

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 – 3ª semana operativa de agosto

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 12 a 18 de agosto.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	529,35	529,35	529,35	529,35
Média	529,35	529,35	529,35	529,35
Leve	508,64	508,64	508,64	508,64
Média semanal	521,83	521,83	521,83	521,83

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

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

Submercado	PLD		
	2ª sem - ago	3ª sem - ago	Variação %
SE/CO	533,82	521,83	- 2 %
S	533,82	521,83	- 2 %
NE	533,82	521,83	- 2 %
N	533,82	521,83	- 2 %

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

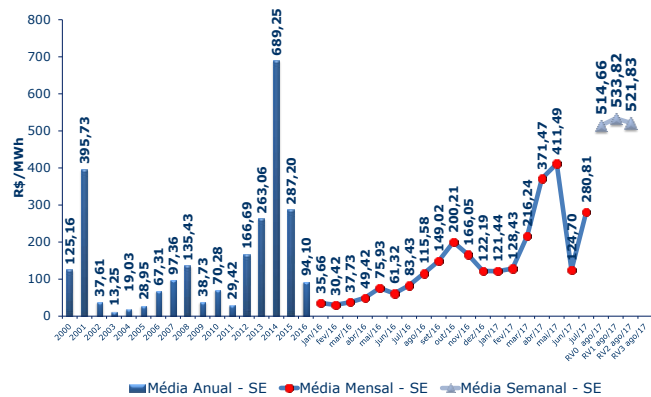


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD para o período entre 12 e 18 de agosto foi fixado em R\$ 521,83/MWh no Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, saindo do teto estabelecido para o ano (R\$ 533,82/MWh). O preço permanece

equalizado em todo o país, uma vez que os limites de intercâmbio entre os submercados não foram atingidos em nenhum patamar de carga.

Houve melhora na previsão de afluições para o Sistema, que passaram de 63% para 67% da Média de Longo Termo - MLT, contribuindo para a queda do PLD. A expectativa de ENAs, porém, segue abaixo da média para todos os submercados: Sudeste (79%), Sul (56%), Nordeste (33%) e Norte (63%).

Outro fator determinante para a redução de 2% no preço é a previsão de carga para os próximos dias, que deve registrar queda de 370 MWh frente à expectativa anterior com reduções no Sudeste (-310 MWh) e no Norte (-60 MWh). Não há alterações na carga prevista para o Sul e o Nordeste.

As reduções citadas foram compensadas pela queda dos níveis de armazenamento em relação ao previsto na semana passada, que ficaram cerca de 1.025 MWh mais baixos, com diminuições de 815 MWh no Sudeste e de 445 MWh no Sul. No Nordeste (+155 MWh) e no Norte (+80 MWh) os níveis estão mais altos.

O fator de ajuste do MRE previsto para agosto é de 62,6%. Os Encargos de Serviços do Sistema - ESS são esperados em R\$ 9,3 milhões para o período, valor referente à restrição operativa.

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 para todos os submercados.

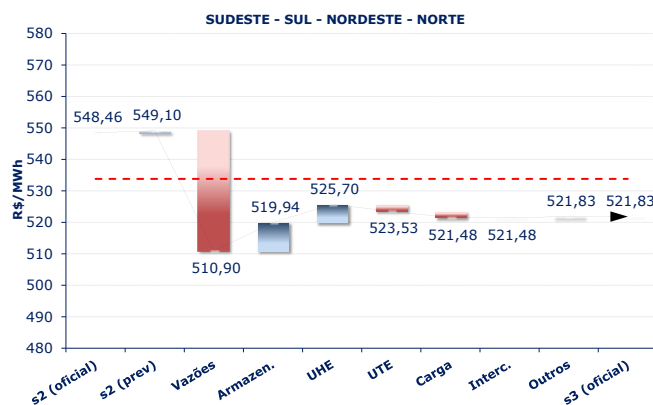


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para todos os submercados

A elevação nas afluições previstas do Sistema foi a principal responsável pela redução do preço na terceira semana de agosto, conforme aponta o Gráfico 2. Verifica-se no passo "Vazões" que o impacto ficou em torno de R\$ 37/MWh no preço e já reduziu o custo a valores mais baixos que o preço máximo (ilustrado no gráfico pela linha tracejada vermelha).

Em contrapartida, a redução da energia armazenada do SIN em relação ao esperado na semana anterior aumentou o PLD em cerca de R\$ 9/MWh. Assim como a redução da disponibilidade de geração hidráulica do sistema (ilustrado no passo "UHE"), que aumentou os preços em aproximadamente R\$ 6/MWh.

A redução da carga prevista em função da expectativa de diminuição nas temperaturas reduziu o preço em R\$ 6,5/MWh.

As demais variáveis não impactaram o preço.

O Gráfico 3 ilustra a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para todos os submercados:

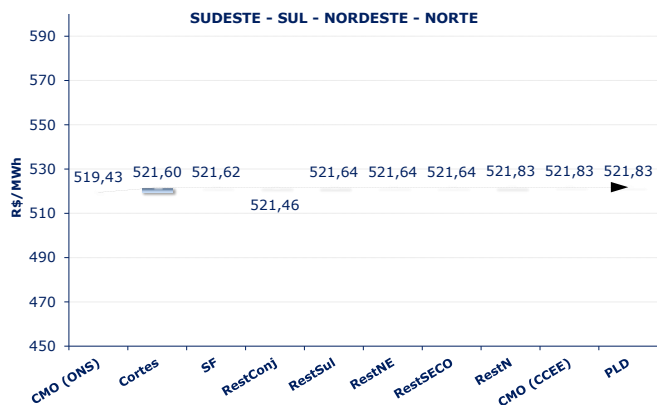


Gráfico 3 – Decomposição da variação do CMO x PLD para todos os submercados

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.

Ao analisar o Gráfico 3, observa-se que o PLD da terceira semana de agosto ficou maior que o CMO em função da desconsideração das restrições elétricas no cálculo da Função de Custo Futuro (cortes).

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;
- 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 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 Afluenta – ENA² média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

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

Energia Natural Afluenta - ENA

Observa-se no Gráfico 4 que para julho, devido à ausência de precipitações verificadas e previstas durante o decorrer do mês, a previsão de ENA apresentou consecutivas reduções, comportamento que permaneceu nas duas primeiras semanas de agosto. A partir da terceira semana, se espera a entrada e avanço das frentes frias, o que resultou em uma expectativa mais otimista e consequente aumento em torno de 1.300 MWmédios nas afluências.

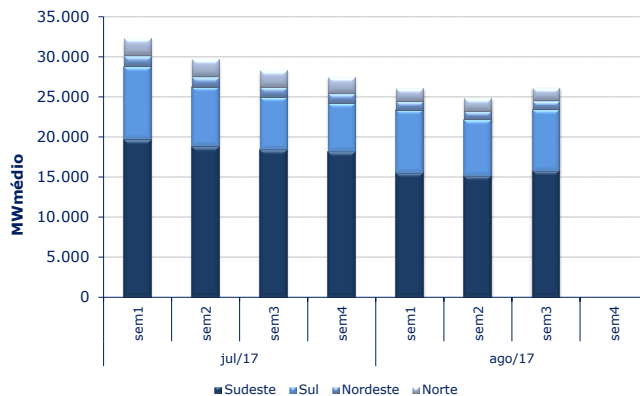


Gráfico 4 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – julho e agosto de 2017

O Gráfico 5 apresenta a variação da ENA média do SIN na terceira semana operativa de agosto.

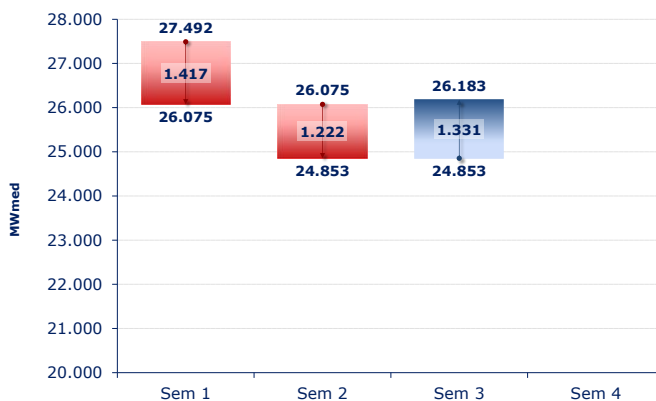


Gráfico 5 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
+ 626	+ 650	+ 6	+ 49

Armazenamento inicial

O Gráfico 6 ilustra o armazenamento inicial no SIN estimado pelo modelo Decomp:

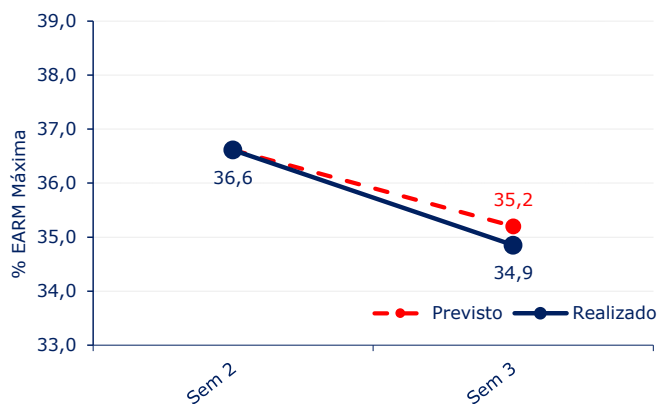


Gráfico 6 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 2ª semana de agosto indicava nível de armazenamento de 35,2% (Energia Armazenada de 102.590 MWh) no Sistema para o início da terceira semana operativa. Contudo, o valor verificado foi de 34,85% (Energia Armazenada de 101.568 MWh), o que representa uma redução de 1.022 MWh. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

Tabela 4 – EARM (MWh) prevista e realizada para a terceira semana operativa de agosto

Submercado	RV2 ago - previsto (MWh)	RV2 ago - realizado (MWh)	Diferença (MWh)
SE/CO	73.320	72.506	-814
S	13.025	12.582	-443
NE	7.253	7.409	156
N	8.992	9.071	79

Carga

O Gráfico 7 ilustra a variação da carga prevista para a terceira semana de agosto:

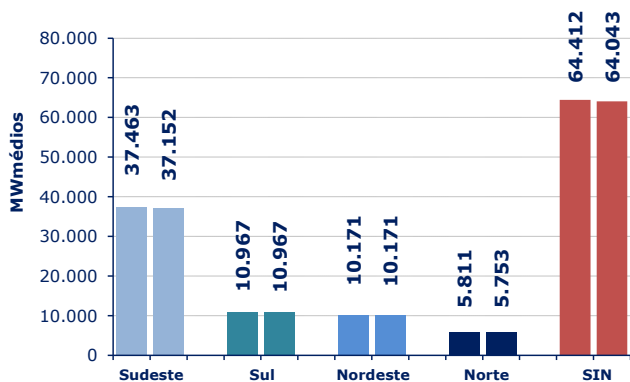


Gráfico 7 – Carga no SIN

A Tabela 5 demonstra a variação da carga prevista na terceira semana de agosto:

Tabela 5 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
- 311	0	0	- 58

Ressaltamos que os dados do Gráfico 7 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 de todos os submercados para a terceira semana de agosto são apresentadas no Gráfico 8. 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.

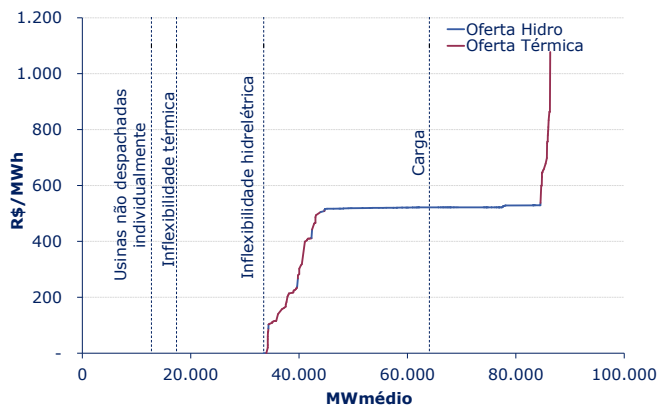


Gráfico 8 – Curva de oferta x demanda para o submercado Sudeste

Estimativa de ESS – agosto de 2017

O Gráfico 9 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS por tipo de despacho. Em agosto, a expectativa é de R\$ 9,28 milhões, sendo a totalidade por restrição operativa.

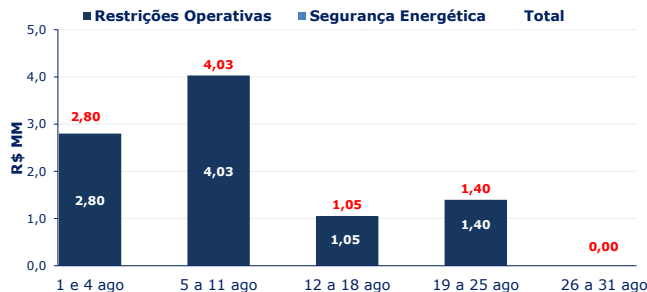


Gráfico 9 – Estimativa de ESS por razão de despacho para o mês de agosto

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	-
Norte	2,80	4,03	1,05	1,40	-	9,29
Total	2,80	4,03	1,05	1,40	0,00	9,29
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	-
Norte	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O valor estimado de geração para o período de 1º a 9 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 10 foi considerado o valor do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e para o dia 11, o mesmo dado do dia 10.

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 12 a 31 de agosto foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decomp da revisão 2 de agosto 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 de 2016, 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 decorrente do descolamento entre CMO e PLD para agosto de 2017 é nula.

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 10 e o Gráfico 11 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para julho e agosto. Em agosto, essa estimativa é exibida em base semanal.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 9 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 10 foi considerado o valor do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e para o dia 11, o mesmo dado do dia 10. O período de 12 a 31 de agosto teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 2 do Decomp de agosto, 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 julho e agosto de 2017 foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado (“InfoMercado Dados Gerais 2017”), publicada no dia 11 de julho 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 julho de 2017. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

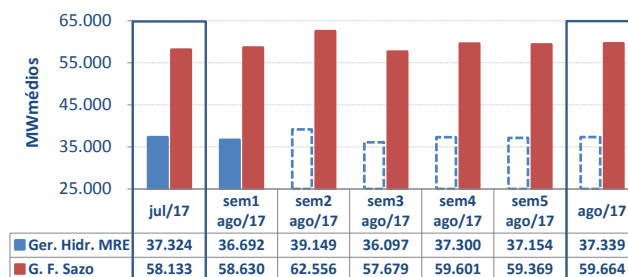


Gráfico 10 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 11 traz a estimativa do fator de ajuste do MRE para 2017.

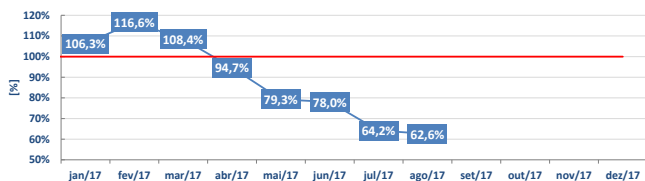


Gráfico 11 - Estimativa do fator de ajuste do MRE – GF sazonalizada

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 12 e o Gráfico 13 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").

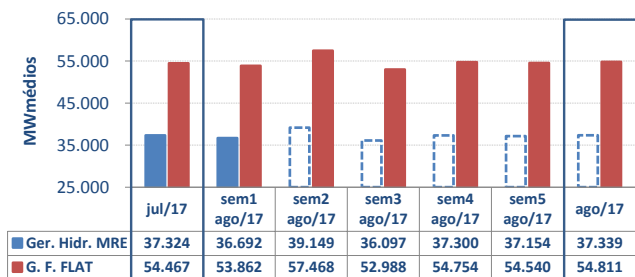


Gráfico 12 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

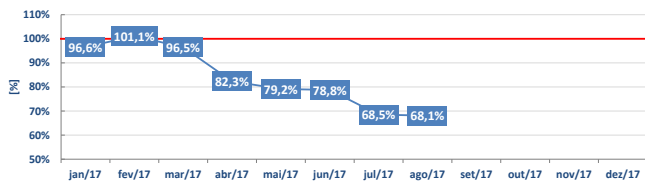


Gráfico 13 - Estimativa do fator de ajuste do MRE – GF Flat