

O Info PLD 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 e utilizado para valorar a compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo - MCP.

Adicionalmente é apresentada uma estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema - ESS originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema.

**Análise PLD – 5ª semana operativa de agosto**

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 25 a 31 de agosto de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
<b>Pesada</b>	<b>140,37</b>	<b>140,37</b>	<b>140,37</b>	<b>140,37</b>
<b>Média</b>	<b>137,74</b>	<b>137,74</b>	<b>137,74</b>	<b>137,74</b>
<b>Leve</b>	<b>137,01</b>	<b>137,01</b>	<b>137,01</b>	<b>137,01</b>
<b>Média Semanal</b>	<b>137,76</b>	<b>137,76</b>	<b>137,76</b>	<b>137,76</b>

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de aflúncias no país – estimativa do volume de água que deve chegar, futuramente, aos reservatórios.

As aflúncias da quinta semana de agosto estão menos otimistas do que as previstas na semana anterior em todos os submercados do Sistema Interligado Nacional - SIN, reduzindo em aproximadamente 800 MWmédios a energia do sistema e provocando elevação nos preços médios.

Os limites de intercâmbio de energia entre os submercados não foram atingidos e os preços permaneceram equalizados em todos os submercados. O gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:

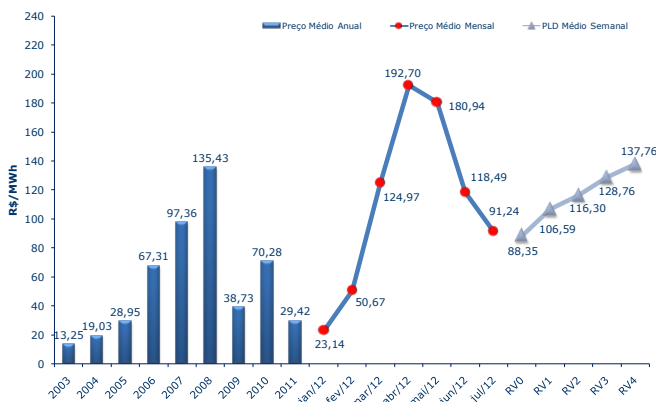


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

**Decomposição da Variação do PLD**

Na quarta semana operativa de agosto, o preço médio nos submercados Sudeste, Nordeste e Norte ficou fixado em R\$ 128,76/MWh, enquanto no Sul o valor foi fixado em R\$ 128,65/MWh. O valor obtido para a quinta semana resultou em um PLD médio de R\$ 137,76/MWh para todos os submercados, correspondendo a uma elevação de aproximadamente 7%.

A variação observada pode ser decomposta de forma a identificar os fatores com influência predominante na alteração do preço, conforme ilustra o gráfico 2.

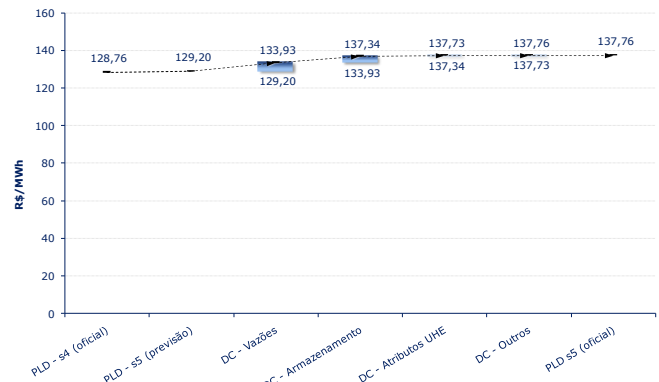


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD nos submercados Sudeste, Nordeste e Norte

A decomposição da variação do PLD indica que em decorrência da redução das aflúncias previstas, a atualização das vazões foi o fator determinante na elevação dos preços e causou impacto de aproximadamente R\$ 5/MWh. Aliada à queda das vazões, a redução do nível de armazenamento elevou os preços médios em cerca de R\$ 3/MWh. A atualização das demais variáveis não ocasionou impactos significativos na alteração dos preços.

**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<sup>1</sup> que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp, destaca-se a Energia Natural Afluente - ENA<sup>2</sup> média para acoplamento com o Newave.

A ENA média do Sistema Interligado Nacional - SIN considerada no horizonte do Decomp apresentou uma redução de aproximadamente 800 MWmédios em relação à semana anterior, sendo a principal causa da elevação dos preços em todos os submercados. O gráfico 3 ilustra a redução da ENA do SIN na quinta semana de agosto.

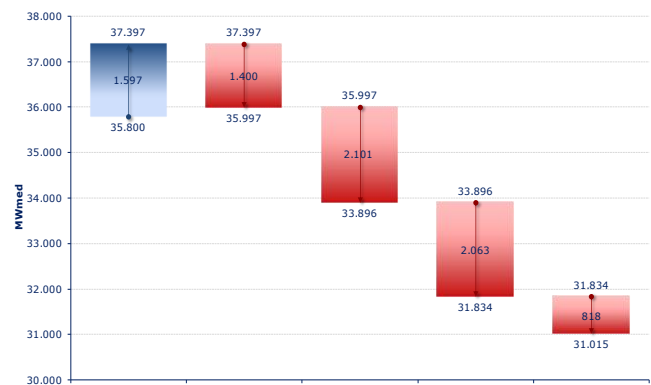
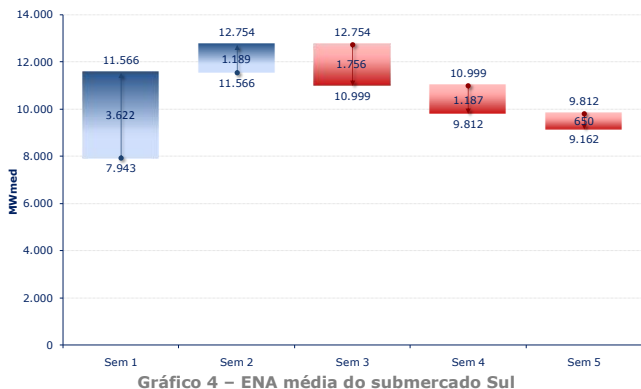


Gráfico 3 – ENA média do SIN

<sup>1</sup> **Custo Marginal de Operação** – custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal da demanda.

<sup>2</sup> **Energia Natural Afluente** – soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

A principal variação nas afluições do SIN ocorreu no submercado Sul, cuja redução chegou a 650 MW médios e representou 79,5% do total da redução verificada. O gráfico 4 ilustra a variação da ENA no Sul:



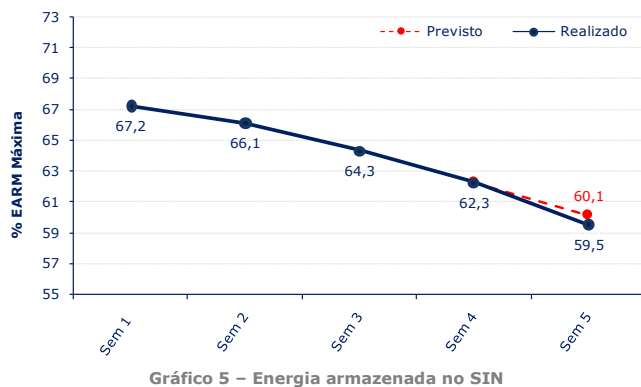
A tabela 2 apresenta a contribuição de cada um dos submercados para a redução da ENA média considerada no horizonte do Decomp.

Tabela 2 – ENA média no SIN

SE/CO	S	NE	N
-64	-650	-72	-32

### Armazenamento Inicial

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



O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento de 60,1% (Energia Armazenada 172.610 MWMês) para o início desta semana, no SIN. O armazenamento inicial efetivamente utilizado foi de 59,5% (Energia Armazenada 170.953 MWMês) da energia armazenável máxima. Esta diferença corresponde a um decréscimo de 1.658 MWMês de oferta hidráulica no SIN.

A tabela 3 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 3 – EARM (MWMês) previsto e realizado para a quinta semana

	SE/CO	S	NE	N
<b>Previsto</b>	<b>121.846</b>	<b>13.125</b>	<b>27.355</b>	<b>10.285</b>
<b>Realizado</b>	<b>120.039</b>	<b>13.399</b>	<b>27.614</b>	<b>9.900</b>

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

### Oferta e Demanda

O gráfico 6 mostra a curva de oferta e demanda do SIN para a quinta semana. 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.

A partir do valor da demanda, a curva de oferta é formada pela energia disponível não-despachada e um incremento de demanda deve ser atendido pelos recursos ainda não-despachados, respeitando-se a ordem de mérito da oferta e os limites de intercâmbio entre os submercados.

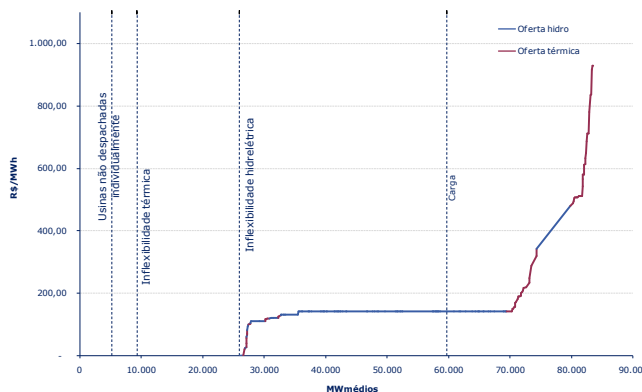


Gráfico 6 – Oferta e demanda de energia do SIN

### Estimativa de ESS – Agosto

O Procedimento Operativo de Curto Prazo - POCP é um mecanismo adicional de segurança cujo objetivo é atingir os Níveis Meta calculados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e ratificados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para as regiões Sudeste e Nordeste ao final do mês de novembro.

Na quinta semana operativa do mês de agosto, a trajetória de armazenamento dos submercados não atendeu plenamente o nível de segurança estabelecido para o final do mês. Assim, houve despacho adicional por POCP cuja remuneração ocorre por meio de Encargos de Serviços de Sistema (ESS). O gráfico 7 apresenta uma estimativa dos valores de ESS para o mês de agosto.

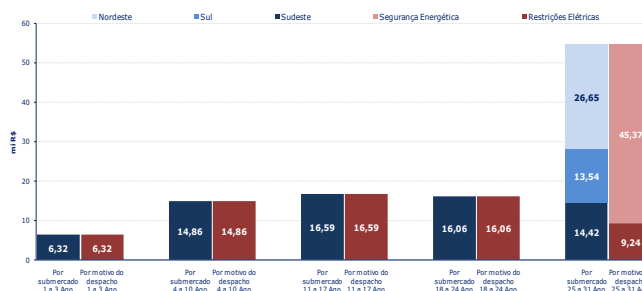


Gráfico 7 – Estimativa de ESS para o SIN

Os valores estimados para o período de 18 a 24 de agosto foram obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Já a previsão para o período de 25 a 31 de agosto foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicadas no deck de dados do modelo Decomp e da aplicação do POCP.

A tabela 4 ilustra as usinas com despacho programado para a quinta semana de agosto.

Tabela 4 – Usinas despachadas para a quinta semana de agosto.

Nome	Despacho Programado (MW médio)	CVU (R\$/MWh)	Motivo
A. Chaves	212	188,89	POCP
B. L. Sobrinho	328	180,73	
C. Furtado	96	204,43	
Charqueadas	51	169,55	
Cocal	20	155,51	
J. Lacerda A1	59	207,40	
J. Lacerda A2	58	207,40	
J. Lacerda B	250	155,50	
Juiz de Fora	79	150,00	
Madeira	2	199,91	
Norte Fluminense	110	149,33	
Pie-RP	25	169,03	
R. Almeida	125	188,15	
Termo Ceará	219	191,45	
A. Chaves	212	188,89	
<b>TOTAL (POCP)</b>	<b>2.468 MW médios</b>		
Termonorte II	142	524,20	
<b>TOTAL (RE)</b>	<b>142 MW médios</b>		

\*Valores médios ponderados.