

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 do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Análise PLD – 5ª semana operativa de agosto

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 23 a 29 de agosto de 2014.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	700,76	700,76	700,76	700,76
Média	700,76	700,76	700,76	700,76
Leve	684,99	684,99	684,99	684,99
Média semanal	695,03	695,03	695,03	695,03

A tabela 2 apresenta a comparação entre o PLD médio da quarta e da quinta semana de agosto:

Tabela 2 – Comparação entre o PLD médio da quarta e da quinta semana de agosto (em R\$/MWh)

Submercado	PLD		
	4ª sem - ago	5ª sem - ago	Variação %
SE/CO	697,22	695,03	0,31%
S	697,22	695,03	0,31%
NE	697,22	695,03	0,31%
N	697,22	695,03	0,31%

O gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:



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

Conforme ilustrado no gráfico 1, o preço médio semanal do submercado Sudeste para a quinta semana de agosto se manteve praticamente estável, apresentando variação de apenas R\$ 2,19/MWh em relação à quarta semana.

A variação pouco significativa dos preços médios ocorreu devido à manutenção da expectativa de afliências previstas para todos os submercados.

As afliências previstas para a quinta semana de agosto são praticamente as mesmas que haviam sido estimadas na semana anterior, com leve redução nos submercados Sul, Nordeste e Norte e pequena elevação no Sudeste. As ENAs previstas para esta semana permanecem abaixo da média histórica para todos os submercados, tendo ficado em 85%, 73%, 55% e 78% da média histórica para Sudeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Na comparação com a semana anterior, a ENA apresentou redução de aproximadamente 100 MW médios.

O nível dos reservatórios do sistema ficou cerca de 320 MW médios abaixo do que havia sido previsto, sendo que a redução foi observada nos submercados Nordeste e Norte. Devido ao recebimento de energia pelo Sul e à manutenção da geração térmica adicional, o nível dos reservatórios do Sudeste ficou acima do previsto, mas não o suficiente para compensar a queda verificada nos demais submercados.

Em contrapartida à redução das afliências previstas e à redução dos níveis iniciais de armazenamento, o consumo previsto para o SIN ficou cerca de 230 MW médios abaixo do que havia sido previsto, sendo que esta redução foi observada no submercado Nordeste.

O gráfico 2 ilustra as variações no PLD de todos os submercados.

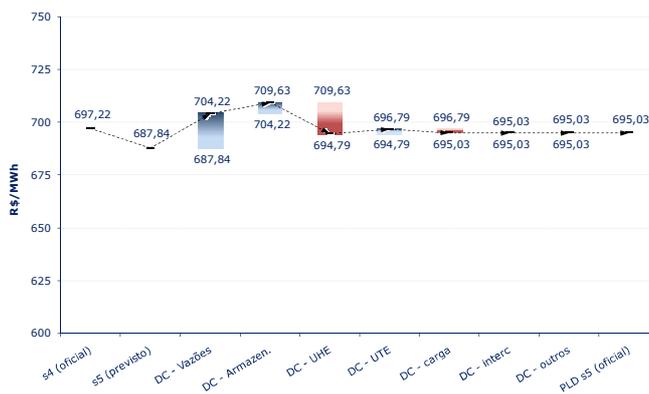


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD para todos os submercados

De acordo com o ilustrado no gráfico 2, as condições previstas na semana anterior causariam uma redução no PLD da quinta semana.

No entanto, a redução das afliências previstas para o SIN resultou em aumento de cerca de R\$ 16/MWh nos preços médios. Os níveis iniciais de armazenamento se verificaram abaixo do que havia sido previsto e sua atualização causou elevação adicional de aproximadamente R\$ 5/MWh.

O passo "DC - UHE" do gráfico 2 ilustra a redução de aproximadamente R\$ 15/MWh provocada pela atualização dos atributos hidráulicos, dentre eles a elevação da disponibilidade das UHEs e a entrada em operação comercial de três unidades geradoras da UHE Santo Antônio do rio Madeira, que totalizam cerca de 215 MW. As entradas em operação comercial foram aprovadas pelos Despachos ANEEL nº 3.231/14, 3.202/14 e 3.151/14.

A redução na disponibilidade de algumas UTEs provocou elevação de R\$ 2,00/MWh no PLD.

A redução da carga do Nordeste causou redução de aproximadamente R\$ 2,00/MWh nos preços médios de todos os submercados.

A atualização das demais variáveis não ocasionou impactos significativos nos preços médios.

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 Custo Marginal de Operação – CMO 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 – ENA¹ média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluente - ENA

Conforme ilustrado no gráfico 3, observa-se a continuidade da redução sistemática da ENA a partir de julho, período no qual se intensificou a redução das entradas de frentes frias no Sul. A variação observada da quarta para a quinta semana foi praticamente nula.

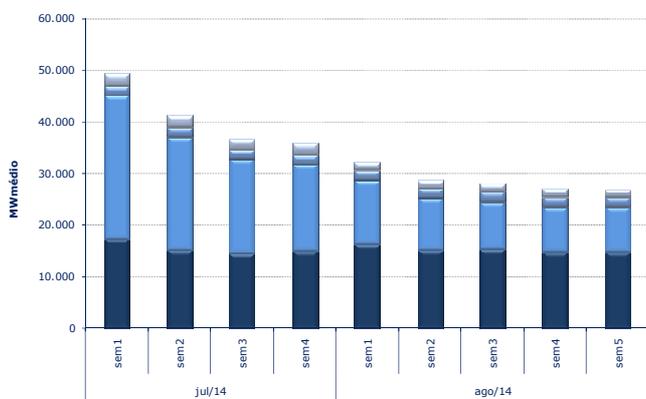


Gráfico 3 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – julho e agosto de 2014

O gráfico 4 ilustra a redução da ENA do SIN na quinta semana operativa de agosto.



Gráfico 4 – ENA média do SIN

A tabela 3 apresenta a contribuição de cada um dos submercados para a redução da ENA média considerada no horizonte do Decomp.

Tabela 3 – ENA média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
+13	-37	-37	-42

¹Energia Natural Afluente - soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

Armazenamento inicial

O gráfico 5 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

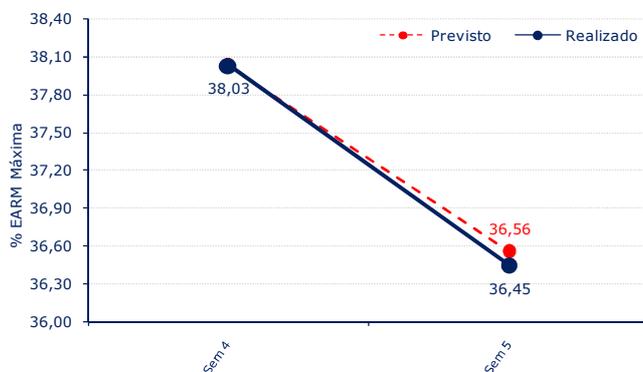


Gráfico 5 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento de 36,56% (Energia Armazenada de 106.561 MWmês) no SIN para o início desta semana. O armazenamento inicial utilizado foi 36,45% (Energia Armazenada de 106.241 MWmês), verificando-se uma redução de 320 MWmês. A tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 4 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a quinta semana operativa de agosto

Submercado	RV4 – ago - previsto (MWmês)	RV4 – ago - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	64.494	64.698	+204
S	15.765	15.825	+60
NE	14.714	14.662	-52
N	11.588	11.056	-532

Carga

O gráfico 6 ilustra a variação da carga prevista para a quinta semana de agosto:

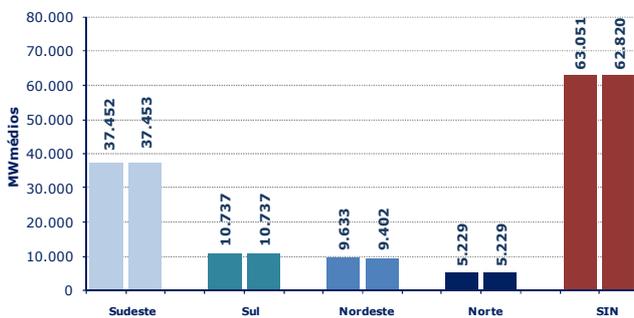


Gráfico 6 – Carga no SIN

A tabela 5 apresenta a contribuição de cada um dos submercados para a redução da carga considerada na quinta semana de agosto.

Tabela 5 – Variação da Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	0	-231	0

Oferta e demanda

O gráfico 7 apresenta a curva de oferta e demanda do SIN para a quinta semana operativa de agosto. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada, nesta ordem: pelas usinas não-despachadas individualmente, pela geração inflexível e pela geração por ordem de mérito.

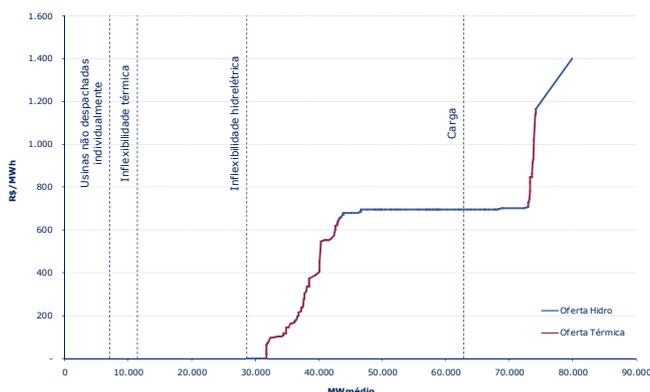


Gráfico 7 – Oferta e demanda de energia do SIN

Estimativa de ESS – Agosto de 2014

O gráfico 8 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema - ESS por tipo de despacho para o mês de agosto:

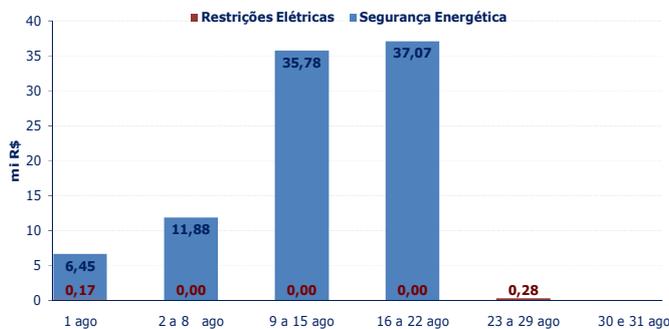


Gráfico 8 – Estimativa de ESS por razão de despacho

O gráfico 9 apresenta a estimativa de ESS do mês de agosto por submercado:

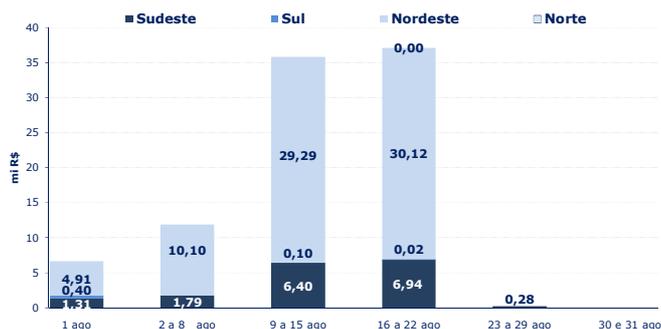


Gráfico 9 – Estimativa de ESS por submercado

Os valores estimados para o período de 1 a 22 de agosto foram obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS.

A previsão para o período de 23 a 29 de agosto foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicada no deck de dados do modelo Decomp.

A tabela 5 ilustra as usinas com despacho programado por restrição elétrica para a quinta semana de agosto.

Tabela 5 – Usinas com despacho por restrição elétrica programado para a quinta semana operativa de agosto

Nome	CVU (R\$/MWh)	Despacho programado (MW médio)
Palmeiras de Goiás	778,69	4,07
Xavantes	1.147,64	3,01
Despacho total		7,08 MWmédios

*Valores médios ponderados

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico e 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 apresenta a estimativa da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada para os meses de julho e agosto, sendo que para o mês de agosto essa estimativa é apresentada em base semanal.

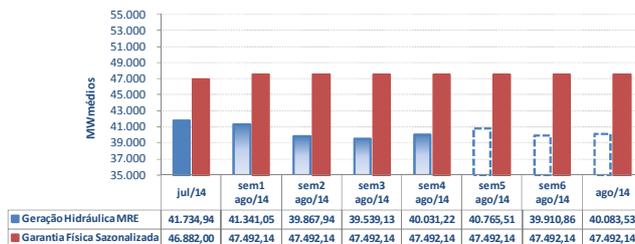


Gráfico 10 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O gráfico 11 apresenta a estimativa do fator de Ajuste do MRE para os meses de julho e agosto:

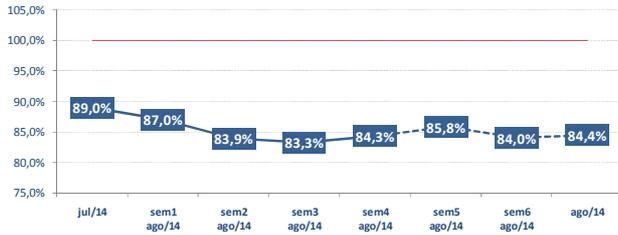


Gráfico 11 – Estimativa do fator de Ajuste do MRE

No período de 1 a 31 de julho e 1 a 21 de agosto, os dados de geração hidráulica foram obtidos a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação - ADO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Para o dia 22 de agosto, as informações foram extraídas do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, também disponibilizado pelo ONS. O restante do mês de agosto teve os valores de geração hidráulica estimados a partir da revisão 4 do Decomp, levando em consideração a geração térmica por segurança energética indicada pelo ONS.

Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (perdas de rede básica e perdas internas), obtido a partir da análise do histórico. Já a garantia física sazonalizada teve seu valor ponderado por fatores de operação comercial, disponibilidade e perdas internas da última contabilização.

No gráfico 12, o fator de ajuste do MRE é aplicado sobre a garantia física sazonalizada, de modo a obter o ajuste do MRE em MW médios. Em seguida, para estimar o impacto, em milhões de reais, deste ajuste, essa energia é valorada a PLD.

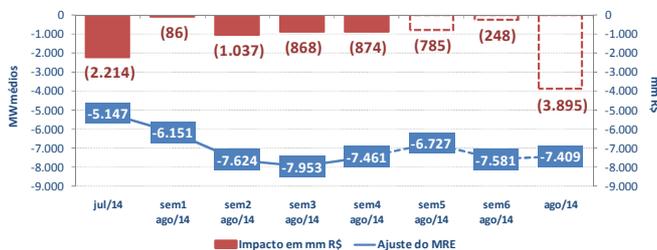


Gráfico 12 – Estimativa do fator de Ajuste do MRE

O PLD utilizado para este cálculo é a média simples, entre os submercados, das médias semanais do PLD já publicadas até a semana 5; e os valores esperados pelo Decomp da revisão 4 até a última semana de agosto.

O fator de ajuste do MRE foi estimado para agosto em 84,4%, o qual representa redução da garantia física do MRE em 7.409 MW médios. Este montante de energia, valorado ao PLD médio esperado para agosto, de R\$ 706,64/MWh, resulta na expectativa de pagamento total de R\$ 3.895 milhões pelas usinas participantes do MRE.