

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.

## Análise PLD – 2ª semana operativa de março

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

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
<b>Pesada</b>	<b>186,80</b>	<b>186,80</b>	<b>186,80</b>	<b>33,68</b>
<b>Média</b>	<b>186,80</b>	<b>186,80</b>	<b>186,80</b>	<b>33,68</b>
<b>Leve</b>	<b>182,02</b>	<b>182,02</b>	<b>182,02</b>	<b>33,68</b>
<b>Média semanal</b>	<b>185,06</b>	<b>185,06</b>	<b>185,06</b>	<b>33,68</b>

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

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

Submercado	PLD		
	1ª sem - mar	2ª sem - mar	Variação %
<b>SE/CO</b>	<b>184,49</b>	<b>185,06</b>	<b>+ 0,3%</b>
<b>S</b>	<b>184,49</b>	<b>185,06</b>	<b>+ 0,3 %</b>
<b>NE</b>	<b>184,49</b>	<b>185,06</b>	<b>+ 0,3%</b>
<b>N</b>	<b>33,68</b>	<b>33,68</b>	<b>-</b>

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

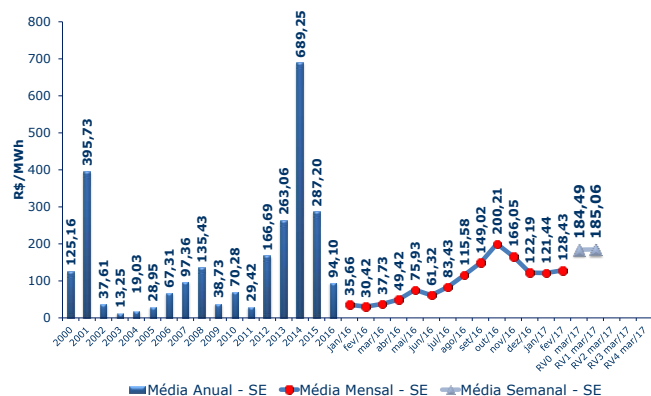


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD para o período entre 4 e 10 de março segue no valor mínimo (R\$ 33,68/MWh) no Norte e ficou praticamente estável (+0,3%) nos

submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, sendo fixado em R\$ 185,06/MWh. Os limites de intercâmbio referentes ao envio de energia pelo Norte são atingidos, o que descola o preço deste submercado dos demais.

Em março, as aflúncias são esperadas em 76% da Média de Longo Termo - MLT, abaixo da média em todos os submercados: Sudeste (81%), Sul (90%), Nordeste (28%) e Norte (92%). O índice mais próximo à MLT no Norte é responsável pela manutenção do preço mínimo neste submercado.

A expectativa é que a carga prevista para a próxima semana se altere apenas no Sul (+520 MWmédios), permanecendo estável nos demais submercados.

Os níveis dos reservatórios do Sistema, por sua vez, ficaram aproximadamente 685 MWmédios abaixo do esperado com redução no Sudeste (-815 MWmédios) e no Sul (-600 MWmédios). Os níveis subiram 360 MWmédios no Nordeste e 370 MWmédios no Norte.

O fator de ajuste do MRE para março está previsto em 109,3%. Já os Encargos de Serviços do Sistema - ESS são esperados em R\$ 100 milhões para o mês, sendo R\$ 73 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, Sul e Nordeste.

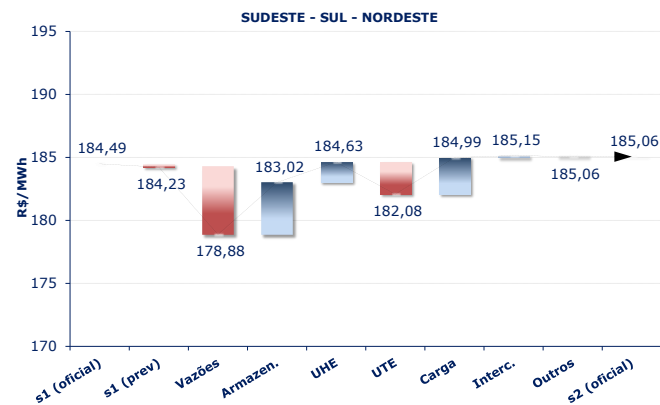


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste, Sul e Nordeste

Conforme ilustrado no Gráfico 2, o preço da segunda semana de março praticamente não apresentou variação em relação ao preço da primeira.

A previsão de vazões mais otimistas no Sul foi a responsável pela queda em torno de R\$ 5/MWh nos preços.

A verificação de níveis de armazenamento mais baixos que o previsto na semana passada, no Sul e no Sudeste principalmente, elevou o preço em aproximadamente R\$ 4/MWh. A redução na disponibilidade hidráulica também aumentou os preços, o impacto foi de cerca de R\$ 1,5/MWh.

O aumento na inflexibilidade térmica do Sudeste reduziu o PLD em aproximadamente R\$ 2,5/MWh, impacto ilustrado no passo "UTE" do Gráfico 2.

O aumento da carga do Sul elevou o PLD em torno de R\$ 3/MWh.

O Gráfico 3 ilustra a variação do PLD do Norte.

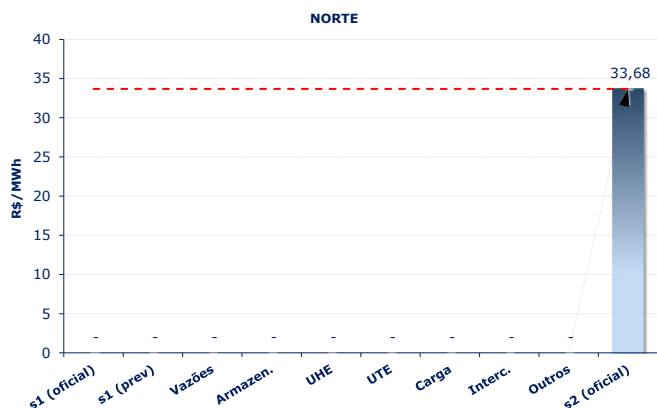


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Norte

No Norte o custo ficou zerado, em função da previsão da ocorrência de vertimentos turbináveis nas usinas deste submercado. O passo "s2 (oficial)" ilustra o balizamento no PLD no mínimo estabelecido pela Aneel.

O Gráfico 4, o Gráfico 5 e o Gráfico 6 ilustram a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para todos os submercados:

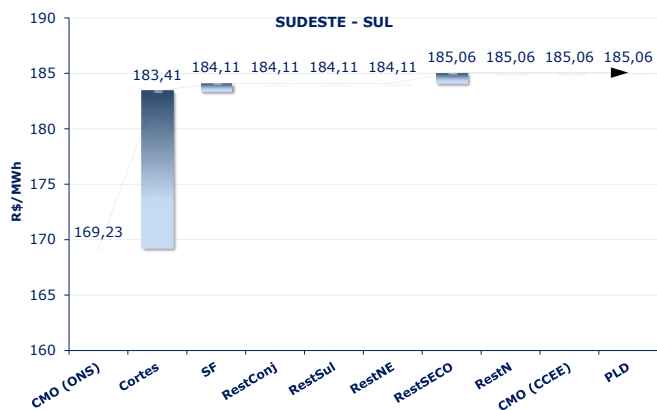


Gráfico 4 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercados Sudeste e Sul

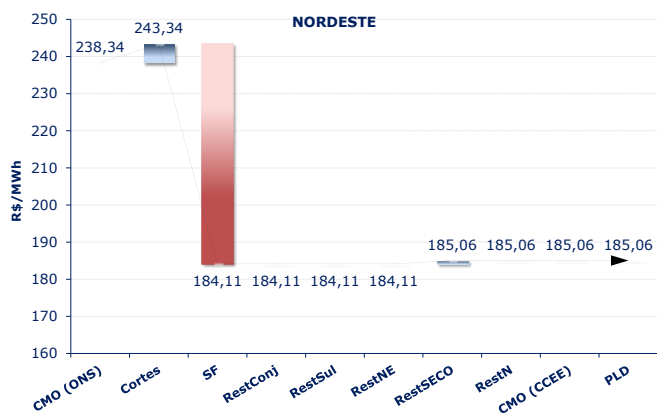


Gráfico 5 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercado Nordeste

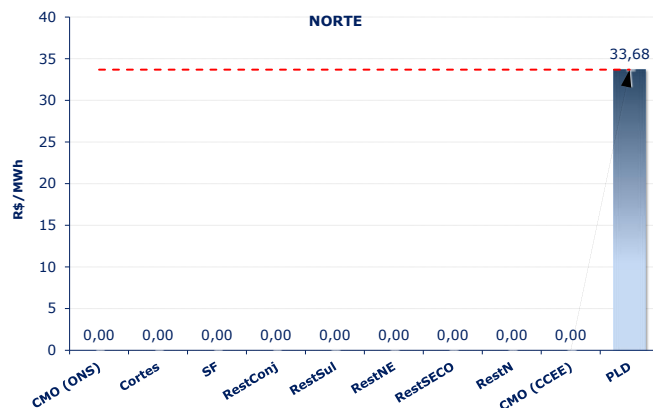


Gráfico 6 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercado Norte

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 4 aponta que o custo médio semanal decorrente do cálculo do PLD na segunda semana operativa de março 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.

No Nordeste, de acordo com o ilustrado no Gráfico 5 o CMO ficou mais alto, em decorrência da consideração da geração mínima de UHEs do rio São Francisco em todos os patamares de carga. No caso do PLD, a não obrigatoriedade desta geração mínima permite maior flexibilidade ao modelo de otimização, o que reduz o custo.

No Gráfico 6 se observa que o PLD ficou mais alto que o CMO, sendo que a diferença decorre da balizamento do preço no patamar mínimo estabelecido pela ANEEL.

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 consequente custo mais barato;
- RE 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, 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 CMO<sup>1</sup> 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 – ENA<sup>2</sup> média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

### Energia Natural Afluente - ENA

Observa-se no Gráfico 7 que as aflúncias apresentaram redução no decorrer de todas as semanas do mês de fevereiro, sendo que essa redução ocorreu principalmente no Sudeste, em função do sistema de alta pressão que se encontrava em cima deste submercado impedindo o avanço das frentes frias. Para março, as aflúncias previstas se mantiveram estáveis nas duas primeiras semanas.

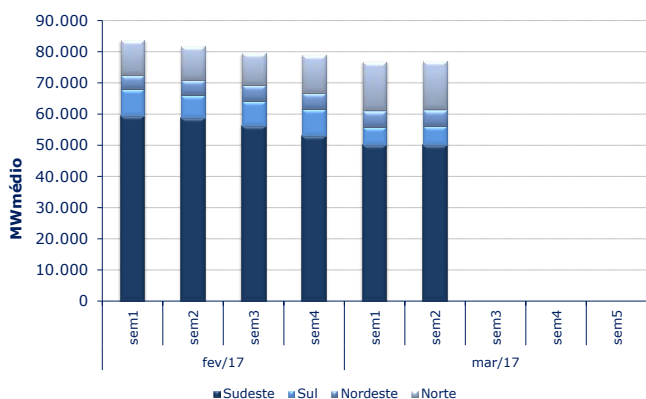


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – fevereiro e março de 2017

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA média do SIN na segunda semana operativa de março.

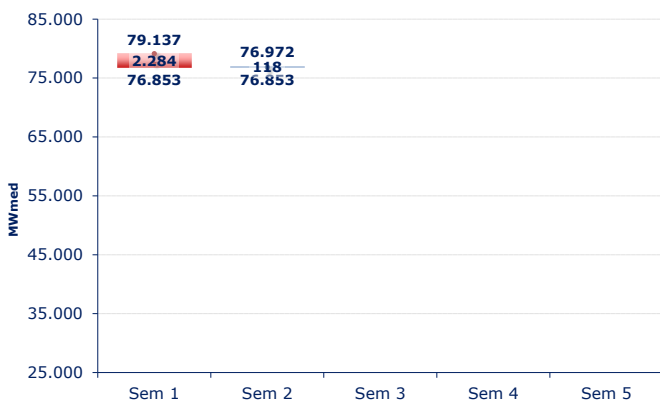


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
+ 55	+ 309	+ 6	- 251

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

### Armazenamento inicial

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

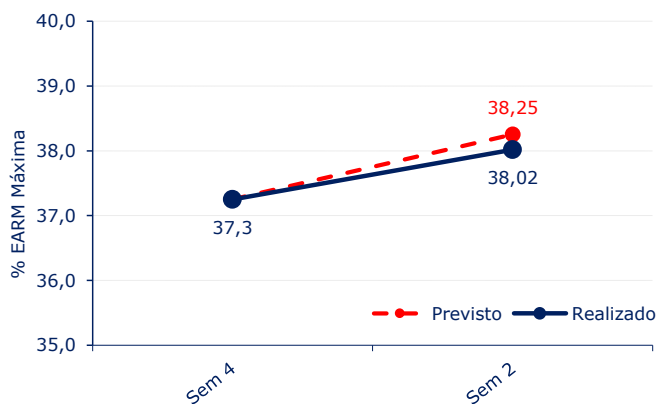


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 1ª semana de março indicava nível de armazenamento de 38,25% (Energia Armazenada de 110.994 MWmês) no SIN para o início da segunda semana operativa. Contudo, o valor verificado foi de 38,02% (Energia Armazenada de 110.312 MWmês), o que representa uma redução de 682 MWmês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

Tabela 4 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a segunda semana operativa de março

Submercado	RV1 mar - previsto (MWmês)	RV1 mar - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	82.485	81.671	-814
S	10.697	10.099	-598
NE	10.673	11.035	362
N	7.139	7.507	368

### Carga

O Gráfico 10 ilustra a variação da carga prevista para a segunda semana de março:

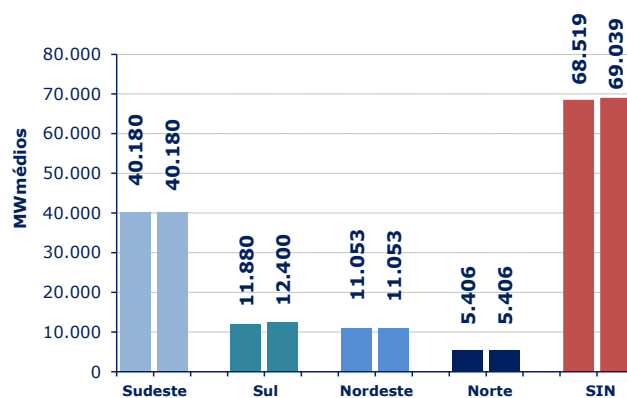


Gráfico 10 – Carga no SIN

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

A Tabela 5 demonstra a variação da carga prevista na segunda semana de março:

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	+ 520	0	0

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 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 Nordeste para a segunda semana de março são apresentadas no Gráfico 11 e no Gráfico 12 para o Norte. 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.

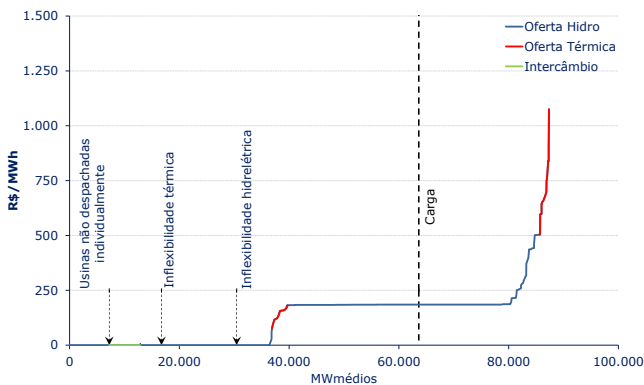


Gráfico 11 – Curva de oferta x demanda para o submercado Sudeste e Sul

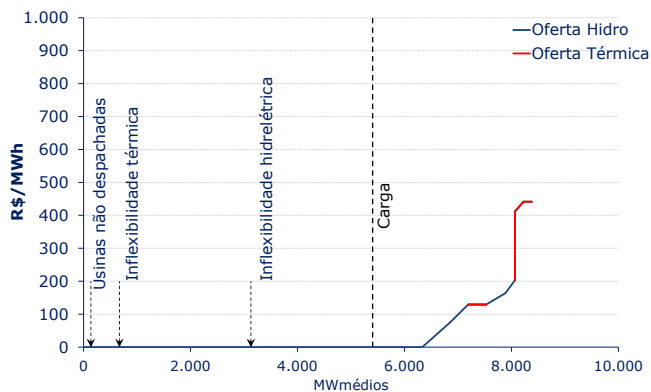


Gráfico 12 – Curva de oferta x demanda para o submercado Norte

### Estimativa de ESS – março de 2017

O Gráfico 13 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS por tipo de despacho. Em março, a expectativa é de R\$ 100 milhões, sendo R\$ 73 milhões por segurança energética.

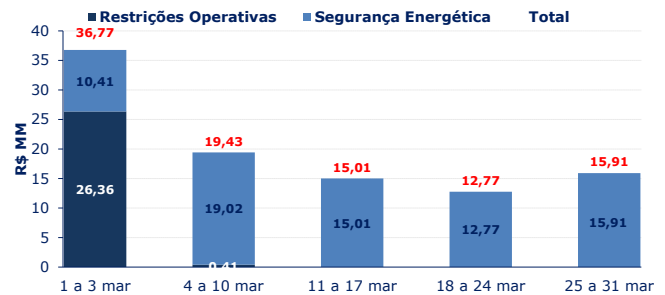


Gráfico 13 – Estimativa de ESS por razão de despacho para o mês de março

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>						
Sudeste	18,67	0,41	-	-	-	19,08
Sul	4,87	-	-	-	-	4,87
Nordeste	2,42	-	-	-	-	2,42
Norte	0,41	-	-	-	-	0,41
<b>Total</b>	<b>26,36</b>	<b>0,41</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>26,77</b>
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	10,41	19,02	15,01	12,77	15,91	73,12
Norte	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>10,41</b>	<b>19,02</b>	<b>15,01</b>	<b>12,77</b>	<b>15,91</b>	<b>73,12</b>

O valor estimado de geração para o período de 1º a 2 de março 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 31 de março foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decom da revisão 1 de março 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 março de 2017 apresentada no Gráfico 14 é de R\$ 3,45 milhões.

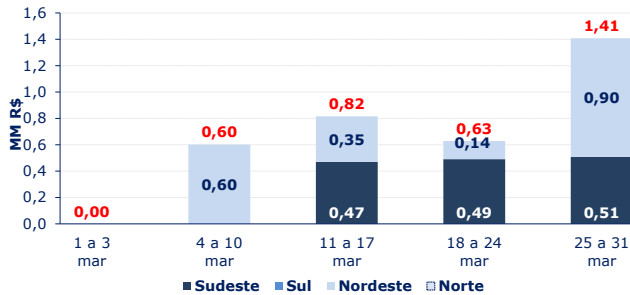


Gráfico 14 – Estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para o SIN por submercado para o mês de março

### 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 15 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 fevereiro a 01 de março de 2017, as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação – ADO, para o dia 02 de março os dados são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, ambos disponíveis no site do ONS. Para o dia 03 de março foram utilizados os mesmos dados do IPDO do dia 02. O período de 04 a 31 de março teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 1 do Decomp de março, 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 31 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 fevereiro e março, foi considerado o fator de sazonalização de garantia física utilizado para fins de MRE para o ano de 2017.

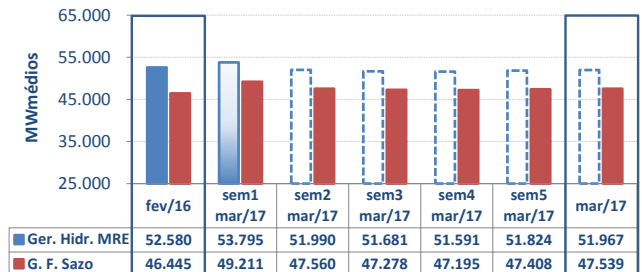


Gráfico 15 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 16 traz a estimativa do fator de ajuste do MRE para 2017.

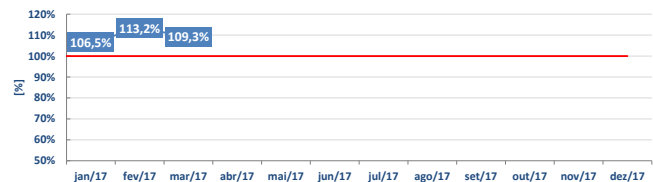


Gráfico 16 – Estimativa do fator de ajuste do MRE – GF sazonalizada

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 17 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”).

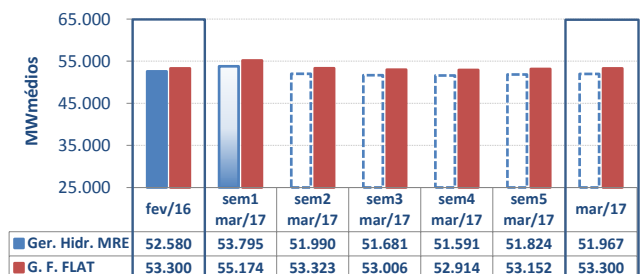


Gráfico 17 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

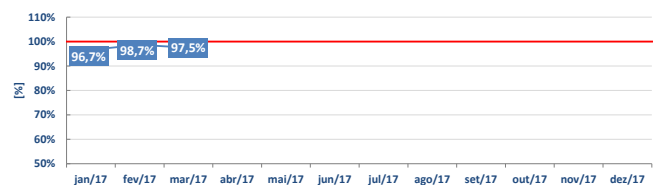


Gráfico 18 – Estimativa do fator de ajuste do MRE – GF Flat