

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 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 - 1ª semana operativa de julho**

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 30 de junho a 6 de julho de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
<b>pesada</b>	<b>58,50</b>	<b>58,50</b>	<b>58,50</b>	<b>58,50</b>
<b>Média</b>	<b>56,86</b>	<b>56,85</b>	<b>56,86</b>	<b>56,86</b>
<b>leve</b>	<b>54,83</b>	<b>54,83</b>	<b>54,83</b>	<b>54,83</b>
<b>Média Semanal</b>	<b>56,30</b>	<b>56,30</b>	<b>56,30</b>	<b>56,30</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. O gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no submercado Sudeste:

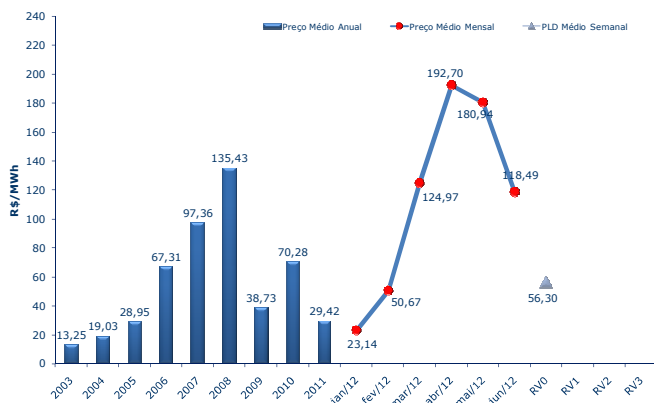


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

**Decomposição da variação do PLD**

Na última semana operativa de junho, o preço médio nos submercados Sudeste, Sul e Norte foi fixado em R\$ 76,84/MWh, enquanto para o Nordeste esse valor foi de 77,92/MWh. O valor obtido na primeira semana de julho resultou em um PLD médio de R\$ 56,30/MWh para todos os submercados, correspondendo a uma redução de 27% e 28%, respectivamente.

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.

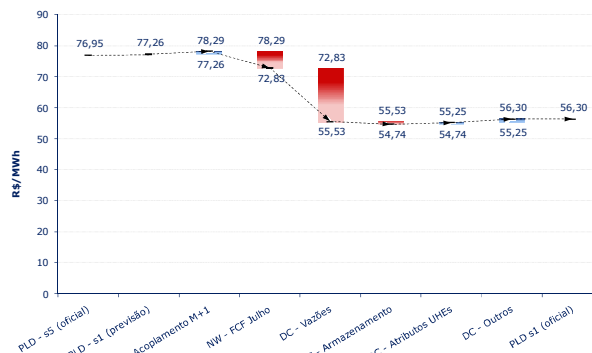


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD em todos os submercados

O horizonte de estudo do modelo Decomp compreende dois meses. A partir do segundo mês as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo Newave, conhecida como acoplamento entre os modelos Newave e Decomp. A troca do ponto de acoplamento causou a elevação de R\$ 1/MWh demonstrada no passo "NW – Acoplamento M+1".

As Energias Naturais Afluentes - ENAs<sup>1</sup> passadas utilizadas na construção da função de custo futuro de julho estão mais otimistas em relação às utilizadas em junho resultando em uma função de custo futuro mais otimista e ocasionando a redução de cerca de R\$ 5/MWh ilustrada no passo "NW – FCF Julho".

Em decorrência da elevação das aflúências do Sistema Interligado Nacional - SIN, a atualização das vazões previstas foi o fator predominante para redução dos preços, gerando um impacto de aproximadamente R\$ 17/MWh. A atualização das demais variáveis do Decomp não contribuiu significativamente para a alteração dos preços.

**Newave**

O modelo Newave estima o custo futuro da energia e traduz para o Decomp o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da função de custo futuro incluem-se o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

**Armazenamento inicial**

O gráfico 3 ilustra a evolução do armazenamento dos últimos três anos para a região Sudeste, o nível da Curva de Aversão ao Risco - CAR vigente e os valores dos armazenamentos mínimos e máximos atingidos nesta região desde o ano 2000.

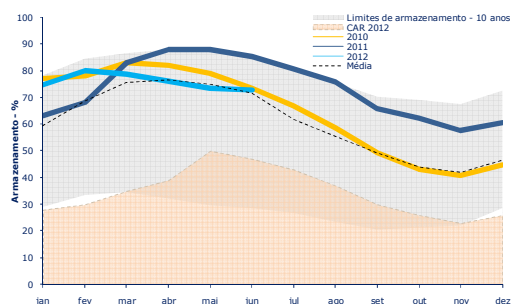


Gráfico 3 – Energia armazenada no submercado Sudeste/C. Oeste

<sup>1</sup> **Energia Natural Afluente** – soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

A tabela 2 mostra, em percentual do volume máximo, o armazenamento inicial utilizado por submercado para o processamento do modelo Newwave:

Tabela 2 – Armazenamento inicial (em %)

SE/CO	S	NE	N
73,0	65,3	66,5	93,9

## Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo Newwave como tendência hidrológica e influenciam na construção da função de custo futuro.

A tabela 3 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a julho, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. Observe que as ENAs realizadas em junho nos submercados Nordeste e Norte foram inferiores à MLT, impactando a previsão para o mês de julho e refletindo na função de custo futuro do modelo Newwave.

Tabela 3 – ENAs passadas (em % da MLT)

Submercado	Ordem PAR (p)	Previsão Jul	Jun	Mai	Abr	Mar	Fev
SE/CO	3	124	154	100	78		
S	4	103	150	66	61	60	
NE	2	75	67	49			
N	3	79	67	54	66		

\*A ordem do PAR(p) indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs.

## Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos – licenciamentos, obras e financiamentos –, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE<sup>2</sup> revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidroelétricas, termelétricas, eólicas e PCHs. A principal alteração em relação ao mês anterior ocorreu na oferta de energia das usinas térmicas, conforme ilustra o gráfico 4. A oferta das usinas hidroelétricas e eólicas não sofreu alterações significativas.

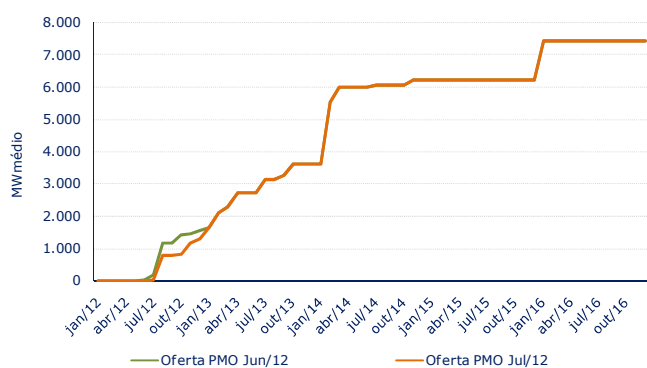


Gráfico 4 – Oferta de usinas térmicas

Os atrasos nas usinas térmicas ocorreram por conta da postergação das datas de entrada em operação comercial das usinas Suape II e Porto de Itaqui. O atraso de Suape II ocorreu devido à adequação de seu cronograma de entrada em operação comercial ao cronograma da transmissão (SE Suape II 230 KV – CHESF). O atraso de Porto de

<sup>2</sup> Depto de Monitoramento do Sistema Elétrico – órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

Itaqui ocorreu devido à alteração de seu cronograma de implantação aprovada por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 3547/2012.

Tabela 4 – Alteração no cronograma de oferta de térmicas

Usina	Potência (MW)	Data (PMO Jun)	Data (PMO Jul)
Suape II	381,2	Out/2012	Jan/2013
Porto de Itaqui	360,1	Set/2012	Nov/2012

A lista de todas as alterações no cronograma de entrada em operação comercial pode ser obtida nas apresentações do Programa Mensal de Operação - PMO<sup>3</sup>, disponibilizadas no espaço exclusivo do site do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

## 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>4</sup> que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destacam-se o armazenamento inicial e a ENA média para acoplamento com o Newwave.

## Armazenamento inicial

Na primeira semana operativa de julho houve uma variação nos volumes iniciais considerados pelo Decomp, quando comparados com os volumes previstos no processamento do modelo da última semana de junho, conforme ilustrado no gráfico 5.

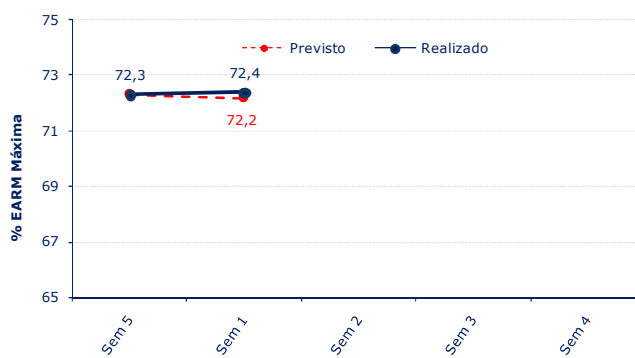


Gráfico 5 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento de 72,2% (Energia Armazenada 207.217 MWhês) para o início desta semana, no SIN. O armazenamento inicial efetivamente utilizado foi de 72,4% (Energia Armazenada 207.849 MWhês) da energia armazenável máxima. Essa diferença corresponde a um aumento de aproximadamente 632 MWhês de oferta hidráulica no Sistema.

<sup>3</sup> Programa Mensal de Operação - reunião realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS onde são estabelecidas as diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, de modo a otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN.

<sup>4</sup> Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

A tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 5 – EARM previsto e realizado para a primeira semana de julho

Submercado	RVO – Jul - Previsto (MWmês)	RVO – Jul - Realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE	145.934	146.536	602
S	12.948	12.811	-137
NE	34.660	34.453	-207
N	13.675	14.049	374

## 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 primeira 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.

As usinas Termonorte II, Sepé Tiaraju, Goiânia II e Maracanaú I estão com despacho programado por razão elétrica para a primeira semana, em um montante de 142, 112, 8 e 1 MW médios (valores médios ponderados), respectivamente.

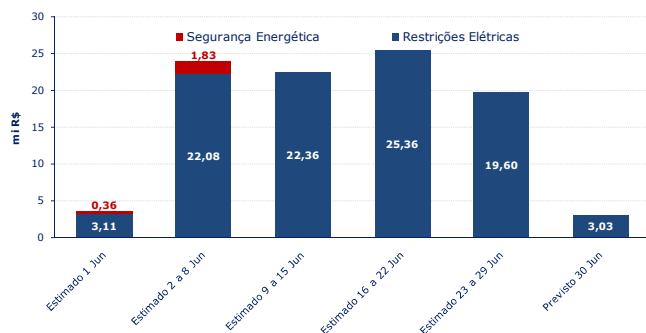


Gráfico 6 – Estimativa de ESS para o SIN

Os valores estimados para o período de 23 a 29 de junho são obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Já a previsão para o dia 30 de junho foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicada no deck de dados do modelo Decomp.