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 – 5ª semana operativa de novembro

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 23 a 29 de novembro.

Tabela 1 – PLD (em R$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	319,57	319,57	319,57	319,57
Média	317,84	317,84	317,84	317,84
Leve	315,96	315,96	315,96	315,96
Média semanal	317,33	317,33	317,33	317,33

A Tabela 2 traz a comparação entre o PLD médio da quarta e da quinta semana de novembro:

Tabela 2 – Comparação entre o PLD médio da quarta e da quinta semana de novembro (em R$/MWh)

Submercado	PLD		
	4ª sem - nov	5ª sem – nov	Variação %
SE/CO	322,84	317,33	- 2 %
S	322,84	317,33	- 2 %
NE	322,84	317,33	- 2 %
N	322,84	317,33	- 2 %

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:

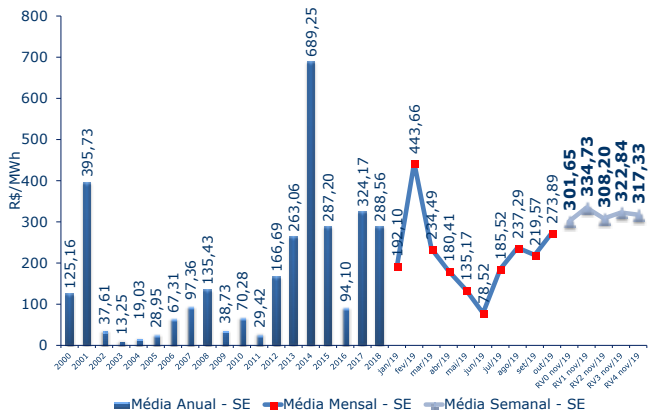


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R$/MWh)

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD para quinta semana de novembro (23 a 29 de novembro de 2019), o preço médio em todos os submercados foram fixados em R$ 317,33/MWh, o valor diminuiu em 2% em relação a semana passada.

Para novembro de 2019, espera-se que as afluências fechem em torno de 61% da Média de Longo Termo – MLT para o sistema, estando abaixo da média em todos os submercados. Na região Sudeste, a expectativa é de 58%; no Sul é de 97%; no Nordeste, 20% e na região Norte, 59% da MLT.

Para a próxima semana, a expectativa para a carga prevista do SIN é em torno de 228 MWmédios mais baixa: Nordeste (-170 MWmédios), no Norte (-58 MWmédios). No submercado Sudeste e Sul não houve alteração.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.994 MWmédios acima do esperado, com os níveis estão mais altos no Sudeste (+1.637 MWmédios), no Nordeste (+207 MWmédios), no Norte (+232 MWmédios) e com redução no Sul (-82 MWmédios).

O fator de ajuste do MRE estimado para o mês de novembro de 2019 passou de 68,5% para 67,8%.

O ESS previsto para novembro de 2019 está em R$ 980 mil, sendo em sua totalidade referente a restrições operativas.

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 de todos os submercados.

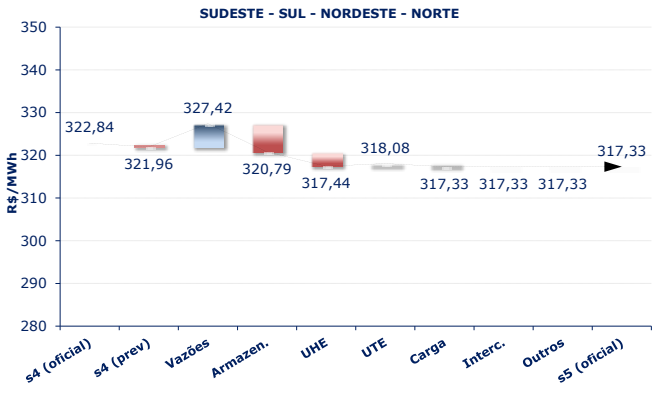


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para todos os submercados

No Gráfico 2 observa-se que a atualização das vazões, com cenário mais pessimista, aumentou o preço por volta de R$ 5/MWh.

Além disso, devido aos maiores níveis de armazenamentos verificados frente a previsão anterior, o preço abaixou em R$ 7/MWh aproximadamente.

As demais atualizações das variáveis não influenciaram significativamente no preço.

O Gráfico 3, o Gráfico 4 e o Gráfico 5 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. É possível observar que apenas os valores destacados em amarelo atingiram o limite de intercâmbio entre submercados.

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

Ressaltamos que os fluxos de energia ilustrados na interligação entre a usina de Itaipu e o Subsistema Sudeste levam em consideração a simplificação de modelagem adotada no modelo DECOMP.

Esta simplificação de modelagem consiste na alocação de toda a parte de geração flexível de Itaipu no setor de 60Hz. Deste modo, o valor de fluxos e limites apresentados nas linhas de Itaipu 50Hz para Sudeste/Centro-Oeste e Itaipu 60Hz para Ivaiporã e depois para o Sudeste/Centro-Oeste são fictícios, com o objetivo de possibilitar a correta otimização do modelo DECOMP.

Cabe destacar ainda, que a potência nominal da UHE Itaipu é de 14.000MW, divididos em 7.000 MW para cada setor da usina (50Hz e 60Hz) e parte da geração do setor de 50Hz é alocada ao atendimento do Paraguai (ANDE).

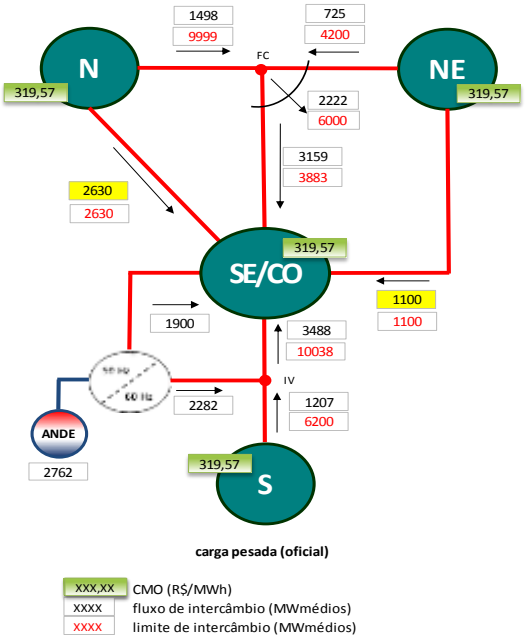


Gráfico 3 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar pesado

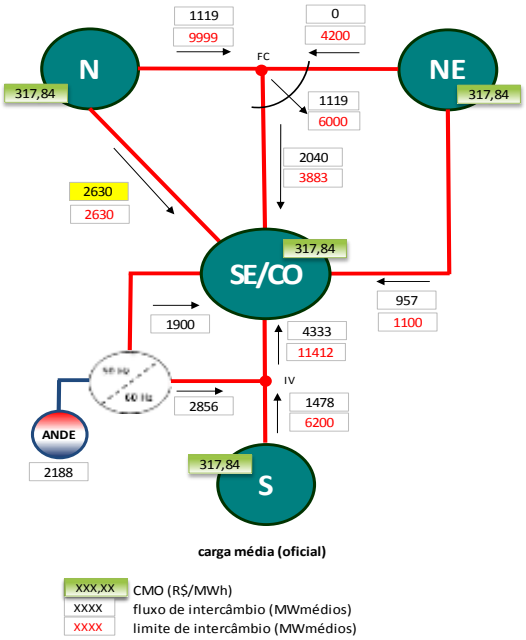


Gráfico 4 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar médio

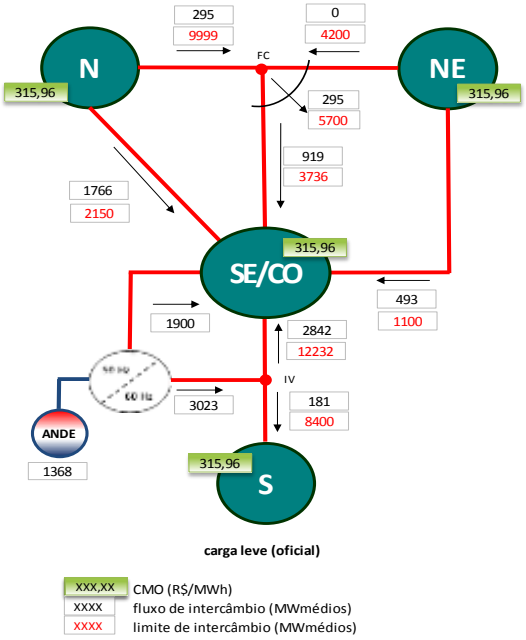


Gráfico 5 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar leve

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.

Decomposição entre o CMO e o PLD

Os gráficos a seguir ilustram a decomposição entre o Custo Marginal da Operação - CMO e o PLD para todos os submercados:

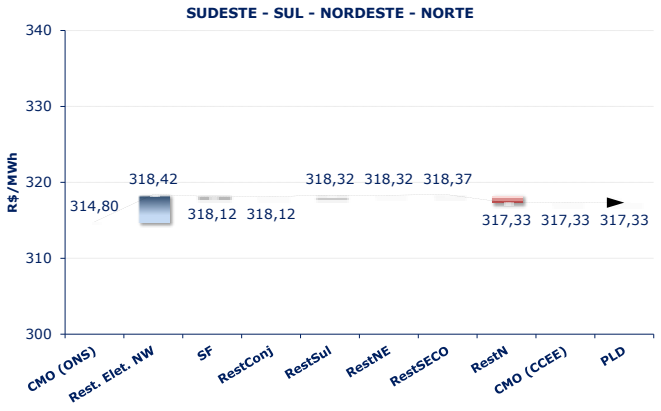


Gráfico 6 - Decomposição da variação do CMO x PLD para todos os submercados

Levando em conta que o cálculo do PLD desconsidera as restrições elétricas internas aos submercados, desde que estas não afetem os limites de intercâmbio de energia entre eles, o custo total de operação resultante do cálculo do PLD tende a ser inferior ao custo total de operação do cálculo do CMO, uma vez que este é menos restritivo.

Porém, em decorrência da redução da carga, devido à geração proveniente da restrição elétrica, o CMO resultante do cálculo do PLD tende a ser superior ao CMO resultante do cálculo que considera as restrições elétricas.

Pode-se observar que a consideração da função de custo futuro elevou os preços em relação ao CMO, já a não consideração das restrições de geração mínima das UHEs do rio São Francisco reduziram o preço em relação ao PLD. Por último, as restrições da região Norte, quando desconsideradas do preço, faz com que o mesmo apresenta-se elevação.

Os passos destes gráficos ilustram as seguintes alterações:

- Rest. Elet. NW (Função de Custo Futuro) – No cálculo do PLD, as restrições elétricas internas aos submercados do Newave são desconsideradas e, não são definidas como uma geração compulsória, desta forma a carga a ser atendida por geração flexível é maior para o cálculo do PLD que no cálculo do CMO, e, consequentemente, o PLD apresenta um custo mais elevado;
- SF (Geração mínima das UHEs Xingó, Paulo Afonso IV, Sobradinho e Itaparica necessária para segurança do sistema);
- RestConj (Restrições conjunturais consideradas no cálculo do CMO, enquanto no cálculo do PLD são consideradas as restrições estruturais);
- RestSul (Despacho por razões elétricas do Sul);
- RestNE (Despacho por razões elétricas do Nordeste);
- RestSECO (Despacho por razões elétricas do Sudeste);
- RestN (Restrição operativa da região Manaus).

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 outubro, dado a elevação de ENA esperada no segundo mês (acoplamento), passou a apresentar valores em torno de 32.000 MWmed, sofrendo redução significativa já na segunda semana de outubro passando a cerca de 29.000 MWmed. Para o mês de novembro, a primeira semana apresentou valores em torno de 40.000 MWmed, permanecendo em torno deste valor para as demais semanas.

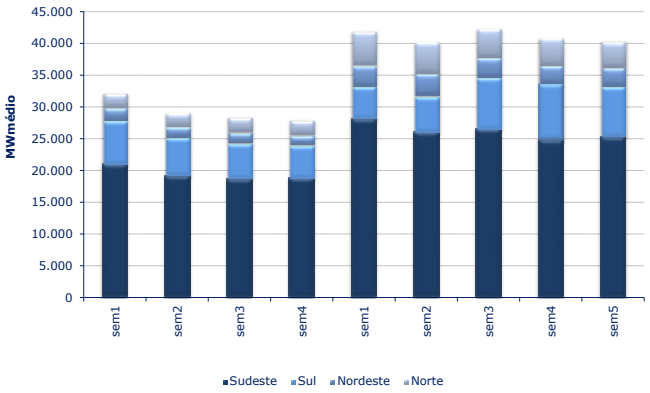


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – outubro e novembro de 2019

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA de acoplamento média do SIN na quinta semana operativa de novembro.



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 quarta e quinta semana de novembro, considerada no horizonte do Decomp.

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.

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

SE/CO	S	NE	N
+ 515	- 866	+ 58	- 207

Armazenamento inicial

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

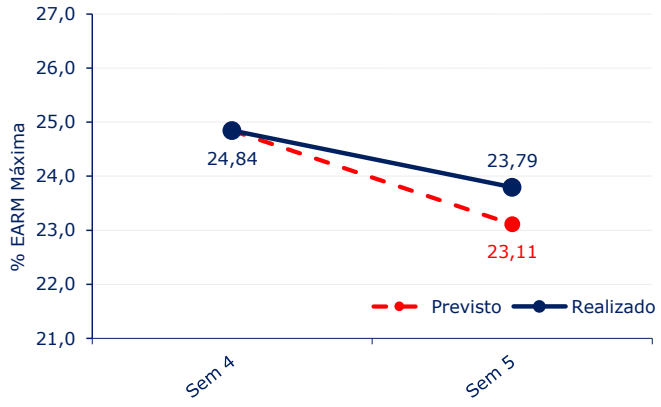


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 23,11% (Energia Armazenada de 67.590 MWmês) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi de 23,79% (69.584 MWmês), o que representa uma elevação de 1.994 MWmédios 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 quinta semana operativa de novembro

Submercado	RV4 – nov - previsto (MWmês)	RV4 - nov - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	38.262	39.899	+ 1.637
S	8.376	8.294	- 82
NE	17.467	17.674	+ 207
N	3.485	3.717	+ 232

Carga - Decomp

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a quinta semana de novembro:

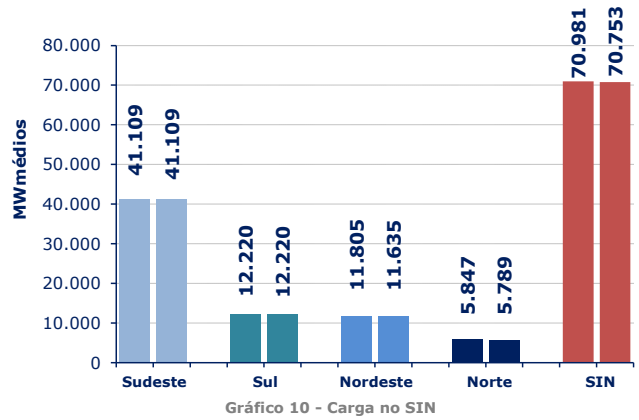


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 quinta semana de novembro na RV3 de novembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV4 deste mesmo mês (2ª coluna). A Tabela 5 apresenta a variação de carga no sistema.

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	0	- 170	- 58

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda é apresentada 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.

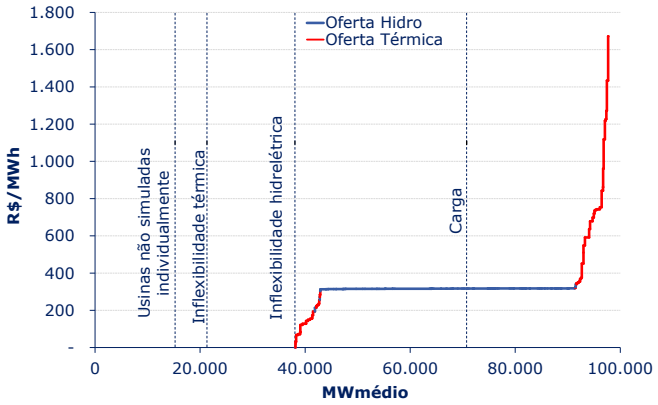


Gráfico 11 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – novembro de 2019

O

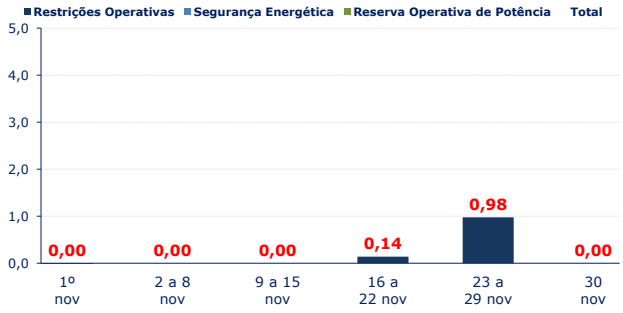


Gráfico 12 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2019:

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.

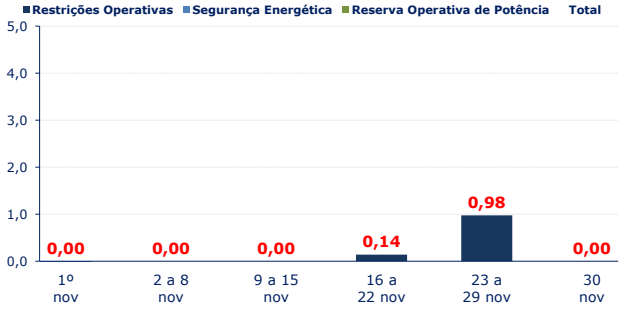


Gráfico 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

A Tabela 6 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de novembro:

Tabela 6 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de novembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
				Restrição operativa (R$ MM)			
Sudeste	-	-	-	-	0,98	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	0,14	-	-	-
Norte	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,14	0,98	0,00	1,12
Subm.				Segurança Energética (R$ MM)			
Sudeste	-	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	-	-
Norte	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A consolidação dos valores apresentados no

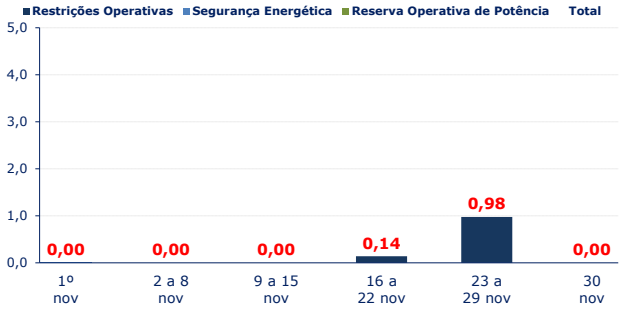


Gráfico **12** e na Tabela 6 resulta na expectativa de R$ 1,12 milhões em encargos para o mês de novembro de 2019, sendo em sua totalidade referente às restrições operativa.

O valor estimado de geração para o período de 1º de novembro a 20 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 21 de novembro são provenientes de Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO. E os dados do dia 22 são considerados os mesmos do dia 21.

A expectativa para o período de 23 a 30 de novembro foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 4 de novembro de 2019.

Os ESS por reserva operativa foram calculados considerando a estimativa de geração eólica para a quinta semana de novembro. 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".

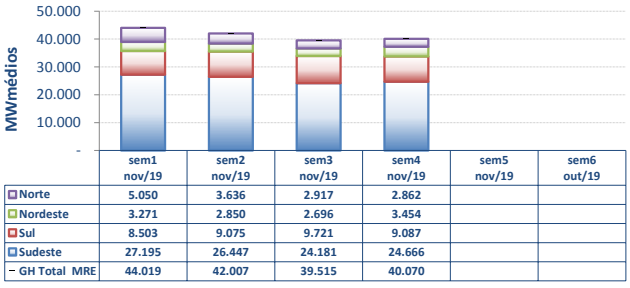
A mesma nota técnica esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. 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.

Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período. As estimativas de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para novembro são nulas.

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 13 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para novembro de 2019.



	sem1 nov/19	sem2 nov/19	sem3 nov/19	sem4 nov/19	sem5 nov/19	sem6 out/19
Norte	5.050	3.636	2.917	2.862		
Nordeste	3.271	2.850	2.696	3.454		
Sul	8.503	9.075	9.721	9.087		
Sudeste	27.195	26.447	24.181	24.666		
GH Total MRE	44.019	42.007	39.515	40.070		

Gráfico 13 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

O Gráfico 14 e o Gráfico 15 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para outubro e novembro de 2019, respectivamente. Além dos valores mensais, as estimativas do fator de ajuste para o mês de novembro são exibidas em base semanal.

A garantia física sazonalizada de 2019 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Gerais – 2019" divulgado no dia 07/11/2019 e também considera o fator divulgado no Comunicado nº 048/19, de 17 de janeiro de 2019.

O valor estimado de geração para o período de 1º de novembro a 20 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 21 de novembro são provenientes de Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO. E para o dia 22 os dados são considerados os mesmos do dia 21.

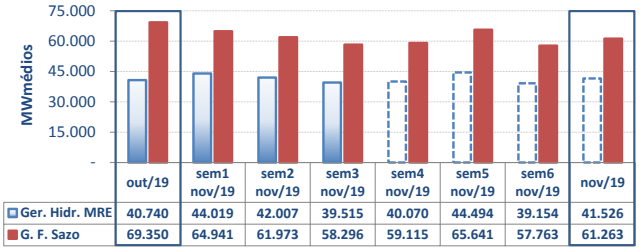
O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição 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 expectativa para o período de 23 a 30 de novembro foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 4 de novembro de 2019.

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 2019, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de outubro de 2019. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.



	out/19	sem1 nov/19	sem2 nov/19	sem3 nov/19	sem4 nov/19	sem5 nov/19	sem6 nov/19	nov/19
Ger. Hidr. MRE	40.740	44.019	42.007	39.515	40.070	44.494	39.154	41.526
G. F. Sazo	69.350	64.941	61.973	58.296	59.115	65.641	57.763	61.263

Gráfico 14 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro e novembro

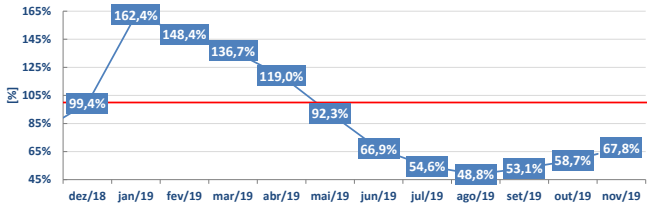
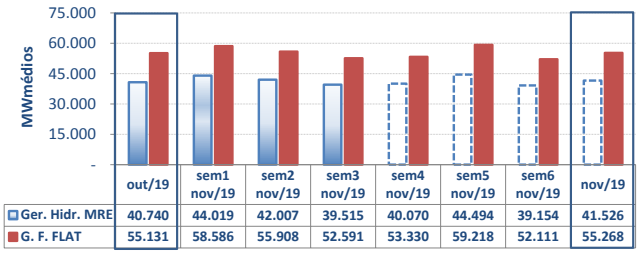


Gráfico 15 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 16 e Gráfico 17 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat").

O Gráfico 16 e Gráfico 17 e apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física flat preliminar para outubro e novembro de 2019. Além dos valores mensais, as estimativas do fator de ajuste para o mês de novembro são exibidas em base semanal.



	out/19	sem1 nov/19	sem2 nov/19	sem3 nov/19	sem4 nov/19	sem5 nov/19	sem6 nov/19	nov/19
Ger. Hidr. MRE	40.740	44.019	42.007	39.515	40.070	44.494	39.154	41.526
G. F. FLAT	55.131	58.586	55.908	52.591	53.330	59.218	52.111	55.268

Gráfico 16 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro e novembro

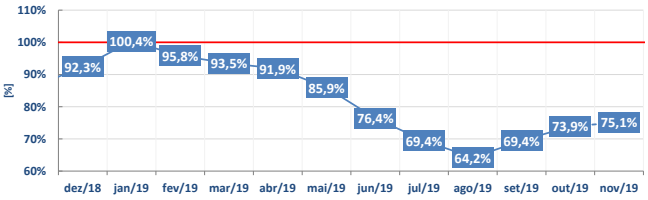


Gráfico 17 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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.