

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 junho**

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 23 a 29 de junho de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
<b>Pesada</b>	<b>79,39</b>	<b>79,39</b>	<b>79,39</b>	<b>79,39</b>
<b>Média</b>	<b>78,25</b>	<b>78,25</b>	<b>78,25</b>	<b>78,25</b>
<b>Leve</b>	<b>74,33</b>	<b>74,33</b>	<b>76,17</b>	<b>74,33</b>
<b>Média Semanal</b>	<b>76,95</b>	<b>76,95</b>	<b>77,62</b>	<b>76,95</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 junho para o submercado Sudeste estão mais otimistas do que as previstas na semana anterior, agregando 5.090 MWmédios de energia ao sistema.

O limite de recebimento de energia pelo submercado Nordeste foi atingido no patamar de carga leve, ocasionando o desacoplamento do preço. Nos demais submercados os preços permaneceram equalizados em todos os patamares.

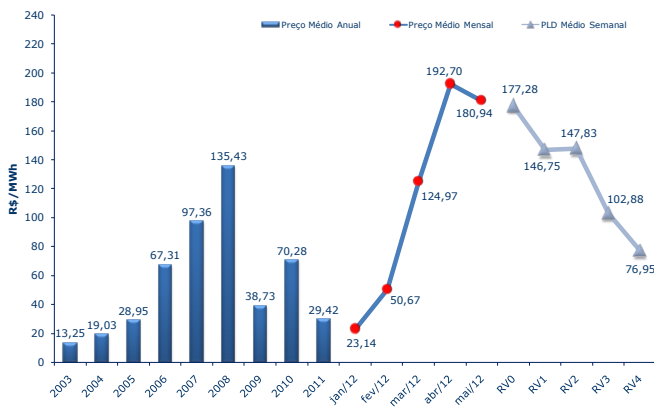


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

**Decomposição da Variação do PLD**

O valor médio do PLD em todos os submercados na quarta semana de junho foi de R\$ 102,88/MWh. O valor obtido na quinta semana resultou em um PLD médio de R\$ 76,95/MWh para os submercados Sudeste, Sul e Norte e R\$ 77,92/MWh para o Nordeste, correspondendo a uma redução de 25% e 24%, respectivamente.

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

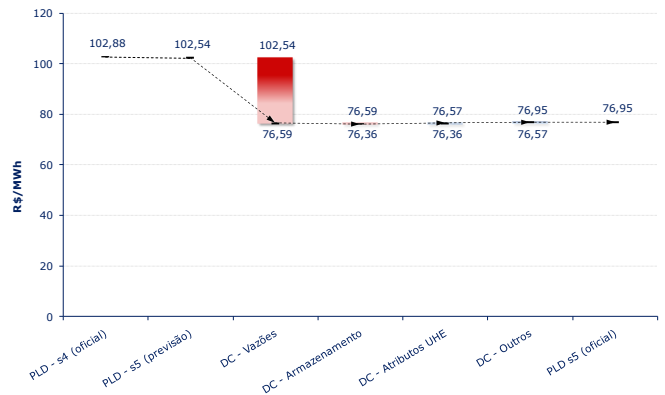


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD nos submercados Sudeste/C. Oeste, Sul e Norte

Em decorrência da elevação das aflúncias, a atualização das vazões previstas foi o fator predominante na redução dos preços, gerando um impacto de aproximadamente R\$ 26/MWh. A atualização das demais variáveis não causou impactos significativos na redução 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 elevação de aproximadamente 4.370 MWmédios em relação à semana anterior. O gráfico 3 ilustra a elevação da ENA do SIN na quinta semana de junho.

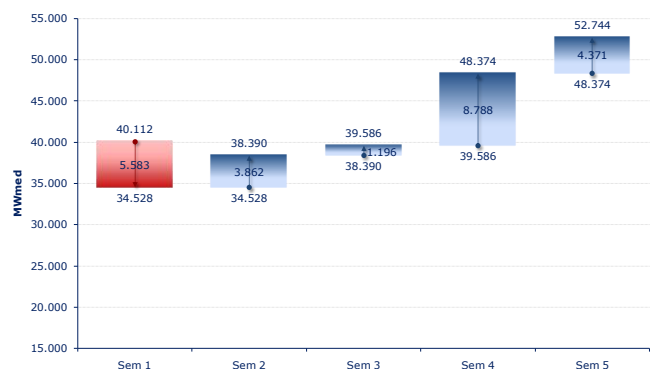


Gráfico 3 – ENA média do Sistema Interligado Nacional - SIN

<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 elevação de 5.090 MWh médios, sendo responsável pela elevação das afliências do SIN. O gráfico 4 ilustra a variação da ENA no submercado Sudeste:

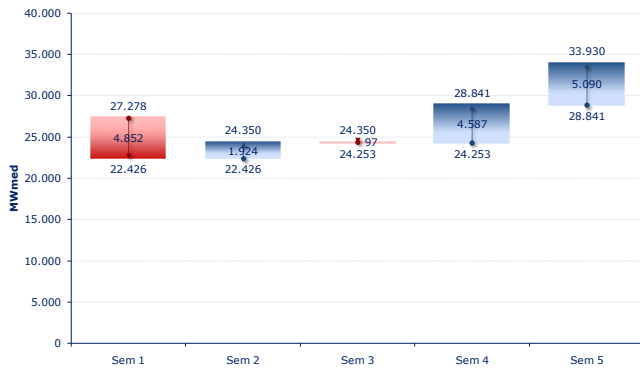


Gráfico 4 - ENA média do submercado Sudeste

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

Tabela 2 - ENA média no SIN

SE/CO	S	NE	N
5.090	-441	-145	-133

### Armazenamento Inicial

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

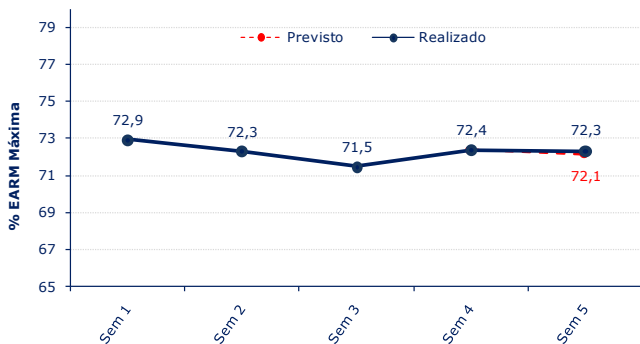


Gráfico 5 - Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento no SIN de 72,1% (207.152 MWhmês). Contudo, para o início desta semana, o armazenamento inicial efetivamente utilizado foi de 72,3% (207.581 MWhmês) da energia armazenável máxima do Sistema. Essa diferença corresponde a uma elevação de 429 MWhmês em oferta hidrelétrica.

### Oferta e Demanda

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

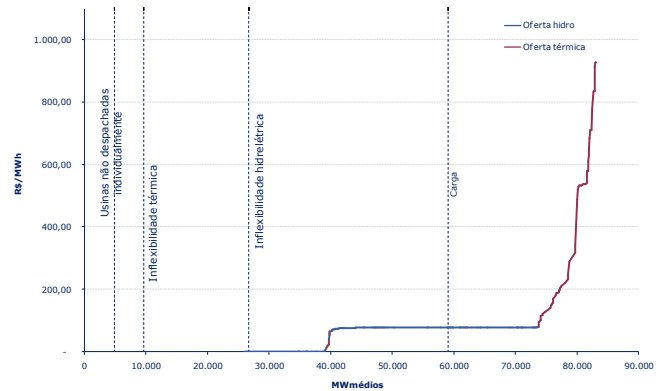


Gráfico 6 - Oferta e demanda de energia do SIN

## Estimativa de ESS - Junho

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 quinta semana de junho 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.

As usinas Termonorte II, Sepé Tiaraju e Goiânia II estão com despacho programado por razões elétricas para a quinta semana, em um montante de 142, 112 e 9 MWh médios (valores médios ponderados), respectivamente.

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

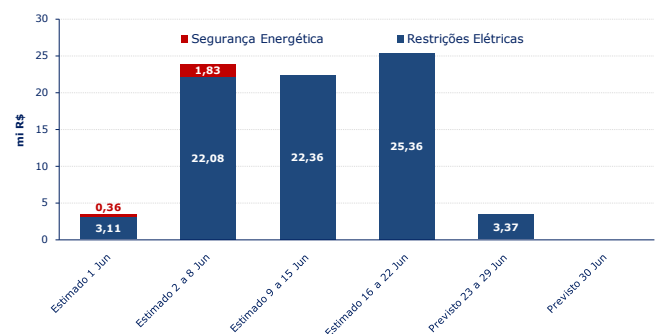


Gráfico 7 - Estimativa de ESS para o SIN

Os valores estimados para o período de 16 a 22 de junho são obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Já a previsão para o período de 23 a 29 de junho foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicada no deck de dados do modelo Decomp.