

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 – 2ª semana operativa de julho**

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 7 a 13 de julho de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
<b>Pesada</b>	<b>97,67</b>	<b>97,67</b>	<b>97,67</b>	<b>97,67</b>
<b>Média</b>	<b>95,32</b>	<b>95,32</b>	<b>95,32</b>	<b>95,32</b>
<b>Leve</b>	<b>94,11</b>	<b>94,11</b>	<b>94,11</b>	<b>94,11</b>
<b>Média Semanal</b>	<b>95,13</b>	<b>95,13</b>	<b>95,13</b>	<b>95,13</b>

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

As previsões de aflúências de todos os submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN estão mais pessimistas do que as previstas na semana anterior, sofrendo uma redução de aproximadamente 5.000 MW médios e causando elevação nos preços da segunda semana operativa de julho de 2012.

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

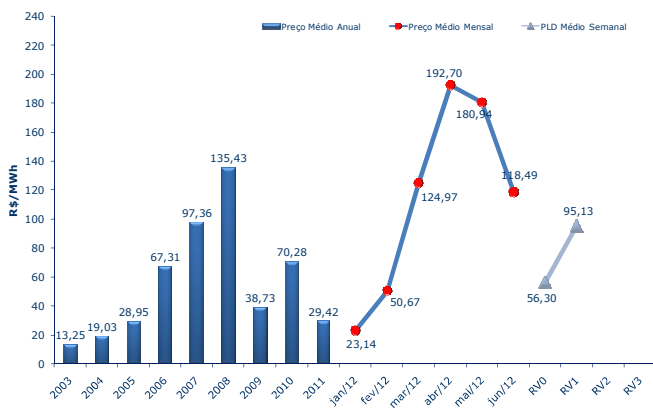


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

**Decomposição da Variação do PLD**

Na primeira semana operativa de julho, o preço médio em todos os submercados foi fixado em R\$ 56,30/MWh. O valor obtido na segunda semana resultou em um PLD médio de R\$ 95,13/MWh para todos os submercados, correspondendo a uma elevação de 69%.

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

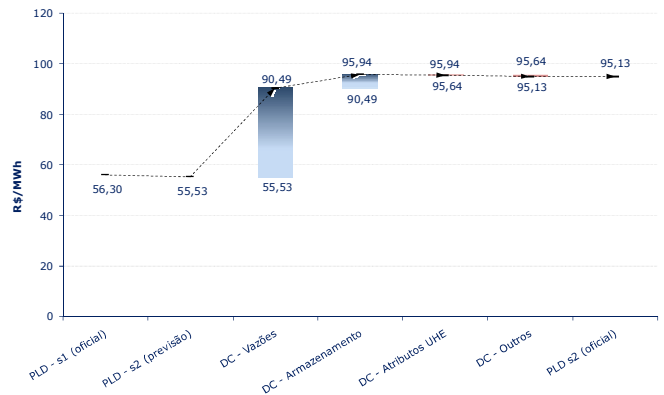


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD em todos os submercados

Para a segunda semana operativa de julho, a decomposição da variação do PLD indica que a atualização das vazões previstas foi o fator predominante na elevação dos preços, com um impacto de aproximadamente R\$ 35/MWh.

Em decorrência da redução das aflúências, o nível de armazenamento dos reservatórios se verificou inferior ao que era previsto pelo modelo Decomp na semana anterior e a atualização desta variável causou impacto de cerca de R\$ 5/MWh.

**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 5.000 MW médios em relação à semana anterior. O gráfico 3 ilustra a redução da ENA do SIN na segunda semana de julho.

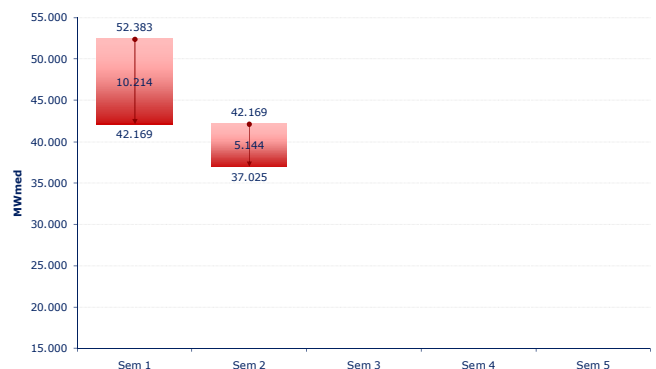


Gráfico 3 – ENA média do SIN

<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.

As afliências do submercado Sudeste tiveram uma redução de 3.809 MWmédios, sendo o principal responsável pela redução das afliências do Sistema. O gráfico 4 ilustra a variação da ENA no submercado Sudeste:

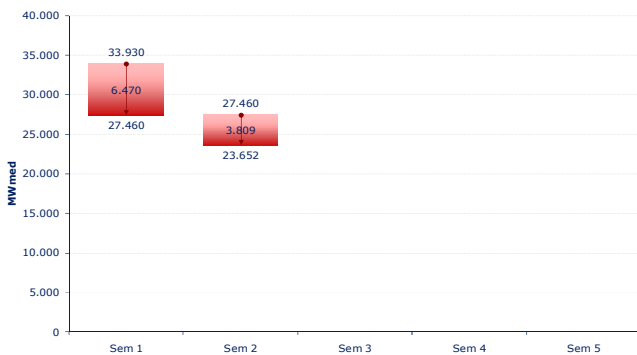


Gráfico 4 – ENA média do submercado Sudeste

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
-3.809	-1.180	-113	-42

### Armazenamento Inicial

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

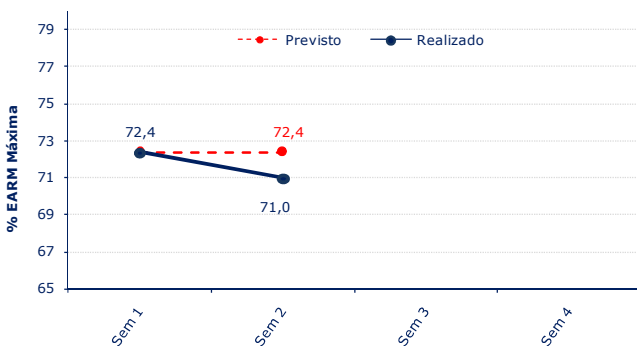


Gráfico 5 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento no SIN de 72,4% (207.823 MWmês). Contudo, para o início desta semana, o armazenamento inicial efetivamente utilizado foi de 71,0% (203.843 MWmês) da energia armazenável máxima do Sistema. Essa diferença corresponde a uma redução de 3.980 MWmês em oferta hidrelétrica.

### Oferta e Demanda

O gráfico 6 mostra a curva de oferta e demanda do SIN para a segunda semana operativa de julho. 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.

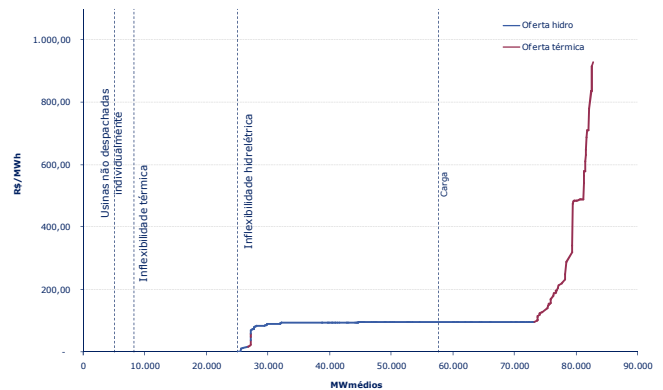


Gráfico 6 – Oferta e demanda de energia do SIN

## Estimativa de ESS – Julho

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

Na segunda semana de julho não foi necessário despacho termelétrico adicional decorrente da aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo, pois a trajetória de armazenamento dos submercados atendeu plenamente os níveis de segurança para o final do mês. No entanto, houve despacho termelétrico adicional por conta de restrições elétricas.

A usina Termonorte II está com despacho programado por razões elétricas para a segunda semana, em um montante de 142 MWmédios (valores médios ponderados).

O gráfico 7 apresenta uma estimativa dos valores de ESS para o mês de julho.

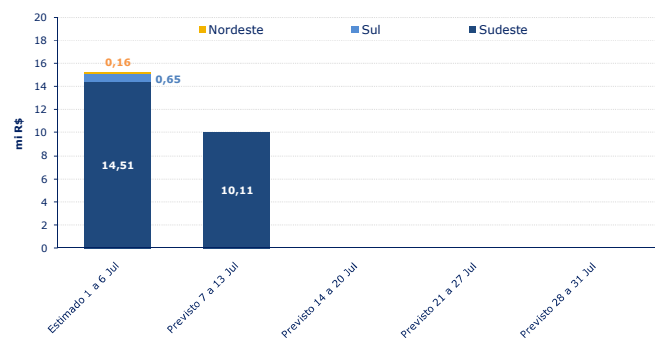


Gráfico 7 – Estimativa de ESS para o SIN

Os valores estimados para o período de 1º a 6 de julho são obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Já a previsão para o período de 7 a 13 de julho foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicada no deck de dados do modelo Decomp.