

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 expectativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal da Operação - CMO e o PLD; e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

O PLD para o período entre 4 e 10 de fevereiro permanece fixado em R\$ 171,33/MWh no Nordeste e registra alta de 11% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, onde o preço passou de R\$ 100,64/MWh para R\$ 111,91/MWh. Os limites de intercâmbio referentes ao recebimento de energia do Nordeste foram atingidos, fazendo com que os preços deste submercado ficassem descolados em relação aos demais.

Em fevereiro, as afliências no Sistema devem ficar em 74% da Média de Longo Termo - MLT, abaixo da média histórica para o período em todos os submercados: Sudeste (85%), Sul (94%), Nordeste (28%) e Norte (60%).

A carga esperada para a próxima semana está 50 MWmédios mais baixa quando comparada à previsão da semana anterior, com queda apenas no Sul (-100 MWmédios) e aumento no Norte (+50 MWmédios). As cargas previstas para o Sudeste e Nordeste não sofreram alterações.

Os níveis dos reservatórios do SIN estão aproximadamente 1.160 MWmédios abaixo da previsão da última semana com reduções observadas no Sudeste (- 1.020 MWmédios) e no Sul (-480 MWmédios). Houve elevação nos níveis do Norte (+330 MWmédios), enquanto o volume de energia no Nordeste ficou inalterado.

O fator de ajuste do MRE para fevereiro foi revisto de 113,9% para 112,6% e os Encargos de Serviços do Sistema - ESS são esperados em R\$ 157 milhões para o período, sendo R\$ 149 milhões referentes à segurança energética.

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD, o Gráfico 2 ilustra as mudanças no preço dos submercados Sudeste e Sul.

Análise PLD – 2ª semana operativa de fevereiro

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 4 a 10 de fevereiro.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	112,71	112,71	171,33	112,71
Média	112,71	112,71	171,33	112,71
Leve	110,50	110,50	171,33	110,50
Média semanal	111,91	111,91	171,33	111,91

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

Tabela 2 - Comparação entre o PLD médio da primeira e da segunda semana de fevereiro (em R\$/MWh)

Submercado	PLD		
	1ª sem - fev	2ª sem - fev	Variação %
SE/CO	100,64	111,91	+ 11
S	100,64	111,91	+ 11
NE	171,33	171,33	0
N	100,64	111,91	+ 11

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de afliências 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:

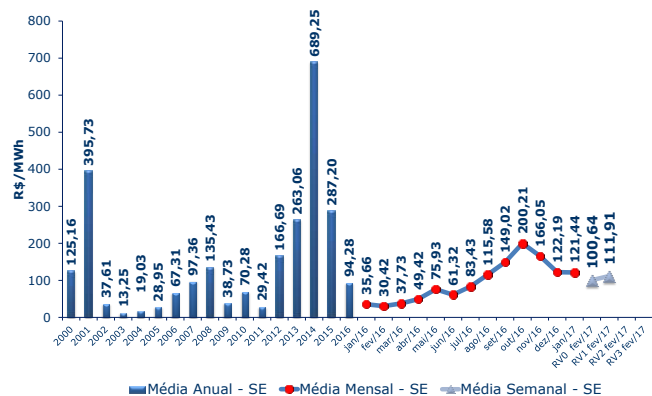


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

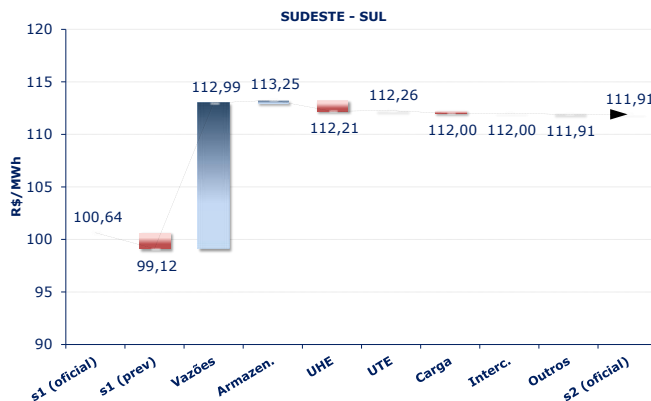


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste e Sul

Conforme ilustrado no Gráfico 2, o preço da segunda semana de fevereiro ficou mais alto, principalmente em função da redução nas afliências previstas (+ R\$ 12/MWh).

As demais variáveis praticamente não causaram impacto no PLD.

Assim como nas semanas anteriores, os limites de recebimento do Nordeste foram atingidos, de forma que o PLD neste submercado permaneceu diferente dos demais. Assim, o Gráfico 3 ilustra as principais variáveis que impactaram nos preços da quarta semana operativa nesta região.

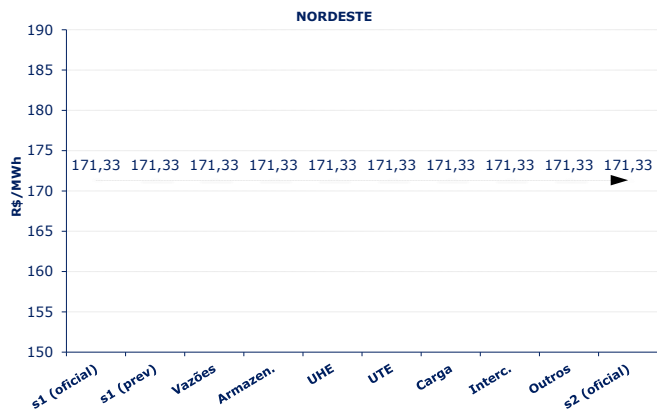


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Nordeste

No Nordeste, independente da variação, o PLD se deu sempre pelo custo da térmica marginal, que no caso é a UTE Porto do Pecém 1, com disponibilidade de 720 MW e CVU = R\$ 171,33/MWh.

O Gráfico 4 ilustra a variação do PLD do Norte, que embora tenha ficado equalizado com o preços do Sudeste e do Sul, apresentou variações ao longo da decomposição.

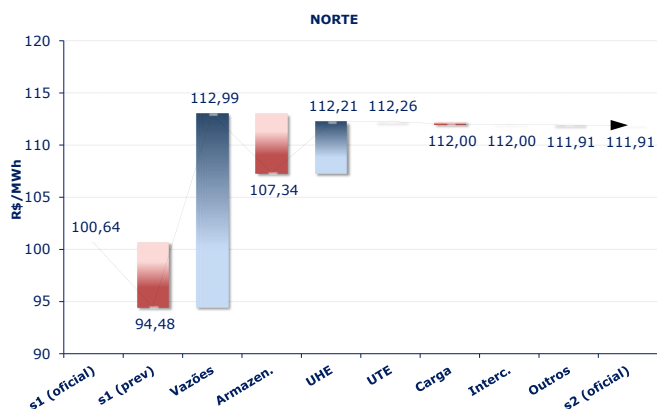


Gráfico 4 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Norte

Na semana passada, ilustrada no passo s1(prev) do Gráfico 4, era esperada uma redução em torno de R\$6/MWh no preço do Norte, em função do descolamento do preço deste submercado com os demais.

Assim como ocorrido no Sudeste e no Sul, o preço do Norte ficou em torno de R\$ 18,5/MWh mais alto, em função da redução nas afluências previstas.

A verificação de níveis de armazenamento mais altos que os estimado anteriormente no Norte possibilitou o aumento na geração hidráulica deste submercado e, conseqüentemente, os limites de envio de energia para os demais submercados foram atingidos, desacoplando seu preço com os demais.

Com a redução da disponibilidade hidráulica em função de aumento na manutenção programada de usinas hidrelétricas, a geração do Norte ficou menor e os limites que haviam sido atingidos deixaram se esgotar, equalizando novamente os preços de Sudeste/Sul/Norte.

A atualização das demais variáveis não causou impactos significativos na variação do PLD.

O Gráfico 5, o Gráfico 6 e o Gráfico 7 ilustram a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para todos os submercados:

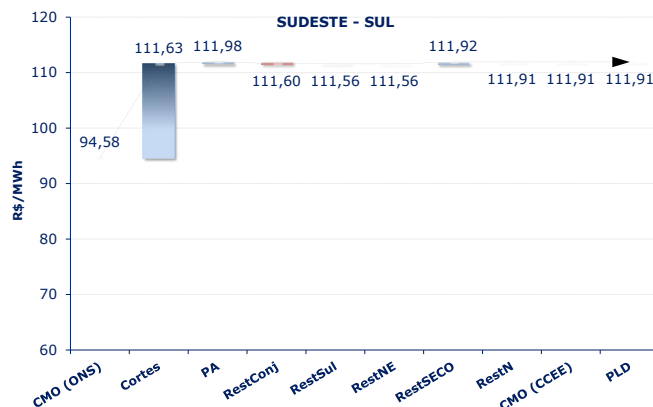


Gráfico 5 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercados Sudeste e Sul



Gráfico 6 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercado Nordeste



Gráfico 7 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercado Norte

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.

O Gráfico 5 aponta que o custo médio semanal decorrente do cálculo do PLD na segunda semana operativa de fevereiro é superior ao CMO para os submercados Sudeste e Sul. O PLD superior deve-se principalmente à consideração da função de custo futuro, na qual é desconsiderada as restrições elétricas das usinas termelétricas.

Por outro lado, no Nordeste, de acordo com o ilustrado no Gráfico 6, o CMO ficou mais baixo, em decorrência da consideração de uma geração mínima em todos os patamares de carga para a UHE Paulo Afonso. No caso do PLD, a não obrigatoriedade desta geração mínima permite maior flexibilidade ao modelo de otimização, o que reduz o custo. Além disso, os limites maiores de recebimento de energia proveniente dos demais submercados no caso do PLD permitem uma maior contribuição das demais regiões para o atendimento da carga do Nordeste, contribuindo para a redução do PLD em relação ao CMO neste submercado.

No Gráfico 7, observa-se que além da consideração da função de custo futuro no qual é desconsiderada as restrições elétricas das usinas termelétricas, o PLD ficou mais alto que o CMO também em função da desconsideração das restrições conjunturais. Os limites conjunturais de recebimento de energia pelo Nordeste (que recebe energia do Norte) são inferiores aos utilizados no cálculo do PLD, tendo sido atingidos nesta segunda semana de fevereiro.

Os passos destes gráficos ilustram o efeito acumulado da desconsideração das restrições elétricas. São elas:

- Cortes (Função de Custo Futuro) – No cálculo do CMO as restrições elétricas são descontadas da carga, resultando em uma carga menor a ser atendida, e conseqüente custo mais barato;
- PA – Geração mínima da UHE Paulo Afonso necessária para segurança do sistema;
- RestConj – Restrições conjunturais consideradas no cálculo do CMO, 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 que minimiza o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um de seus resultados é o CMO¹ que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp, destacam-se a Energia Natural Afluente – ENA² média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluente - ENA

Observa-se no Gráfico 8 que, para janeiro de 2017, as afliências se mantiveram entre 70.000 e 80.000 MWmédios, apresentando redução a partir da terceira semana e revertendo-se no início de fevereiro. Neste mês as afliências estão em 74% da média histórica, abaixo da MLT para todos os submercados.

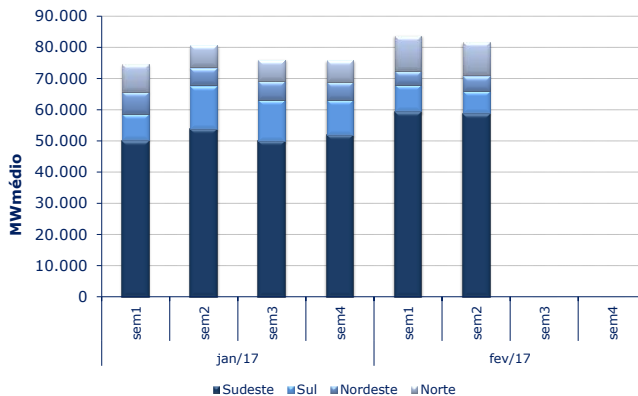


Gráfico 8 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – janeiro e fevereiro de 2017

O Gráfico 9 apresenta a variação da ENA média do SIN na segunda semana operativa de fevereiro.

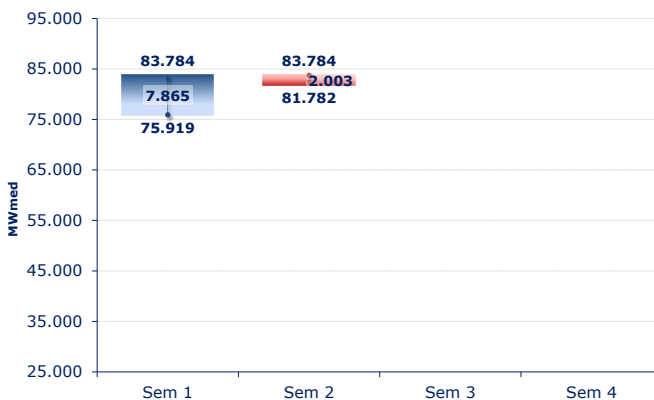


Gráfico 9 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
- 642	- 1.355	+ 460	- 465

Armazenamento inicial

O Gráfico 10 ilustra o armazenamento inicial no SIN estimado pelo modelo Decomp:

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

²Energia Natural Afluente - soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

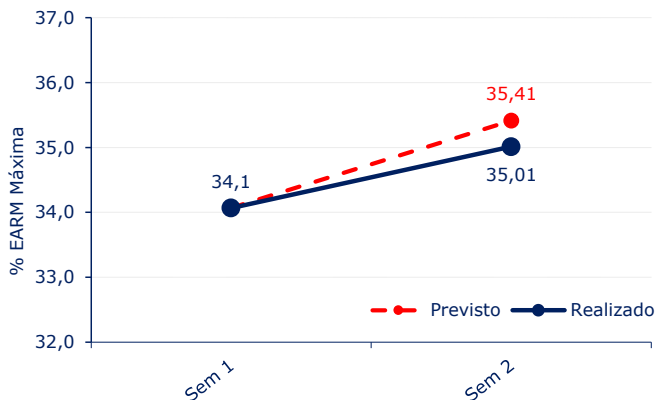


Gráfico 10 - Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 1ª semana de fevereiro indicava nível de armazenamento de 35,41% (Energia Armazenada de 102.894 MWh) no SIN para o início da segunda semana operativa. Contudo, o valor verificado foi de 35,01% (Energia Armazenada de 101.729 MWh), o que representa uma redução de 1.165 MWh. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

Tabela 4 - EARM (MWh) prevista e realizada para a segunda semana operativa de fevereiro

Submercado	RV1 fev - previsto (MWh)	RV1 fev - realizado (MWh)	Diferença (MWh)
SE/CO	78.208	77.190	- 1.018
S	12.114	11.635	- 479
NE	9.170	9.170	0
N	3.402	3.734	+ 332

Carga

O Gráfico 11 ilustra a variação da carga prevista para a segunda semana de fevereiro:

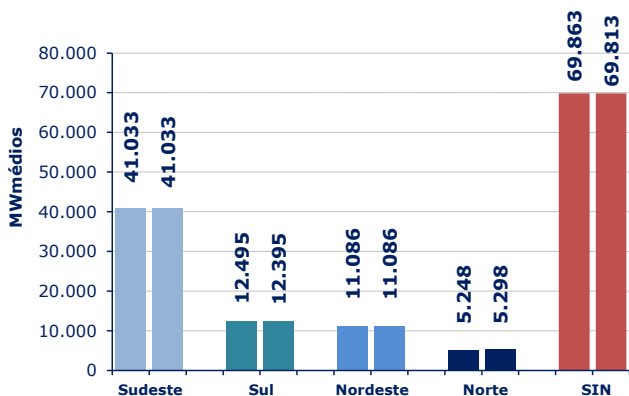


Gráfico 11 - Carga no SIN

A Tabela 5 demonstra a elevação da carga prevista na segunda semana de fevereiro:

Tabela 5 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
0	- 100	0	+ 50

Ressaltamos que os dados do Gráfico 11 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos a que estava estimada para a segunda semana na RV0 (1ª coluna) com a expectativa para a mesma semana na RV1 (2ª coluna).

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda dos submercados Sudeste, Sul e Norte para a segunda semana de fevereiro são apresentadas no Gráfico 12 e para o Nordeste 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 por ordem de mérito.

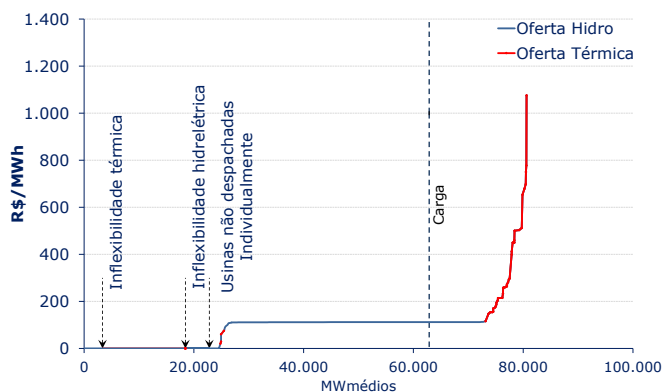


Gráfico 12 - Curva de oferta x demanda para o submercado Sudeste, Sul e Norte

Para o Nordeste, além das fontes citadas anteriormente, também é ilustrado o recebimento de energia por esse submercado, assim como seu respectivo custo:

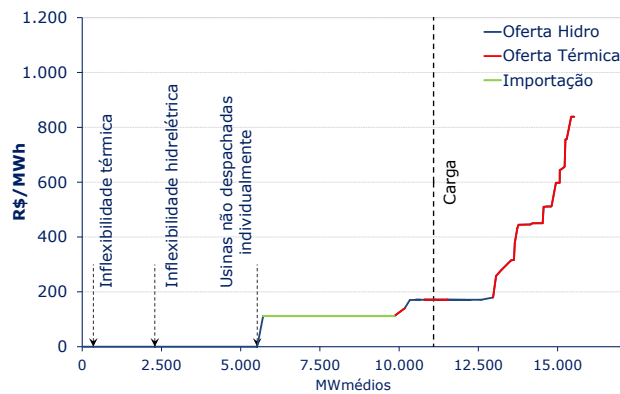


Gráfico 13 - Curva de oferta x demanda para o submercado Nordeste

Estimativa de ESS - fevereiro de 2017

O Gráfico 14 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema - ESS por tipo de despacho. Em fevereiro, a expectativa é de R\$ 157 milhões, sendo R\$ 149 milhões por segurança energética.

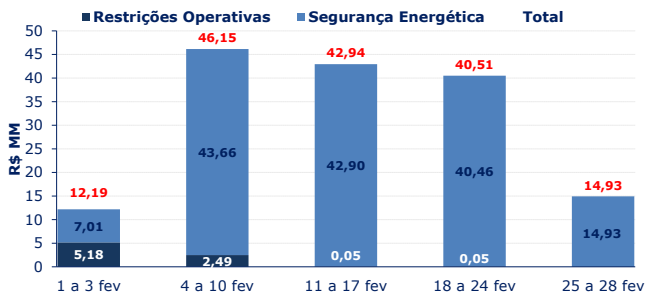


Gráfico 14 – Estimativa de ESS por razão de despacho para o mês de fevereiro

A Tabela 6 ilustra a previsão de ESS, por submercado e por tipo, para fevereiro:

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sudeste	2,19	2,37	-	-	-	4,57
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	2,77	-	-	-	-	2,77
Norte	0,22	0,12	0,05	0,05	-	0,43
Total	5,18	2,49	0,05	0,05	0,00	7,77
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	7,01	43,66	42,90	40,46	14,93	148,95
Norte	-	-	-	-	-	-
Total	7,01	43,66	42,90	40,46	14,93	148,95

O valor estimado de geração para os dias 1º e 2 de fevereiro pode ser encontrado no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, disponível no site do ONS. Para o dia 3 foi considerado o mesmo dado do dia 2.

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.

A expectativa para o período de 4 a 28 de fevereiro foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decomp da revisão 1 de fevereiro de 2017.

O ESS referente à segurança energética foi previsto considerando a determinação do CMSE de desligar as termelétricas fora da ordem de mérito do Sudeste/Centro-Oeste e Sul, a partir de 4 de junho, e atrelar o despacho adicional do Nordeste à geração das usinas eólicas e à evolução do armazenamento da hidrelétrica de Tucuruí.

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 do órgão regulador, realizada em 14/04/2015; e o disposto na REN 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 contratadas por meio dos Contratos de Comercialização de Energia no

Ambiente Regulado - CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seus custos adicionais cobertos por meio das receitas de venda advindas desses contratos. Desta maneira, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na estimativa, devido ao descolamento entre o CMO e o PLD.

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

A expectativa de custos para janeiro de 2017 apresentada no Gráfico 15 é de R\$ 7,32 milhões.

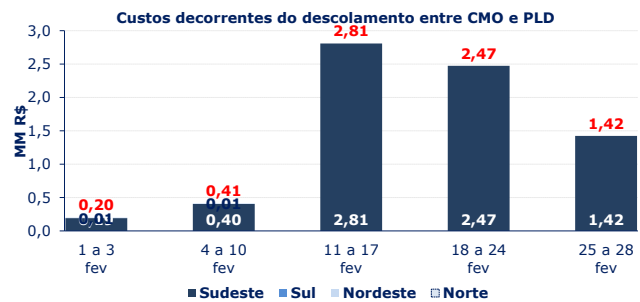


Gráfico 15 – Estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para o SIN por submercado para o mês de fevereiro

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 previsão de geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para janeiro de 2016 e fevereiro de 2017, sendo que neste último mês a estimativa é exibida em base semanal.

No período de 1º de janeiro a 1º de fevereiro de 2017, as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação – ADO, para o dia 2 de fevereiro os dados são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, ambos disponíveis no site do ONS. Para o dia 3 de fevereiro foram utilizados os mesmos dados do IPDO do dia 2. O período de 4 a 28 de fevereiro teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 1 do Decomp de fevereiro, levando em consideração uma expectativa da geração térmica por segurança energética.

Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico e um fator de modulação semanal, com o objetivo de emular o comportamento operativo do SIN aos finais de semana.

As garantias físicas sazonalizadas de janeiro e fevereiro de 2017 foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado (“InfoMercado Dados Gerais 2017 - PRELIMINAR”), publicada no dia 20 de janeiro de 2017. Os valores consideram o fator de operação comercial da última hora e mês contabilizado. Esses montantes de garantias físicas sazonalizadas foram reduzidos 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 2017, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de janeiro de 2017. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Para a garantia física de janeiro e fevereiro, foi considerado o fator de sazonalização de garantia física utilizado para fins de MRE para o ano de 2017.

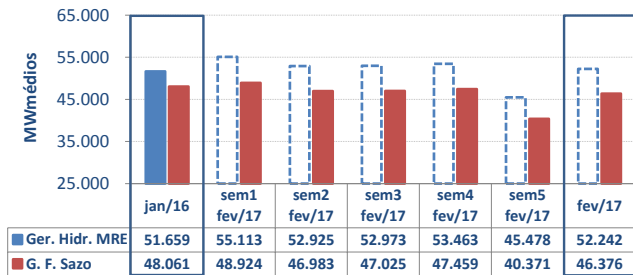


Gráfico 16 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 17 traz a estimativa do fator de ajuste do MRE para 2017.

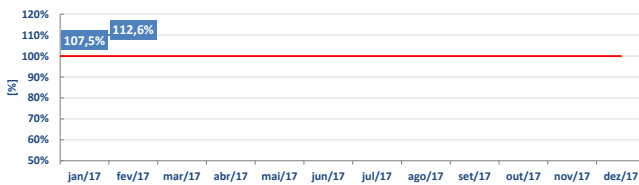


Gráfico 17 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 18 traz 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").

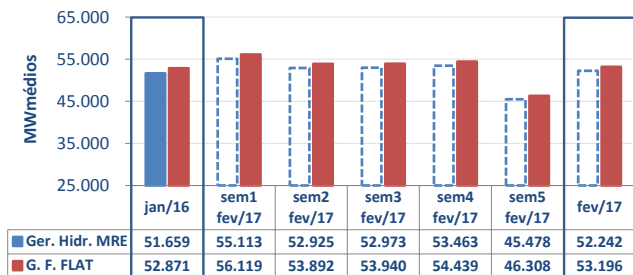


Gráfico 18 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

O Gráfico 19 traz a estimativa do fator de ajuste do MRE para 2017 para fins de repactuação do risco hidrológico.

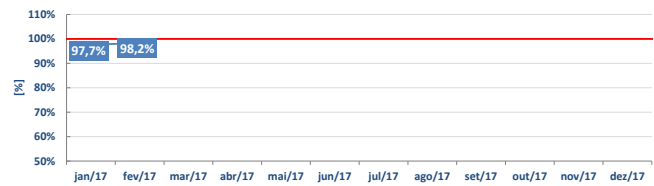


Gráfico 19 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico