

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

Análise PLD – 4ª semana operativa de julho

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 16 a 22 de julho.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	85,06	85,06	113,56	113,56
Média	80,51	80,51	113,56	113,56
Leve	77,64	77,64	108,93	108,93
Média semanal	79,96	79,96	111,88	111,88

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

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

Submercado	PLD		
	3ª sem - jul	4ª sem - jul	Variação %
SE/CO	86,22	79,96	-7
S	86,22	79,96	-7
NE	108,91	111,88	3
N	108,91	111,88	3

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:

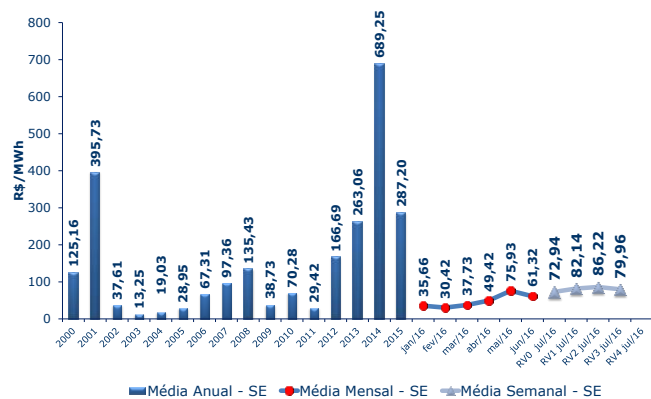


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD para o período entre 16 e 22 de julho nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste passou de R\$ 86,22/MWh para R\$ 79,96/MWh, queda de 7% frente ao valor da última semana. Já o PLD no Norte e

do Nordeste subiu 3%, sendo fixado em R\$ 111,88/MWh em ambos os submercados.

A previsão de afluências para julho no Sistema subiu de 75% para 81% da Média de Longo Termo – MLT, com elevações em todos os submercados, especialmente no Sul (de 65% para 85%). A previsão de Energia Natural Afluente - ENA para o período é de 91% da média para o Sudeste, 31% para o Nordeste e de 52% da média para o Norte.

O Nordeste e o Norte permanecem com os preços equalizados, uma vez que seus limites de intercâmbio não são atingidos. Estes submercados continuam recebedores de energia do Sudeste até que os limites de recebimento sejam alcançados, deixando seus preços diferentes dos demais. Os limites de intercâmbio entre Sudeste e Sul não são atingidos e seus preços também ficam iguais entre si.

Houve aumento de 1.180 MW médios de energia nos níveis dos reservatórios do SIN em relação a expectativa de armazenamento da semana passada. Foram observados valores mais elevados no Sudeste (+ 610 MW médios) e no Sul (+ 600 MW médios), enquanto o Norte apresentou redução de - 30 MW médios. Os níveis do Nordeste ficaram nos níveis estimados.

A previsão de carga para o SIN na quarta semana de julho está aproximadamente 100 MW médios inferior à expectativa da última semana, com redução apenas no Sul.

O fator de ajuste do MRE esperado para julho é de 92,8%. Os Encargos de Serviços do Sistema – ESS estão previstos em R\$ 138 milhões para o período, sendo R\$ 57 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 e o Gráfico 3 ilustram as mudanças no preço do Sudeste e Sul; e Nordeste e Norte respectivamente.

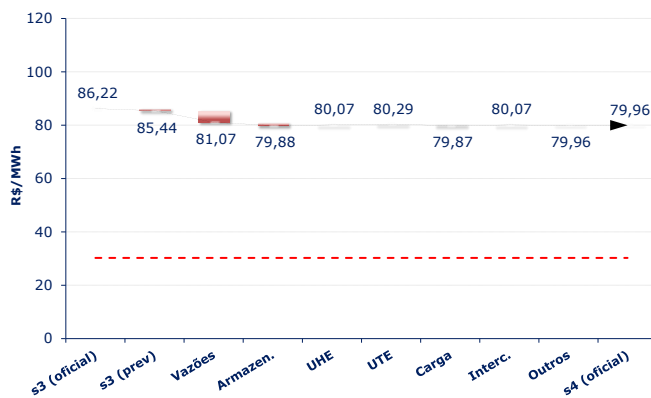


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Conforme ilustrado no Gráfico 2, a previsão de afluências mais otimista no Sudeste e no Sul causou redução em torno de R\$ 4/MWh nos preços destes submercados. Além disso, os níveis dos reservatórios encontraram-se mais elevados do que os valores estimados na semana anterior, contribuindo para a diminuição em cerca de R\$ 1/MWh. As demais variações não influenciaram significativamente o preço.

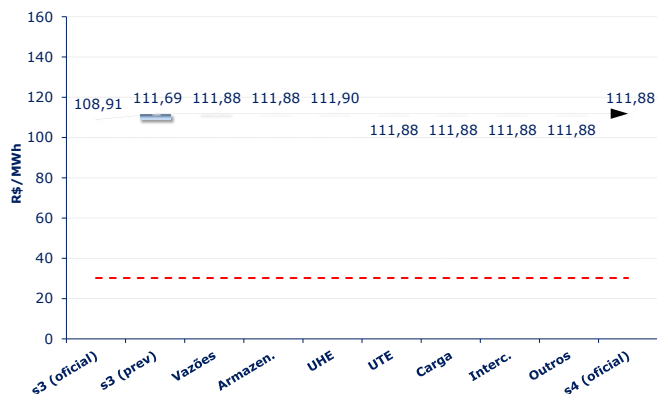


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Nordeste e Norte

Para o Nordeste e o Norte, como pode ser verificado no Gráfico 3, já era esperada uma elevação no preço em torno de R\$ 3/MWh. Este comportamento é influenciado principalmente pela redução das afluições semanais do Norte, que implica em menor geração hidráulica para este submercado.

O Gráfico 4 ilustra a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para o Sudeste e o Sul:



Gráfico 4 - Decomposição da variação do CMO x PLD para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

O Gráfico 5 traz a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para os submercados Nordeste e Norte:

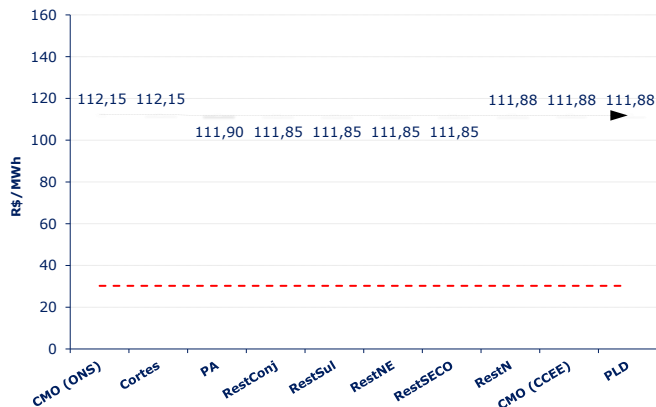


Gráfico 5 - Decomposição da variação do CMO x PLD para os submercados Nordeste e Norte

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.

Ao analisar o Gráfico 4 observa-se que o custo médio semanal decorrente do cálculo do PLD, na quarta semana operativa de julho, é superior ao CMO no Sudeste e no Sul. No Gráfico 5, os PLDs do Nordeste e do Norte não apresentam variações significativas em relação ao CMO destes submercados, sendo menor em apenas R\$ 0,27/MWh.

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

- Cortes (Função de custo futuro);
- PA (Geração mínima da UHE Paulo Afonso necessária para segurança do sistema);
- RestConj (Restrições conjunturais);
- 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.

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

Energia Natural Afluyente - ENA

É possível observar no Gráfico 6 a manutenção da ENA em torno de 45.000 MWmédios ao longo de junho de 2016. Em termos de energia, as aflúncias nas primeiras semanas do mês de julho apresentaram reduções partindo de 35.000 para 31.500 MWmédios. Já na quarta semana, a estimativa de melhora na ENA do SIN, principalmente para o Sul, elevou as aflúncias do Sistema para aproximadamente 81%, contra os 75% previstos anteriormente, de modo que a ENA de acoplamento aumentou para cerca de 33.300 MWmédios.

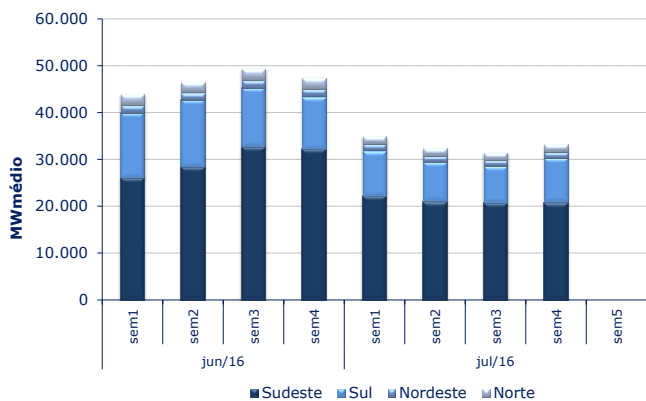


Gráfico 6 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – junho e julho de 2016

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

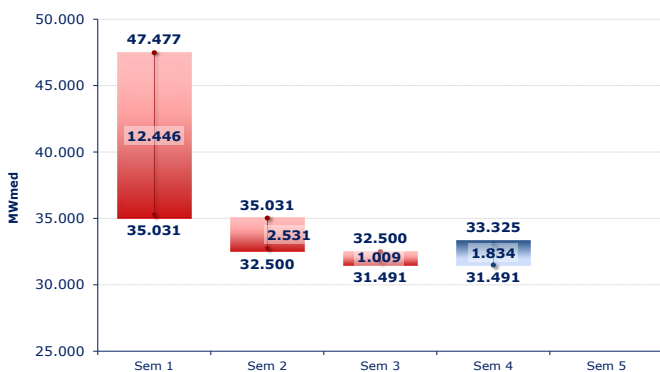


Gráfico 7 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 3 traz a contribuição de cada um dos submercados para a elevação da ENA média de acoplamento, considerada no horizonte do Decomp.

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

SE/CO	S	NE	N
59	1.677	21	77

Armazenamento inicial

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

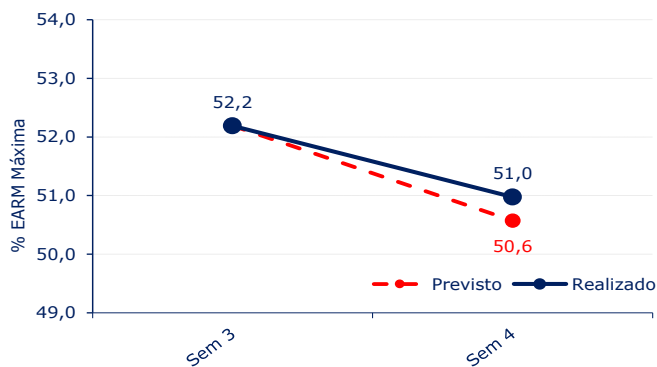


Gráfico 8 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 3ª semana de julho indicava nível de armazenamento de 50,6% (Energia Armazenada de 147.097 MWmês), no SIN, para o início da quarta semana operativa. Contudo, o valor verificado foi de 51,0% (Energia Armazenada de 148.274 MWmês), o que representa uma elevação de 1.177 MWmês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

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

Submercado	RV2 jul - previsto (MWmês)	RV3 jul - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	108.765	109.375	610
S	16.146	16.745	599
NE	13.004	13.004	0
N	9.182	9.150	-32

Carga

O Gráfico 9 ilustra a variação da carga prevista para a quarta semana de julho:

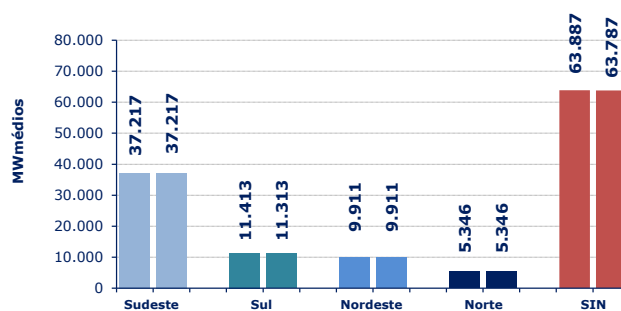


Gráfico 9 – Carga no SIN

A Tabela 5 traz a variação da carga do sistema considerada na quarta semana de julho. A expectativa é de retração apenas no submercado Sul.

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	- 101	0	0

Ressaltamos que os dados do Gráfico 9 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana de julho na RV2 (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 (2ª coluna).

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda do SIN, para a quarta semana de junho, são apresentadas no Gráfico 10 e 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.

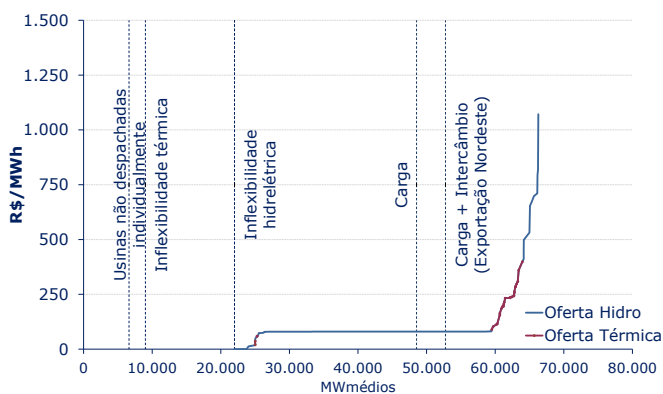


Gráfico 10 – Curva de oferta x demanda dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

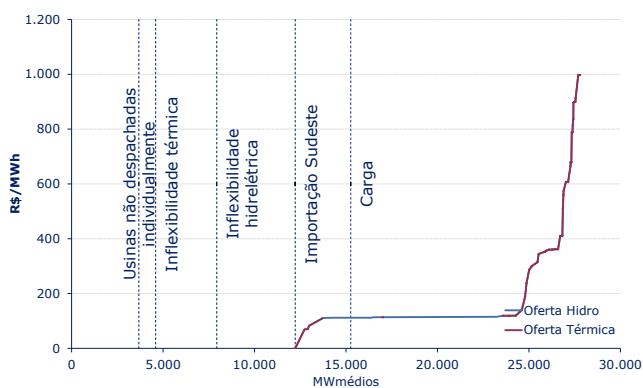


Gráfico 11 – Curva de oferta x demanda dos submercados Nordeste e Norte

Estimativa de ESS – julho de 2016

O Gráfico 12 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS por tipo de despacho. Para julho, a expectativa é de R\$ 138 milhões, sendo R\$ 57 milhões por segurança energética.

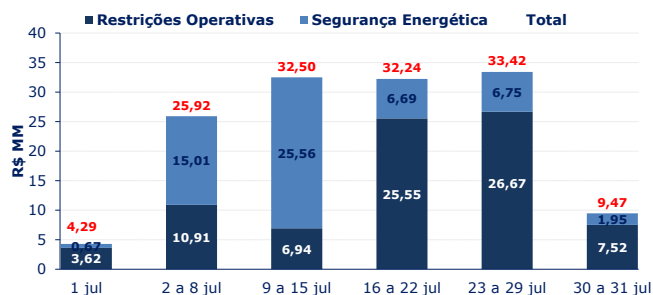


Gráfico 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Sudeste	2,88	3,15	1,28	0,98	-	-	8,28
Sul	-	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	2,39	0,40	-	-	-	2,80
Norte	0,74	5,37	5,25	24,57	26,67	7,52	70,12
Total	3,62	10,91	6,94	25,55	26,67	7,52	81,20
Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Sudeste	0,44	4,10	8,31	6,69	6,75	1,95	28,23
Sul	-	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	6,17	10,17	-	-	-	16,34
Norte	0,23	4,75	7,08	0,00	-	-	12,06
Total	0,67	15,01	25,56	6,69	6,75	1,95	56,63

O valor estimado para a geração do período de 1º a 15 de julho pode ser encontrado no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, disponibilizado diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Para o dia 15 de julho, foi considerada a mesma geração do dia anterior.

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 estimativa para o período de 16 a 31 de julho foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decomp da 3ª revisão de julho de 2016.

O ESS referente à segurança energética foi estimado considerando a determinação do CMSE de desligar as termelétricas fora da ordem de mérito do Sudeste/Centro-Oeste e Sul, a partir do dia 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 julho de 2016, devido ao descolamento entre CMO e PLD, apresentada no Gráfico 13 por submercado, totalizou cerca de R\$ 24,88 mil.

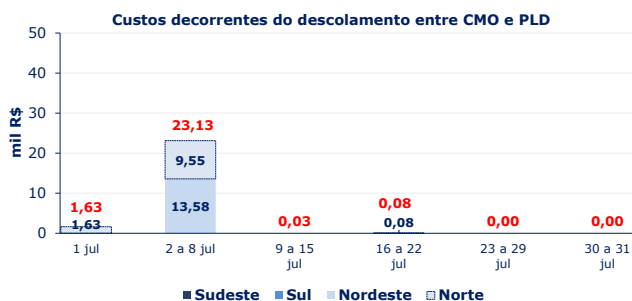


Gráfico 13 – Estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para o SIN por submercado para o mês de julho

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 da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para junho e julho. Em julho, essa estimativa é exibida em base semanal.

No período de 1º de junho a 15 de julho, as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação - ADO, disponibilizado diariamente pelo ONS. O dia 15 de julho teve os mesmos dados do ADO do dia 14 do mesmo mês. O período de 16 a 31 de julho teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 3 do Decomp de julho, 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 maio e junho foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado (“InfoMercado – Dados Gerais 2016”), publicada no dia 29 de junho de 2016. Os valores consideram o fator de operação comercial da última

hora e mês contabilizado. Esses valores de garantias físicas sazonalizadas foram reduzidos em 4%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados de 2014. 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 maio deste ano. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

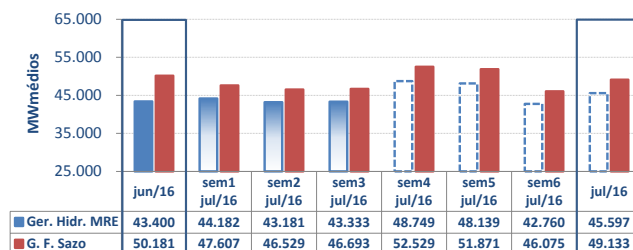


Gráfico 14 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

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

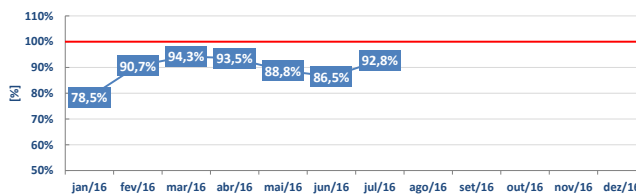


Gráfico 15 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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”).

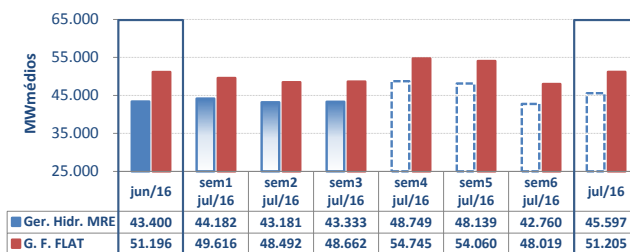


Gráfico 16 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

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

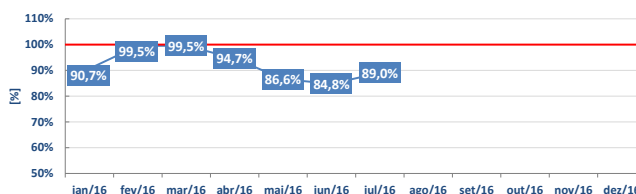


Gráfico 17 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico