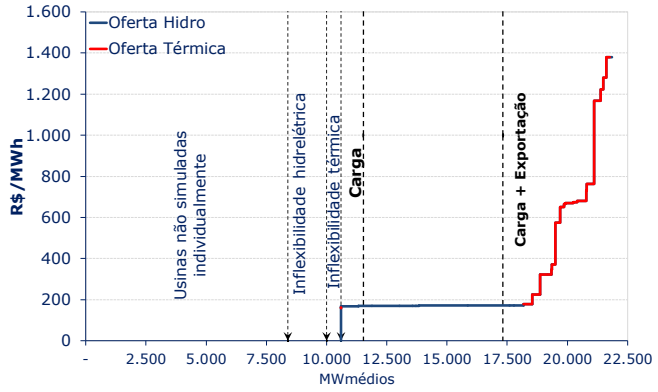


Gráfico 15 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados Nordeste.

Estimativa de ESS – outubro de 2020

O Gráfico 16 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de outubro de 2020:

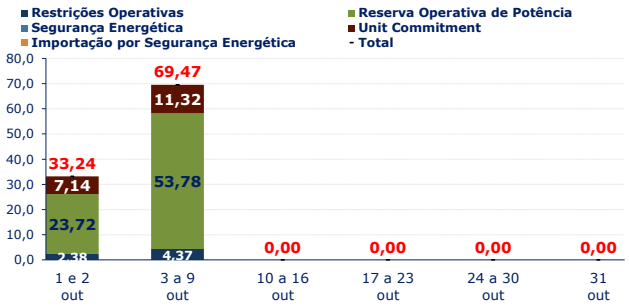


Gráfico 16 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
	Restrição operativa (R$ MM)						
Sudeste	2,30	4,37	-	-	-	-	6,67
Sul	0,08	-	-	-	-	-	0,08
Nordeste	-	-	-	-	-	-	0,00
Norte	-	-	-	-	-	-	0,00
Total	2,38	4,37	0,00	0,00	0,00	0,00	6,75
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R$ MM)						
Sudeste	17,75	34,97	-	-	-	-	52,72
Sul	5,98	18,81	-	-	-	-	24,79
Nordeste	-	-	-	-	-	-	0,00
Norte	-	-	-	-	-	-	0,00
Total	23,72	53,78	0,00	0,00	0,00	0,00	77,50
Subm.	Unit Commitment (R$ MM)						
Sul	2,85	6,00	-	-	-	-	8,85
Total	7,14	11,32	0,00	0,00	0,00	0,00	18,46
Subm.	Importação por Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Já a consolidação dos valores apresentados no Gráfico 16 e na Tabela 7 resulta na expectativa de R$ 102,7 milhões em encargos para o mês de outubro de 2020, sendo R$ 6,7 milhões devido a restrições operativas, R$ 77,5 milhões devido a reserva operativa de potência e 18,5 milhões por *unit commitment*.

O valor estimado de geração para o dia 1º a 7 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 8 de outubro as informações são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. E para o dia 9 os valores são os mesmos do dia 8.

A expectativa para o período de 10 a 31 de outubro 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 outubro de 2020.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim consideram os encargos por restrição de operação por *Constrained-On*, ou seja,

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo.

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerndo o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica º 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 outubro é apresentas no Gráfico 17.

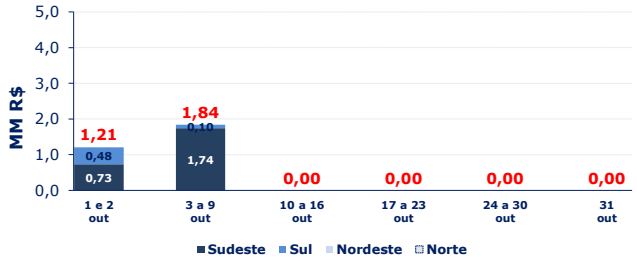


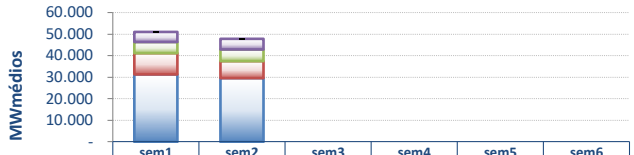
Gráfico 17 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2020

A consolidação dos valores apresentados resulta na expectativa de R$ 3,1 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro.

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 outubro de 2020.



	sem1 out/20	sem2 out/20	sem3 out/20	sem4 out/20	sem5 out/20	sem6 out/20
Norte	4.517	4.741				
Nordeste	5.166	5.508				
Sul	9.947	7.820				
Sudeste	31.302	29.648				
GH Total MRE	50.931	47.717				

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

O Gráfico 19 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para setembro e outubro 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 setembro de 2020 e também considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 043/20, de 17 de janeiro de 2020.

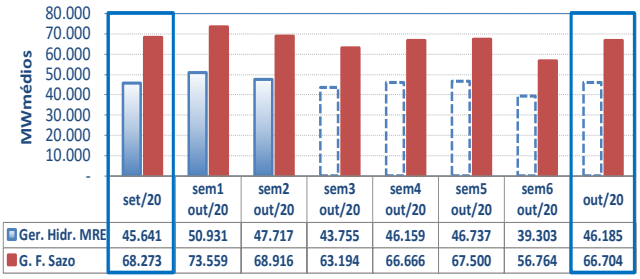
O valor estimado de geração para o dia 1º a 8 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 9 de outubro as informações são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO.

A expectativa para o período de 10 a 31 de outubro 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 outubro de 2020.

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 setembro de 2020. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.



	set/20	sem1 out/20	sem2 out/20	sem3 out/20	sem4 out/20	sem5 out/20	sem6 out/20	out/20
Ger. Hidr. MRE	45.641	50.931	47.717	43.755	46.159	46.737	39.303	46.185
G. F. Sazo	68.273	73.559	68.916	63.194	66.666	67.500	56.764	66.704

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

O Gráfico 20 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa dos meses de setembro e outubro de 2020 (ainda não contabilizados).

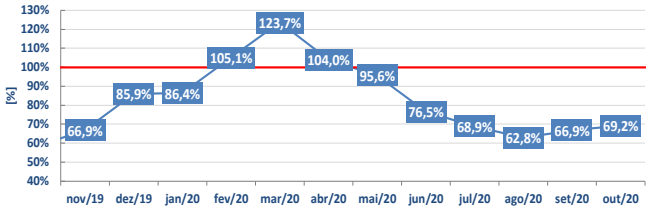
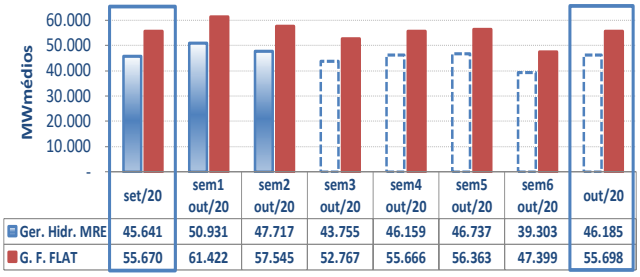


Gráfico 20 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 21 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE, para setembro e outubro de 2020, respectivamente, para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para o mês de outubro.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.



	set/20	sem1 out/20	sem2 out/20	sem3 out/20	sem4 out/20	sem5 out/20	sem6 out/20	out/20
Ger. Hidr. MRE	45.641	50.931	47.717	43.755	46.159	46.737	39.303	46.185
G. F. FLAT	55.670	61.422	57.545	52.767	55.666	56.363	47.399	55.698

Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro e outubro de 2020

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 dos meses de setembro e outubro de 2020 (ainda não contabilizados).

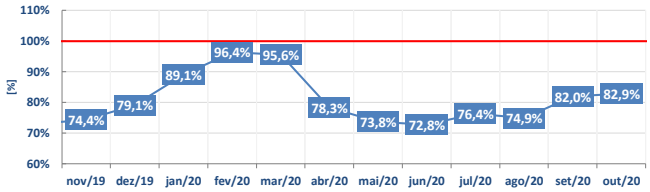


Gráfico 22 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.