

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 março

A Tabela 1 apresenta o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD válido para o período de 19 a 25 de março de 2016.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	30,25	30,25	253,08	30,25
Média	30,25	30,25	253,08	30,25
Leve	30,25	30,25	242,76	30,25
Média semanal	30,25	30,25	248,60	30,25

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

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

Submercado	PLD		
	3ª sem - mar	4ª sem - mar	Variação %
SE/CO	30,58	30,25	- 1 %
S	30,58	30,25	- 1 %
NE	259,26	248,60	- 4 %
N	30,58	30,25	- 1 %

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:

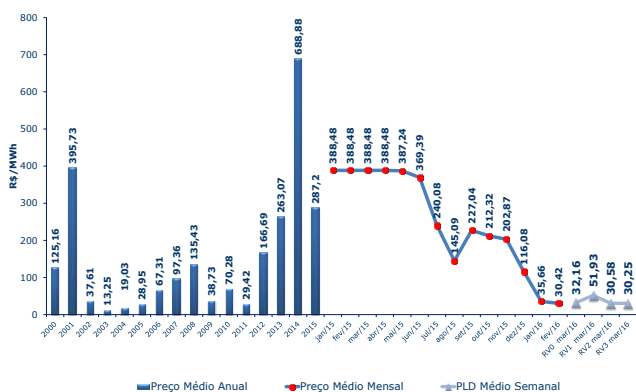


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD para o período de 19 a 25 de março caiu 4% no Nordeste, passando de R\$ 259,26/MWh para R\$ 248,60/MWh. Nos submercados

Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, o PLD voltou a R\$ 30,25/MWh, valor mínimo estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel para 2016.

As aflúncias esperadas para o Sistema Interligado Nacional - SIN, em março, foram revistas de 93% para 90% da Média de Longo Termo - MLT com redução de 2.500 MW médios em energia. A previsão de ENAs foi elevada nas regiões Sul (181% para 185% da MLT) e Norte (54% para 63% da média), com redução no Sudeste (105% para 99% da MLT) e Nordeste (37% para 33% da média histórica).

O PLD do Nordeste fica diferente dos demais, uma vez que os limites de recebimento de energia deste submercado continuam sendo atingidos. Os limites de intercâmbio entre Sudeste/Sul/Norte, por sua vez, não são atingidos, resultando na equalização dos preços nestes submercados.

Já os níveis de armazenamento esperados para os reservatórios do SIN ficaram 700 MW médios acima do esperado, com aumento verificado no Sudeste (+400 MW médios) e Norte (+840 MW médios). A redução foi de 60 MW médios no Sul e 460 MW médios no Nordeste.

A carga de energia do SIN prevista para a quarta semana de março permanece a mesma prevista anteriormente em todos os submercados.

O fator de ajuste do MRE esperado para março foi revisado de 97,6% para 95,7% e os Encargos de Serviços do Sistema - ESS estimados para o período, considerando o despacho térmico adicional apenas das UTEs com custo até R\$ 250/MWh, está em R\$ 342 milhões, sendo R\$ 229 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.

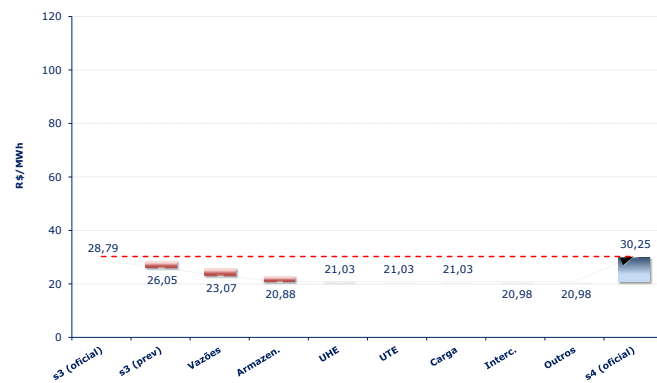


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste, Sul e Norte

A redução no custo resultante do cálculo do PLD para Sudeste/Sul/Norte ocorreu em decorrência da elevação das aflúncias do Norte e do Sul (exportadores de energia para o Sudeste) e da verificação de níveis de armazenamento mais altos que os estimados no Sul e no Norte.

A previsão de aflúncias mais altas no Sul e no Norte reduziram o preço em torno de R\$ 6/MWh.

Já os níveis de armazenamento mais altos do que os estimados anteriormente reduziram o preço em aproximadamente R\$ 2/MWh.

As demais variáveis não provocaram impactos nos custos.

O Gráfico 3 ilustra o impacto das alterações no submercado Nordeste.

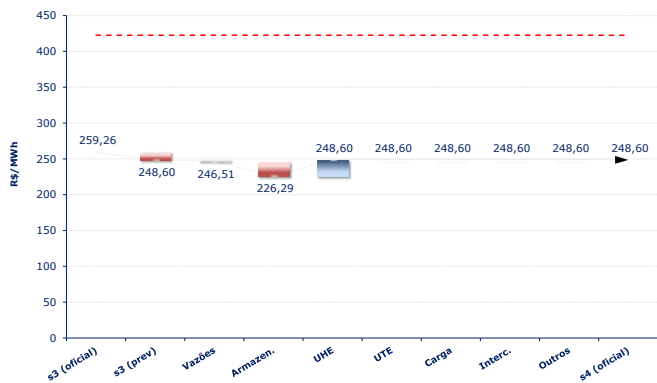


Gráfico 3 – Decomposição da variação do PLD para o submercado Nordeste

No Nordeste, o preço caiu principalmente em decorrência da verificação de níveis de armazenamento mais altos que os previstos anteriormente no Sudeste e no Norte, ambos exportadores de energia para o Nordeste. O impacto foi uma redução de aproximadamente R\$ 20/MWh.

A redução da deflúvia mínima na UHE Xingó de 900 para 800 m³/s reduziu a disponibilidade de geração do Nordeste, elevando o PLD em torno de R\$ 22/MWh.

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

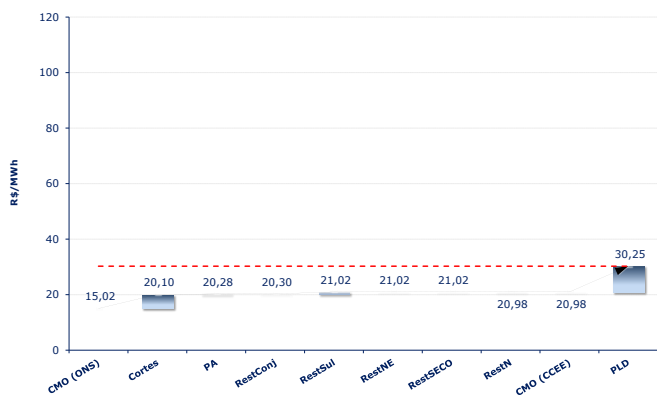


Gráfico 4 – Decomposição da variação do CMO x PLD para os submercados Sudeste, Sul e Norte

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

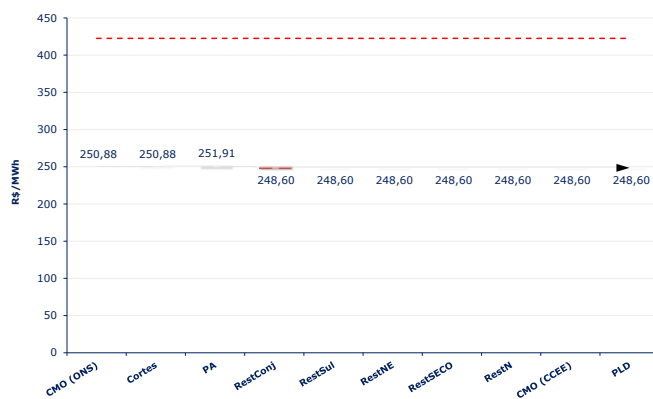


Gráfico 5 – Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Nordeste

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.

Ao analisar o Gráfico 4 e o Gráfico 5, observa-se que o custo médio semanal decorrente do cálculo do PLD, na quarta semana operativa de março, é superior ao CMO em todos os submercados, com exceção do Nordeste, que ficou mais elevado em decorrência da consideração das restrições conjunturais, cujos limites de recebimento de energia deste submercado são menores.

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);
- StAntJirau (limitação da geração de Santo Antônio e Jirau decorrente dos limites de transmissão);
- 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 Afluente – 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 Afluente - soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

Energia Natural Afluente - ENA

Observa-se no Gráfico 6 que embora ainda próxima à média, a ENA de acoplamento sofreu redução ao longo das semanas de fevereiro, mantendo-se acima da MLT apenas no Sul, cujas afluições continuam impactadas pelo fenômeno El Niño.

O mesmo perfil de redução é percebido nas primeiras duas semanas do mês de março, invertendo-se na terceira semana, uma vez que as afluições previstas do Sudeste e do Sul ficaram mais otimistas. Na quarta semana, verificou-se uma nova diminuição da ENA de acoplamento.

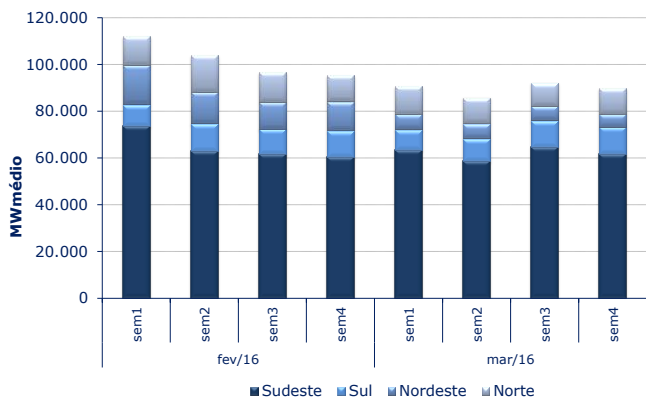


Gráfico 6 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - fevereiro e março de 2016

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

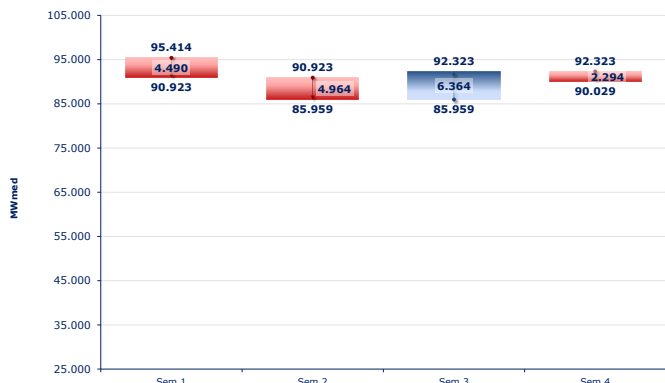


Gráfico 7 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
- 3.092	+ 260	- 605	+ 1.143

Armazenamento inicial

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

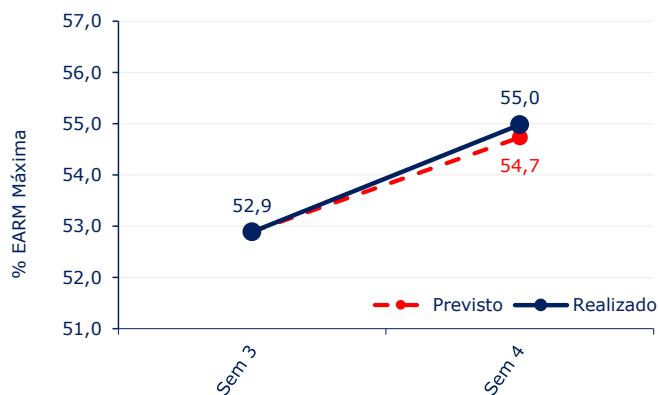


Gráfico 8 - Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 3ª semana de março indicava nível de armazenamento de 54,73% (Energia Armazenada de 158.753 MWmês), no SIN, para o início desta semana. Contudo, o valor verificado foi de 54,98% (Energia Armazenada de 159.473 MWmês), o que representa uma elevação de 720 MWmês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

Tabela 4 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de março

Submercado	RV3 mar - previsto (MWmês)	RV3 mar - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	114.661	115.068	407
S	19.279	19.219	-60
NE	17.770	17.304	-466
N	7.043	7.882	839

Carga

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

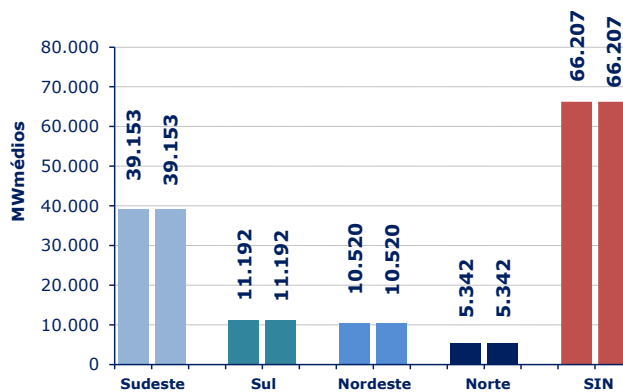


Gráfico 9 - Carga no SIN

A Tabela 5 traz a variação da carga do sistema considerada na quarta semana de março. A expectativa é que a carga seja a mesma que a prevista anteriormente.

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	0	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 março 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 março, são apresentadas no Gráfico 10 e 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.

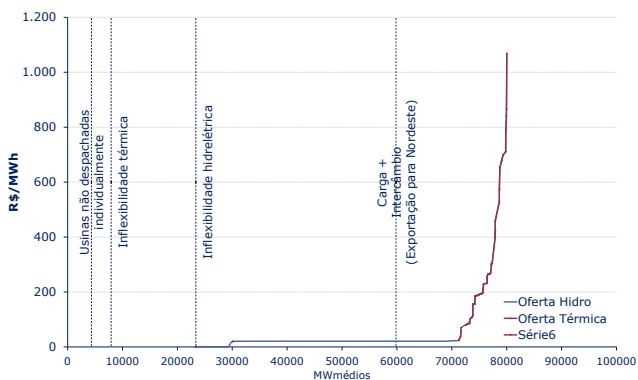


Gráfico 10 – Curva de oferta x demanda Sudeste/Centro-Oeste/Sul/Norte

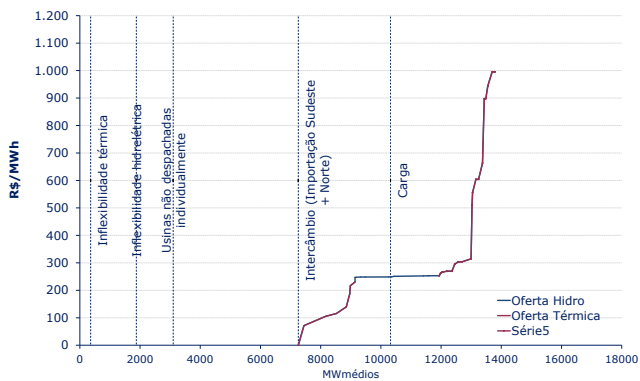


Gráfico 11 – Curva de oferta x demanda Nordeste

Estimativa de ESS – março de 2016

O Gráfico 12 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS, por tipo de despacho, que para março é de R\$ 342 milhões, sendo 229 milhões por segurança energética.

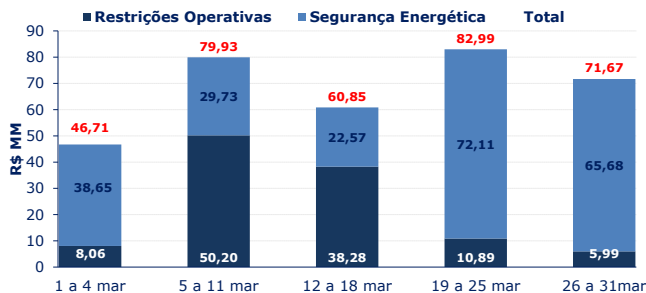


Gráfico 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

O Gráfico 13 ilustra a previsão de ESS, por submercado, para março:

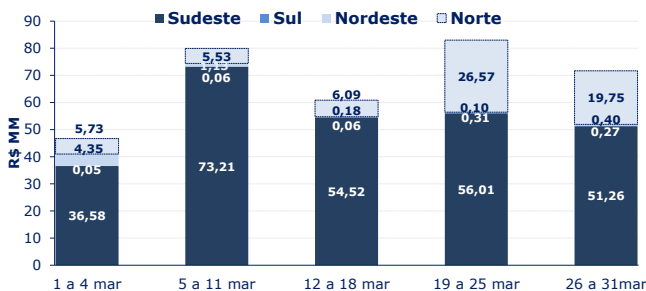


Gráfico 13 – Estimativa de ESS para o SIN por submercado para o mês de março

O valor estimado para o período de 1º a 17 de março foi obtido a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Para a expectativa de geração de 18 de março foi considerada a mesma disponível no IPDO no dia 17.

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 19 a 31 de março foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decomp da revisão 3 de março de 2016. O ESS referente à segurança energética foi estimado considerando o despacho adicional das UTEs com CVU até R\$ 250/MWh, seguindo determinação do CMSE.

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerando que 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 da Aneel, 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, devido ao descolamento entre CMO e PLD, para março de 2016, é apresentada no Gráfico 14, por submercado, e totaliza cerca de R\$ 134.000.

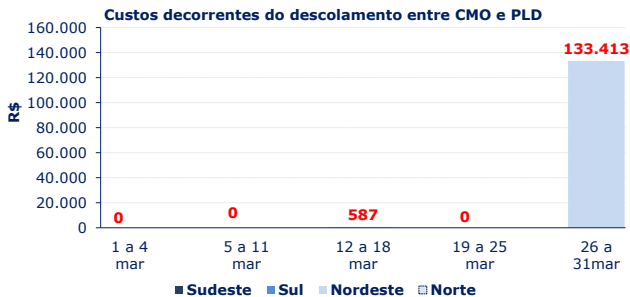


Gráfico 14 - Estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para o SIN por submercado para o mês de março

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 traz a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para fevereiro e março de 2016. Em março, essa estimativa é exibida em base semanal.

No período de 1º de fevereiro a 17 de março, as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação - ADO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Para 18 de março foram considerados os mesmos dados do dia 17. O período de 19 a 31 de março teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 3 do Decomp de março de 2016, 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 fevereiro e março, foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado ("InfoMercado - Dados Gerais 2016"), publicada no dia 12 de fevereiro 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 fevereiro de 2016. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

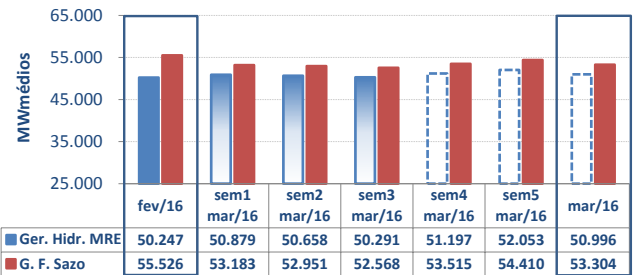


Gráfico 15 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 16 traz a previsão do fator de ajuste do MRE para fevereiro e março de 2016.

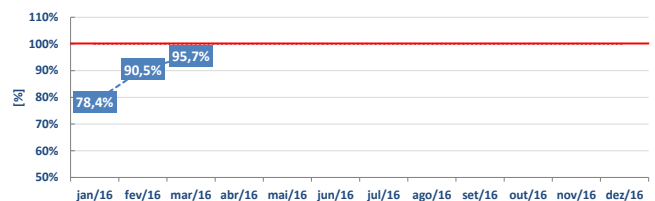


Gráfico 16 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 17 e o Gráfico 18 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").

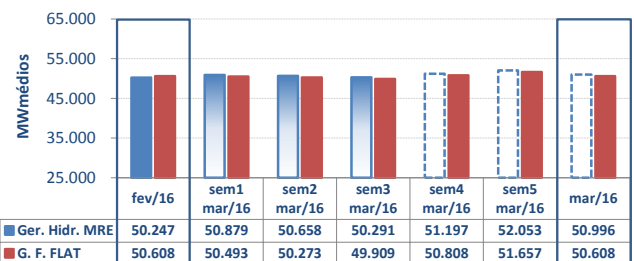


Gráfico 17 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

O Gráfico 18 traz o valor consolidado do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico para fevereiro e março de 2016.

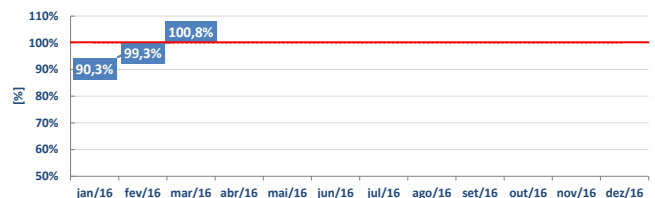


Gráfico 18 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico