

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 janeiro

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 14 a 20 de janeiro.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
<b>Pesada</b>	<b>129,52</b>	<b>129,52</b>	<b>139,88</b>	<b>129,52</b>
<b>Média</b>	<b>129,52</b>	<b>129,52</b>	<b>139,88</b>	<b>129,52</b>
<b>Leve</b>	<b>126,70</b>	<b>126,70</b>	<b>126,70</b>	<b>126,70</b>
<b>Média semanal</b>	<b>128,50</b>	<b>128,50</b>	<b>135,09</b>	<b>128,50</b>

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

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

Submercado	PLD		
	2ª sem - jan	3ª sem - jan	Variação %
<b>SE/CO</b>	<b>101,24</b>	<b>128,50</b>	<b>27%</b>
<b>S</b>	<b>101,24</b>	<b>128,50</b>	<b>27%</b>
<b>NE</b>	<b>124,05</b>	<b>139,09</b>	<b>9%</b>
<b>N</b>	<b>101,24</b>	<b>128,50</b>	<b>27%</b>

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

O Gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:

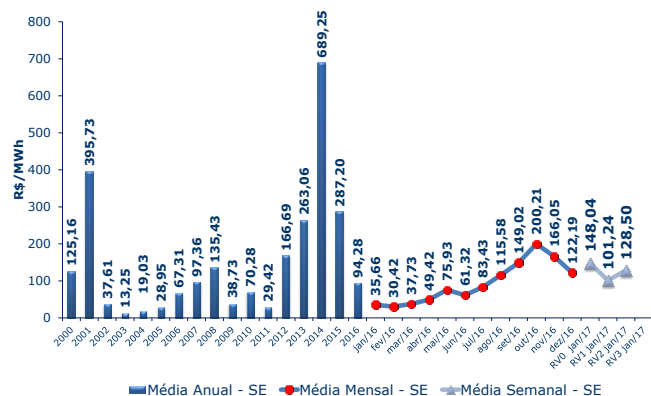


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE informa que o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD para o período entre 14 e

20 de janeiro passou de R\$ 101,24/MWh para R\$ 128,50/MWh nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, aumento de 27%. O preço no Nordeste também subiu (+9%) ao ser fixado em R\$ 135,09/MWh. Os limites de intercâmbio referentes ao recebimento de energia do Nordeste são atingidos, fazendo com que os preços deste submercado fiquem descolados em relação aos demais.

Houve retração de 77% para 71% da Média de Longo Termo - MLT, na previsão de aflúencias para o SIN em janeiro, ficando acima da média apenas no Sul (190%) e abaixo da MLT nos demais submercados: Sudeste (71%), Nordeste (32%) e Norte (42%).

A carga esperada para a terceira semana de janeiro está 450 MWh acima do previsto na última semana, com elevação no Sudeste (+600 MWh) e reduções no Sul (-50 MWh) e Norte (-100 MWh).

Já os níveis dos reservatórios do Sistema estão aproximadamente 2.500 MWh abaixo da expectativa anterior com quedas de 2.450 MWh no Sudeste e de 100 MWh nos submercados Nordeste e Norte. Houve elevação dos níveis apenas no Sul (+150 MWh).

O fator de ajuste do MRE para janeiro passou de 96,8% para 95,4%. Os Encargos de Serviços do Sistema - ESS são esperados em R\$ 186 milhões para o período, sendo R\$ 142 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 Norte.

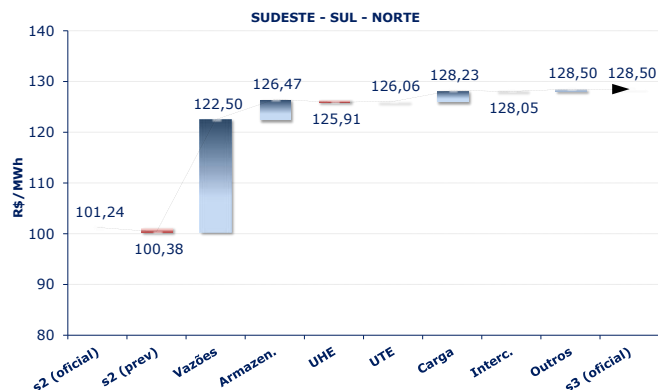


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste/Sul/Norte

Conforme ilustrado no Gráfico 2, a redução das aflúencias previstas para o sistema foi a principal fator para o elevação do PLD e causou um aumento no preço dos submercados Sudeste, Sul e Norte em torno de R\$ 22/MWh.

A redução dos níveis de armazenamento, contribuíram para a elevação do PLD em aproximadamente R\$ 4/MWh. Além disso, a elevação da carga impactou os preços em torno de R\$ 2/MWh.

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

Assim como na semana anterior, os limites de intercâmbio do submercado Nordeste foram atingidos e seu PLD permaneceu diferente dos demais submercados. Por sua vez, o Gráfico 3 ilustra as principais variáveis que impactaram nos preços da terceira semana operativa neste submercado.

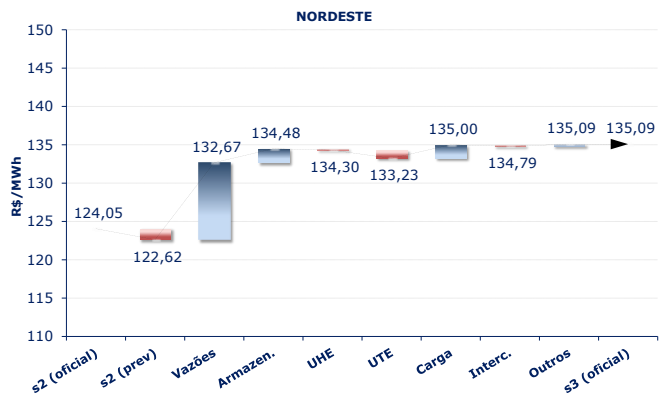


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Nordeste

A redução das afluições previstas para o sistema causou aumento no preço do submercado Nordeste em torno de R\$ 10/MWh. Como ocorrido nos demais submercados, a redução no nível do armazenamento elevou os preços, porém no Nordeste o impacto foi de cerca de R\$ 2/MWh.

Além disso, a elevação na carga dos outros submercados impactou o Nordeste, implicando em elevação de cerca de R\$ 2/MWh.

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

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

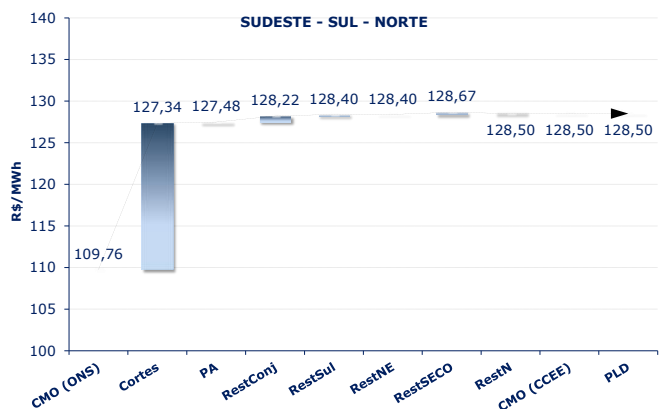


Gráfico 4 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercados Sudeste/Sul/Norte

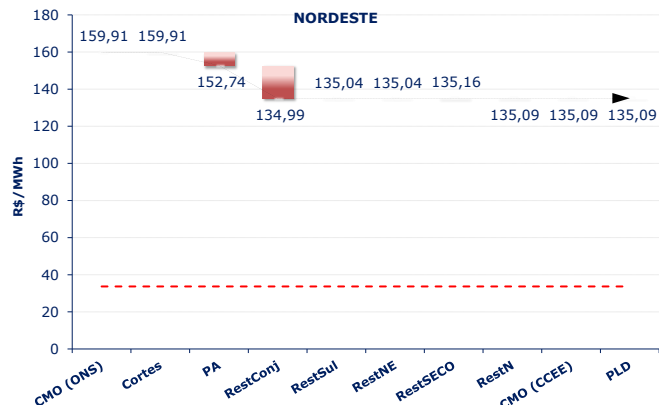


Gráfico 5 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercado Nordeste

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 terceira semana operativa de janeiro, é superior ao CMO para os submercados Sudeste, Sul e Norte. A PLD é superior principalmente devido a consideração da função de custo futuro no qual é desconsiderada as restrições elétricas das usinas termelétricas.

Por outro lado, no Nordeste, de acordo com o ilustrado no Gráfico 5, 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 maiores limites 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.

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;
- 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 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 6 que, para dezembro de 2016, as afluições começaram a apresentar redução a partir da terceira semana, revertendo-se no final do mês. Na terceira semana de janeiro de 2017, as afluições previstas do sistema voltam a apresentar retração. Para este mês foram revistas de 77% para 71% da média histórica, queda de cerca de 6.000 MWmédios na ENA do mês.

É possível observar também que a principal redução ocorreu no submercado Sudeste.

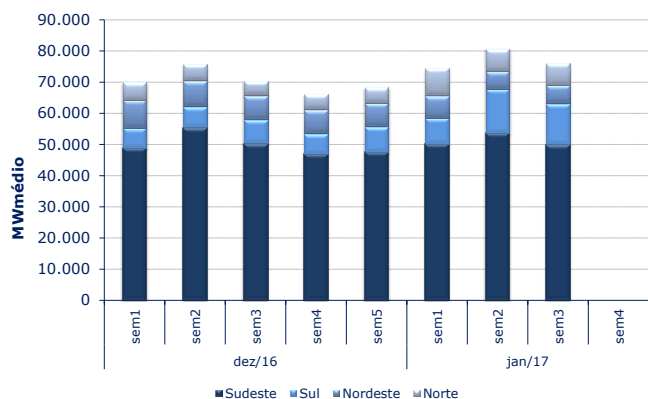


Gráfico 6 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – dezembro de 2016 e janeiro de 2017

O Gráfico 7 apresenta a variação da ENA média do SIN na terceira semana operativa de janeiro.

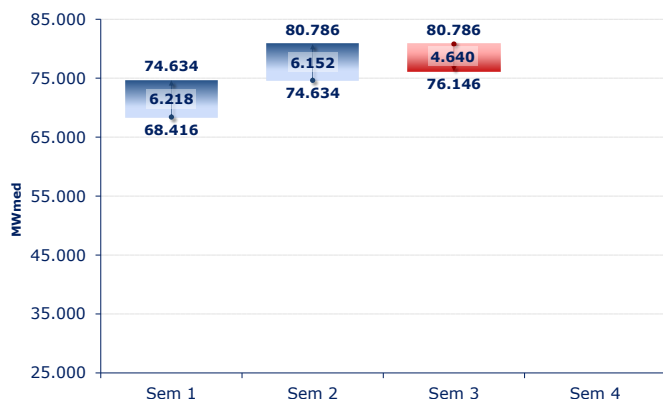


Gráfico 7 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

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

SE/CO	S	NE	N
- 3.756	- 861	+ 278	- 301

## Armazenamento inicial

O Gráfico 8 ilustra o armazenamento inicial no SIN estimado pelo modelo Decomp:

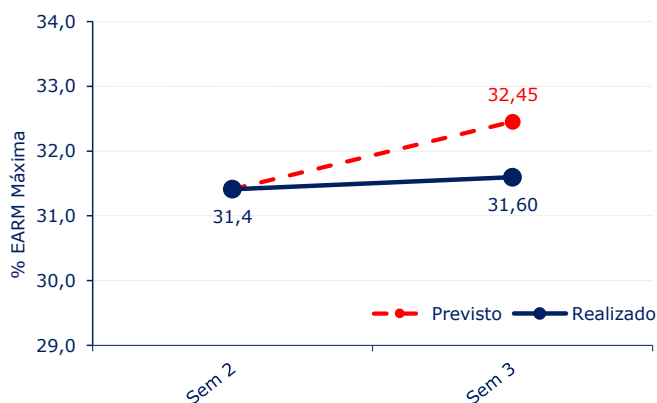


Gráfico 8 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 2ª semana de janeiro indicava nível de armazenamento de 32,45% (Energia Armazenada de 99.332 MWmês) no SIN, para o início da terceira semana operativa. Contudo, o valor verificado foi de 31,60% (Energia Armazenada de 91.837 MWmês), o que representa uma redução de 2.495 MWmês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

Tabela 4 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a terceira semana operativa de janeiro

Submercado	RV2 jan- previsto (MWmês)	RV3 jan - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	68.636	66.192	- 2.444
S	13.611	13.771	160
NE	8.963	8.859	- 104
N	3.122	3.015	- 107

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

### Carga

O Gráfico 9 ilustra a variação da carga prevista para a terceira semana de janeiro:

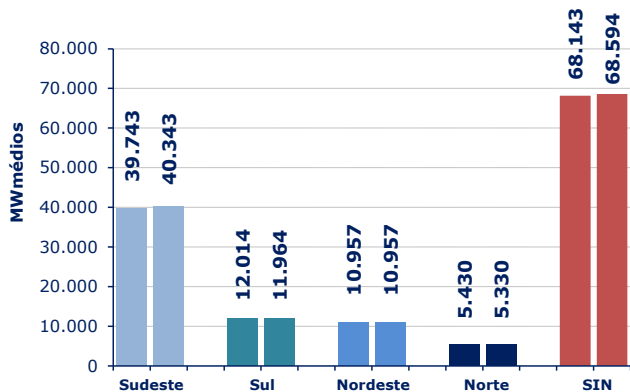


Gráfico 9 – Carga no SIN

A Tabela 5 demonstra a elevação da carga prevista na terceira semana de janeiro:

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
+ 600	- 50	+ 0	- 100

Ressaltamos que os dados do Gráfico 9 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos a que estava estimada para a terceira semana na RV1 (1ª coluna) com a expectativa para a mesma semana na RV2 (2ª coluna).

### Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda dos submercados Sudeste, Sul e Norte para a terceira semana de janeiro são apresentadas no Gráfico 10 e para o Nordeste no Gráfico 11. 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.

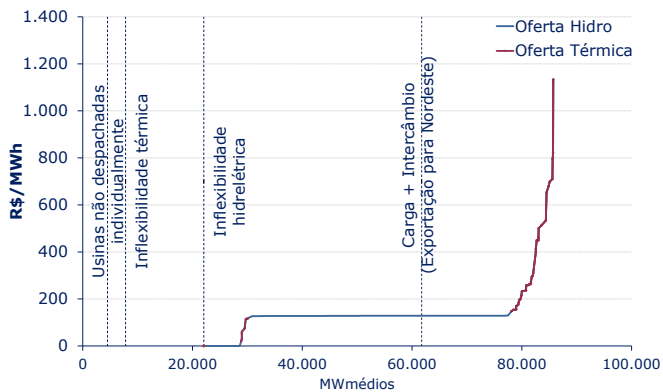


Gráfico 10 – Curva de oferta x demanda para o submercado Sudeste, Sul e Norte

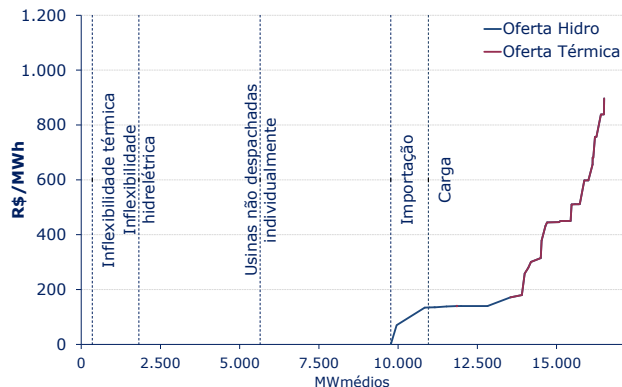


Gráfico 11 – Curva de oferta x demanda para o submercado Nordeste

### Estimativa de ESS – janeiro de 2017

O Gráfico 12 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS por tipo de despacho. Em janeiro, a expectativa é de R\$ 186 milhões, sendo R\$ 142 milhões por segurança energética.

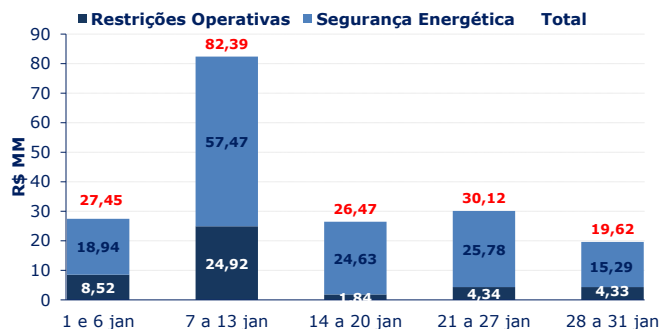


Gráfico 12 – Estimativa de ESS por razão de despacho para o mês de janeiro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>						
Sudeste	5,36	16,81	1,79	4,29	4,29	32,55
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	3,02	2,02	-	-	-	5,04
Norte	0,13	6,09	0,05	0,05	0,04	6,35
<b>Total</b>	<b>8,52</b>	<b>24,92</b>	<b>1,84</b>	<b>4,34</b>	<b>4,33</b>	<b>43,95</b>
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	18,94	57,47	24,63	25,78	15,29	142,09
Norte	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>18,94</b>	<b>57,47</b>	<b>24,63</b>	<b>25,78</b>	<b>15,29</b>	<b>142,09</b>

O valor estimado de geração para o período do dia 1º a 12 de janeiro pode ser encontrado no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, disponível no site do ONS. Para o dia 13 foi considerado o mesmo dado do dia 12.

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 14 a 31 de janeiro foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decomp da revisão 2 de janeiro 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 13 é de R\$ 7,3 milhões.

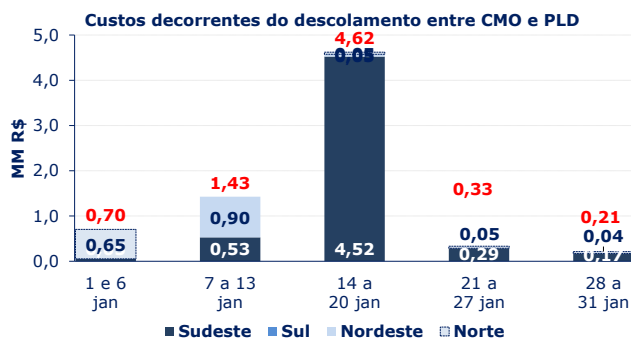


Gráfico 13 – Estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para o SIN por submercado para o mês de janeiro

### 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 14 apresenta a previsão de geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada

para dezembro de 2016 e janeiro de 2017, sendo que neste último mês a estimativa é exibida em base semanal.

No período de 1º de dezembro de 2016 a 11 de janeiro de 2017, as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação – ADO, para o dia 12 de dezembro os dados são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, ambos disponíveis no site do ONS. Para o dia 13 de dezembro foram utilizados os mesmos dados do IPDO do dia 12. O período de 14 a 31 de janeiro teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 2 do Decomp de janeiro, 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 dezembro de 2016 e janeiro de 2017 foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado (“InfoMercado – Dados Gerais 2016”), publicada no dia 09 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 2016, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de novembro de 2016. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Para a garantia física de janeiro de 2017, uma vez que ainda não está definido o perfil de sazonalização, é considerado o valor flat.

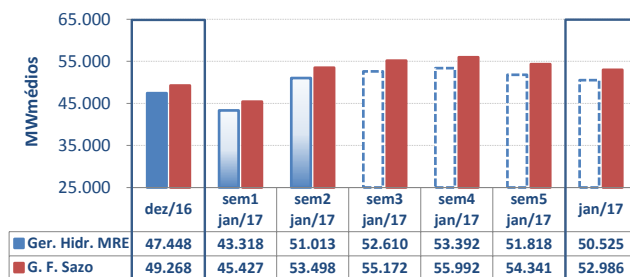


Gráfico 14 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 15 traz o histórico do fator de ajuste do MRE para 2016 e janeiro de 2017.

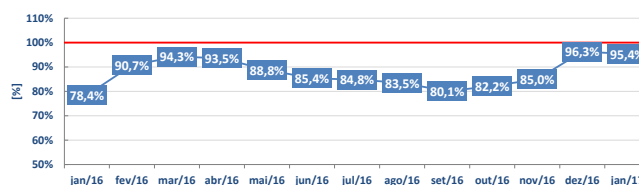


Gráfico 15 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 16 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”).

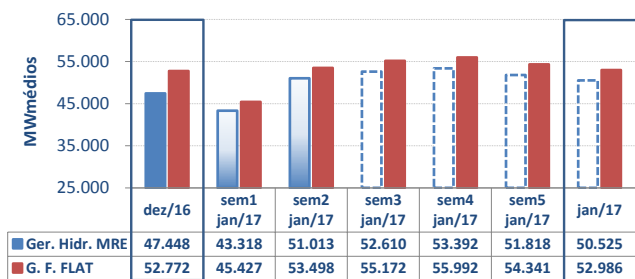


Gráfico 16 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

O Gráfico 17 traz o histórico do fator de ajuste do MRE para 2016 e janeiro de 2017 para fins de repactuação do risco hidrológico.

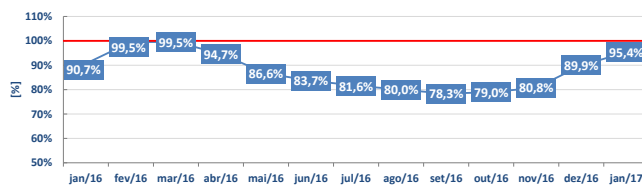


Gráfico 17 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico