

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. Além da estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Análise PLD – 3ª semana operativa de dezembro

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 12 a 18 de dezembro de 2015.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	114,93	114,93	314,63	175,70
Média	114,93	114,93	314,63	175,70
Leve	101,63	69,37	301,80	175,70
Média semanal	110,10	98,39	309,97	175,70

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

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

Submercado	PLD		
	2ª sem - dez	3ª sem - dez	Variação %
SE/CO	134,33	110,10	- 18 %
S	134,33	98,39	- 27 %
NE	323,15	309,97	- 4 %
N	159,61	175,70	+ 10 %

As variações do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD estão atreladas, entre outros fatores, a 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:

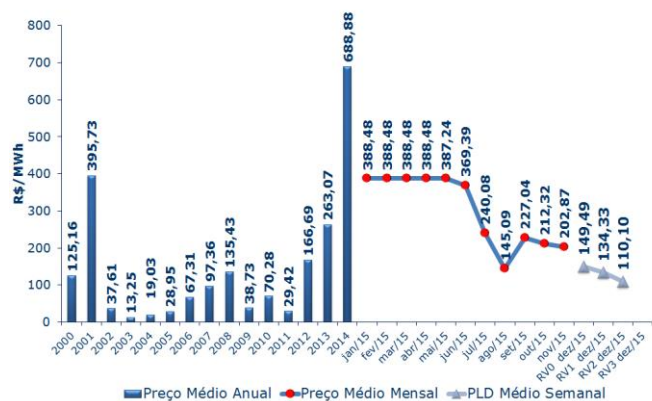


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD, para o período de 12 a 18 de dezembro, foi fixado em R\$ 110,10/MWh no Sudeste/Centro-Oeste, redução de 18% em relação ao valor da última semana. No Sul, o preço caiu 27%, fechando em R\$ 98,39/MWh. No Nordeste, o PLD foi definido em R\$ 309,97/MWh, o que significa uma redução de 4%. Apenas no submercado Norte houve aumento (+10%) do preço, passando de R\$ 159,61/MWh para R\$ 175,70/MWh.

As aflúncias, previstas para o SIN em dezembro, foram revistas de 111% para 118% da Média de Longo Termo – MLT, com acréscimo de 4.400 MW médios de energia ao Sistema. Destaque para a região Sul, com aflúncias esperadas em 250% da média histórica. As ENAs previstas para o Sudeste também subiram (123% para 126% da MLT), assim como as do Nordeste (38% para 41% da MLT) enquanto o submercado Norte (47% para 34%) foi o único com decréscimo na revisão.

Os preços ficaram descolados em função dos limites de recebimento de energia do Nordeste e Norte terem sido atingidos, bem como os de envio de energia pelo Sul.

Houve aumento de 270 MW médios nos níveis de armazenamento esperados para os reservatórios do SIN. Os níveis do Sudeste permaneceram estáveis e foram elevados em aproximadamente 400 MW médios no Sul. A reduções foram de 50 MW médios no Nordeste e 80 MW médios no Norte.

A carga de energia prevista para a próxima semana não sofreu alteração.

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 do submercado Sudeste.

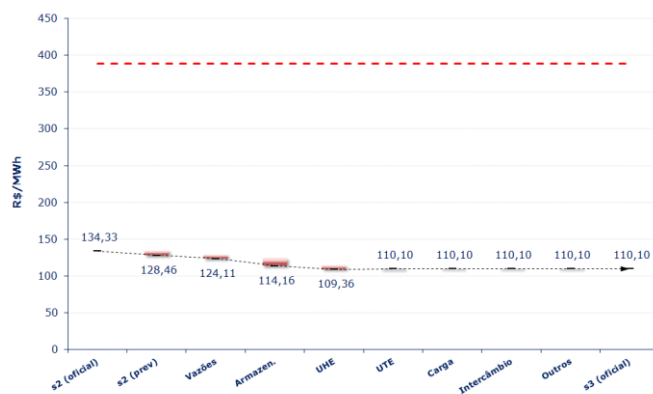


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD para o submercado Sudeste

O Gráfico 3 ilustra a decomposição da variação do PLD do Sul.



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

O Gráfico 4 ilustra o impacto das alterações no submercado Nordeste.

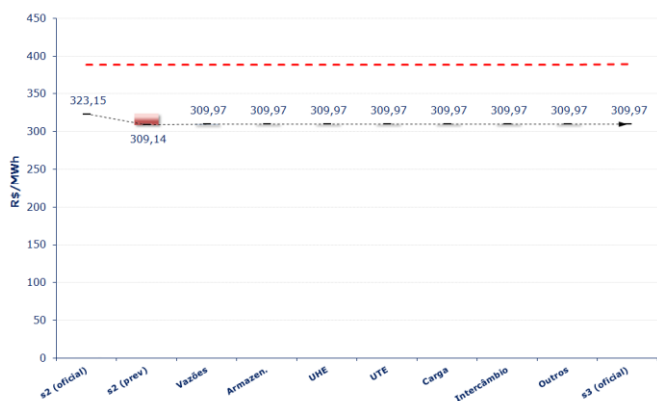


Gráfico 4 – Decomposição da variação do PLD para o submercado Nordeste

O Gráfico 5 ilustra as modificações no submercado Norte.

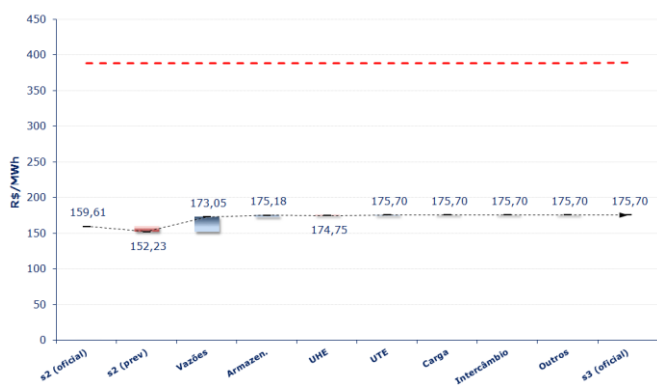


Gráfico 5 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Norte

A elevação das afluições previstas para Sudeste, Sul e Nordeste provocou redução nos preços destes submercados, em torno de R\$ 10/MWh, R\$ 16/MWh e R\$ 13/MWh respectivamente. No Norte, a expectativa de afluições mais baixas provocou elevação de aproximadamente R\$ 13/MWh em seu PLD.

Os preços do Sudeste e Sul foram reduzidos pelo impacto dos níveis de armazenamento mais altos que os previstos anteriormente, cerca de R\$ 10/MWh e R\$ 22/MWh. No Norte, em função da verificação de

níveis mais baixos que os esperados, o PLD subiu em torno de R\$ 2 MW/h.

A atualização das demais variáveis não causou alterações significativas no PLD.

O Gráfico 6 ilustra a decomposição da variação entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o PLD para o submercado Sudeste:



Gráfico 6 – Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Sudeste

O Gráfico 7 apresenta a decomposição da variação entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o PLD para o submercado Sul:

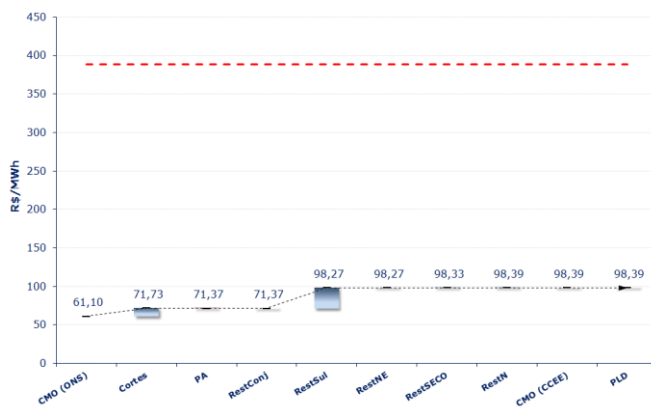


Gráfico 7 – Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Sul

O Gráfico 8 traz a decomposição da variação entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o PLD para o submercado Nordeste:

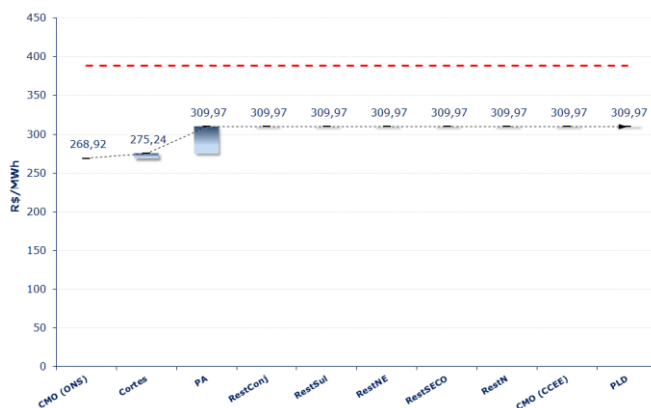


Gráfico 8 – Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Nordeste

O Gráfico 9 apresenta a decomposição da variação entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o PLD para o submercado Norte:

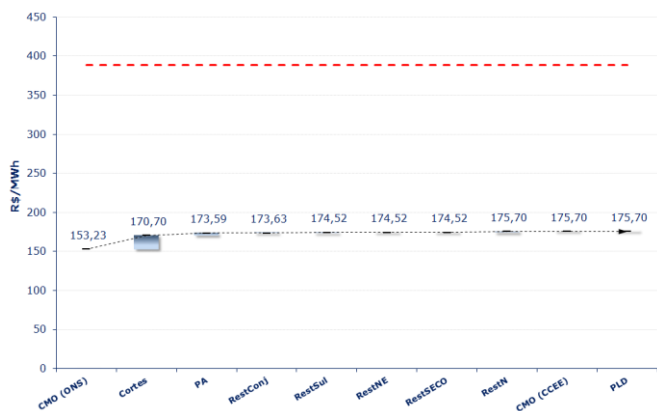


Gráfico 9 - Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Norte

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.

Ao analisar o Gráfico 6, o Gráfico 7, o Gráfico 8 e o Gráfico 9 observa-se que o PLD médio semanal da terceira semana operativa de dezembro é superior ao CMO em todos os submercados.

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 Afluyente - 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 Afluyente - ENA

Observa-se no Gráfico 10 que a ENA do SIN verificada no mês de novembro de 2015 manteve-se estável nas duas primeiras semanas, aproximadamente 50.000 MWmédios, o que representa cerca de 110% da MLT para o mês. Nas semanas seguintes, a ENA apresentou elevação, sobretudo no Sul.

Em dezembro, devido ao início do período chuvoso, observa-se a elevação das ENAs ao longo das semanas, sobretudo no Sudeste e no Sul. Para o Nordeste, submercado cuja afluência apresentou redução até a segunda semana deste mês, espera-se uma pequena elevação nas afluências até o final de dezembro.

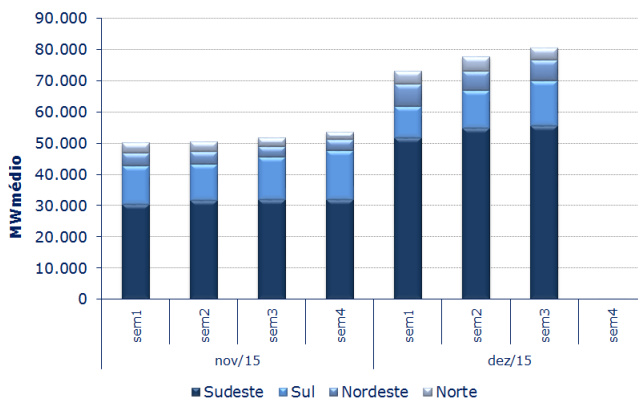


Gráfico 10 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – novembro e dezembro de 2015

O Gráfico 11 apresenta a variação da ENA média do SIN, na terceira semana operativa de dezembro.

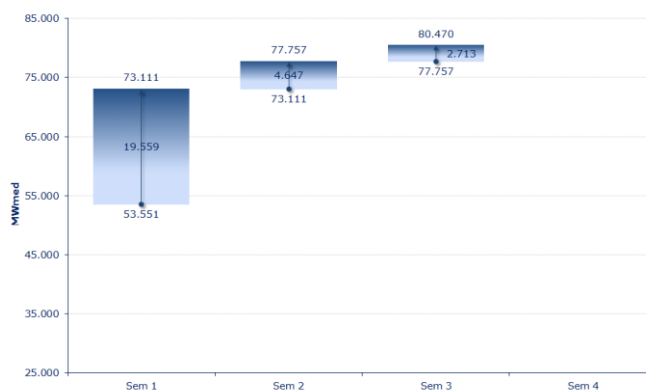


Gráfico 11 – ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
	+ 605	+ 2.579	- 796

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

Armazenamento inicial

O Gráfico 12 ilustra o armazenamento inicial no SIN estimado pelo modelo Decomp:

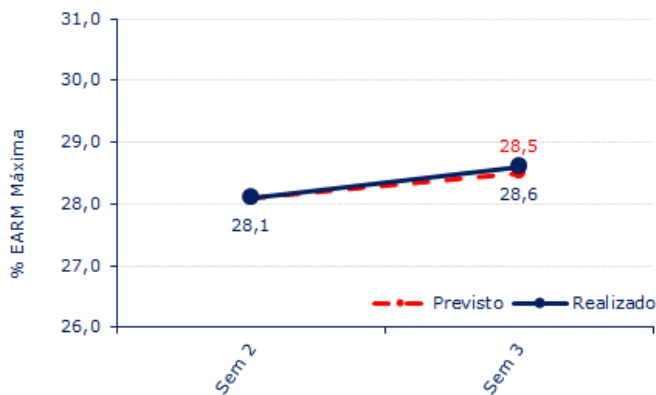


Gráfico 12 - Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 2ª semana de dezembro indicava nível de armazenamento de 28,5% (Energia Armazenada de 82.852 MWmês), no SIN, para o início desta semana. Porém, verificou-se 28,59% (Energia Armazenada de 83.121 MWmês), o que representa uma diferença positiva de 269 MWmês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

Tabela 4 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a terceira semana operativa de dezembro

Submercado	RV2 dez - previsto (MWmês)	RV2 dez - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	58.347	58.347	0
S	19.140	19.539	399
NE	2.642	2.590	-52
N	2.723	2.645	-78

Carga

O Gráfico 13 ilustra a variação da carga prevista para a terceira semana de dezembro:

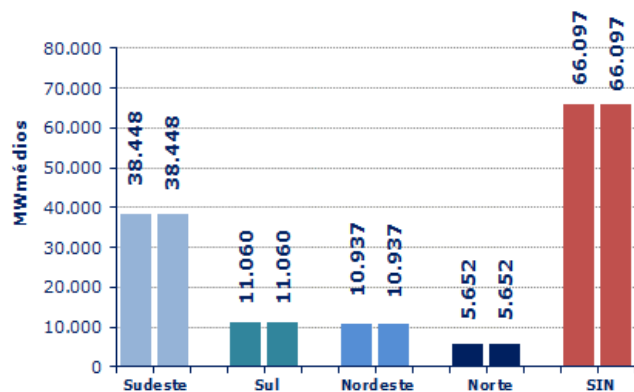


Gráfico 13 - Carga no SIN

A Tabela 5 traz a variação da carga do sistema considerada na terceira semana de dezembro.

Tabela 5 - Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	0	0	0

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda do SIN, para a terceira semana de dezembro, são apresentadas no Gráfico 14, no Gráfico 15, no Gráfico 16 e no Gráfico 17. 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.

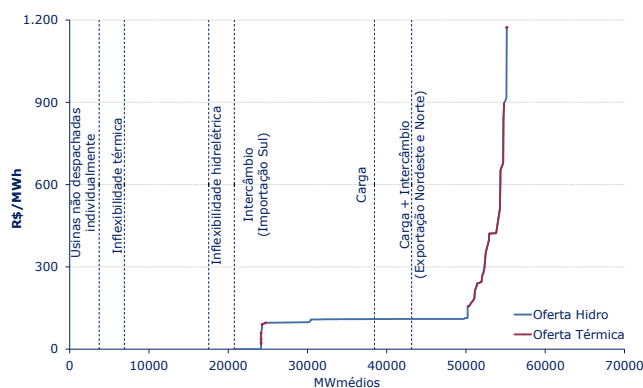


Gráfico 14 - Curva de oferta x demanda Sudeste/Centro-Oeste

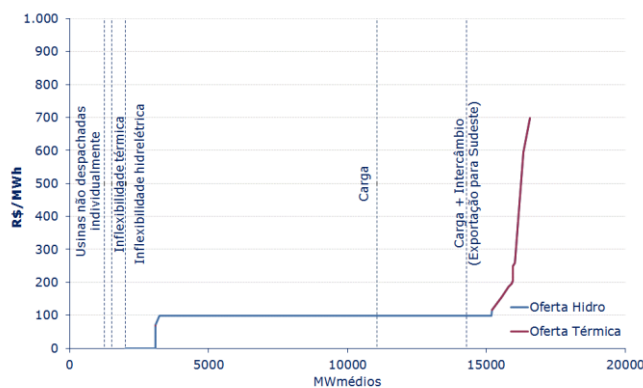


Gráfico 15 - Curva de oferta x demanda Sul

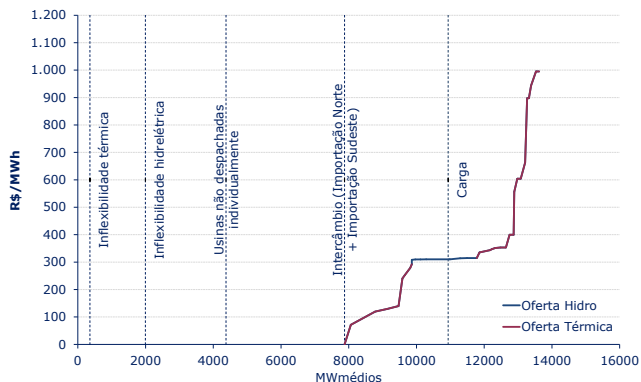


Gráfico 16 - Curva de oferta x demanda Nordeste

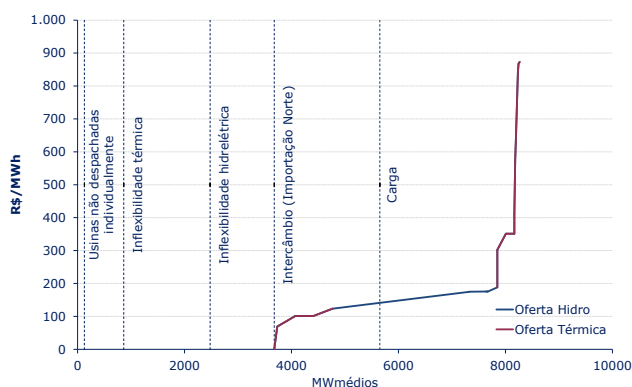


Gráfico 17 - Curva de oferta x demanda Norte

Estimativa de ESS – dezembro de 2015

O Gráfico 18 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS, por tipo de despacho, para dezembro no valor de R\$ 858 milhões:

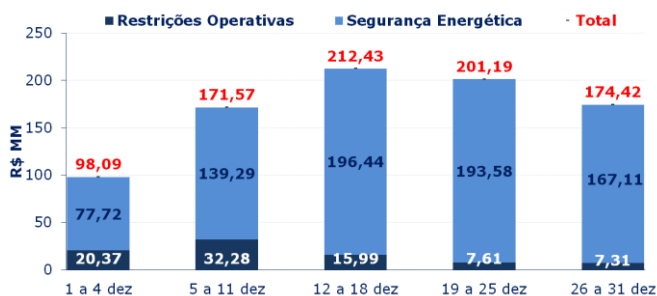


Gráfico 18 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

O Gráfico 19 ilustra a previsão de ESS, por submercado, para dezembro:

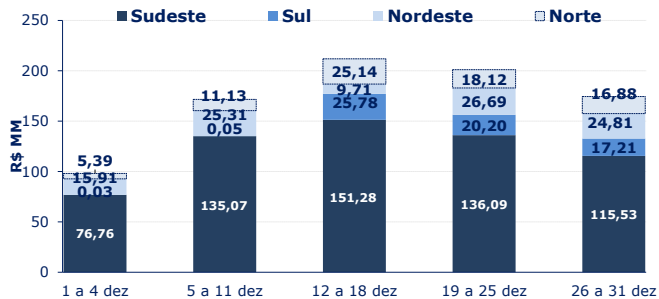


Gráfico 19 – Estimativa de ESS para o SIN por submercado para o mês de dezembro

O valor estimado para o período de 1º a 10 de dezembro 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 do dia 11 de dezembro foi considerada a mesma disponível no IPDO no 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 estimativa para o período de 12 a 31 de dezembro foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico, por razões operativas, e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, da revisão 2 de dezembro. O ESS referente à segurança energética foi estimado avaliando as usinas em que o CVU é superior ao CMO.

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 dezembro de 2015, é apresentada no Gráfico 20, por submercado.

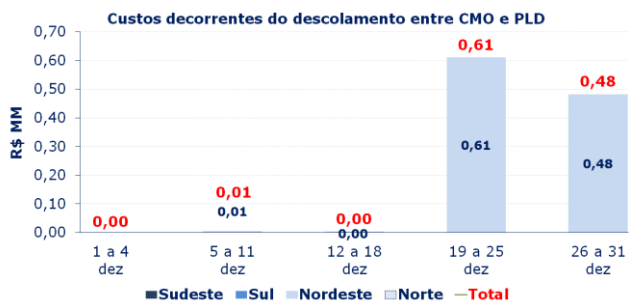


Gráfico 20 – Estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para o SIN por submercado para o mês de dezembro

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 21 apresenta a estimativa da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para novembro e dezembro de 2015. Os valores de novembro são provenientes de dados preliminares de contabilização. Para dezembro, essa expectativa é apresentada em base semanal.

No período de 1º a 10 de dezembro, as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação - ADO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Para o dia 11 de dezembro, foram considerados os números do ADO, repetidos do dia 10. O restante do mês teve os valores de geração hidráulica estimados a partir da revisão 2 do Decomp, considerando a expectativa da geração térmica por segurança energética. Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (de rede básica mais perdas 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 fins de semana.

Já as garantias físicas sazonalizadas de dezembro foram previstas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado

("InfoMercado - Dados Gerais 2015"), publicada no dia 11 de novembro de 2015. O valor corresponde a 45.734 MW médios e considera o fator de operação comercial da última hora e mês contabilizado.

Esse valor de garantias físicas sazonalizadas foi reduzido 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 2015, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de novembro deste ano.

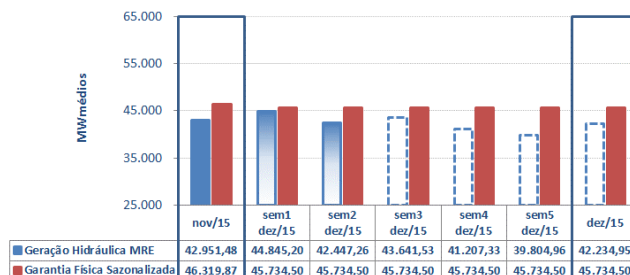


Gráfico 21 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 22 apresenta o valor consolidado do fator de ajuste do MRE para novembro e a previsão para dezembro de 2015:

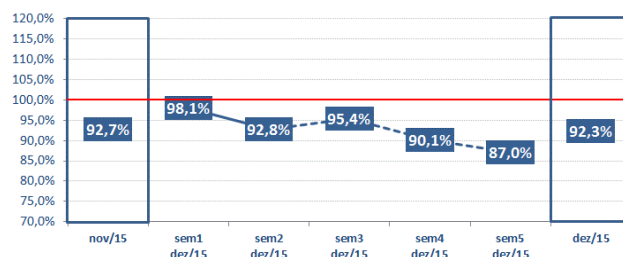


Gráfico 22 – Estimativa do fator de ajuste do MRE