

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 – 4ª semana operativa de julho

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 21 a 27 de julho de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	105,55	105,55	105,55	105,55
Média	103,85	103,85	103,85	103,85
Leve	103,37	103,37	103,37	103,37
Média Semanal	103,86	103,86	103,86	103,86

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 previstas para a quarta semana operativa de julho nos submercados Sul e Norte reduziram cerca de 500 MWmédios em relação à semana anterior. Em contrapartida, a aflúncia prevista nos submercados Sudeste e Nordeste elevou-se em aproximadamente 650 MWmédios, compensando a redução verificada nos demais submercados e agregando cerca de 150 MWmédios ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

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 submercado Sudeste:

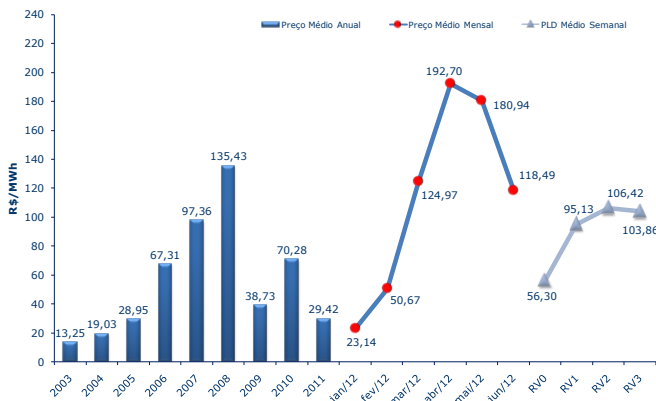


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

Decomposição da Variação do PLD

Na terceira semana operativa de julho, o preço médio em todos os submercados foi fixado em R\$ 106,42/MWh. O valor obtido na quarta semana resultou em um PLD médio de R\$ 103,86/MWh para todos os submercados, correspondendo a uma redução de 2,4%.

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.

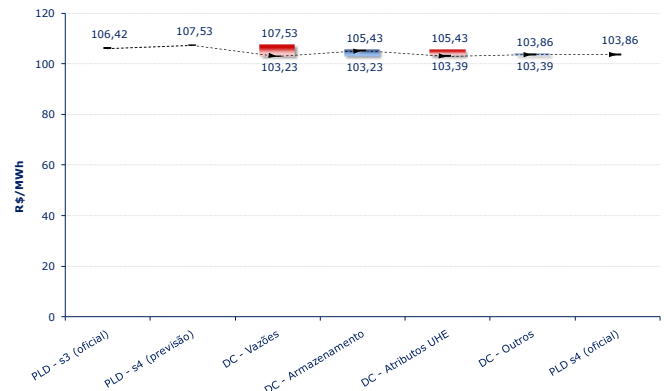


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD em todos os submercados

Com um impacto de aproximadamente R\$ 4/MWh, a atualização das vazões previstas foi o fator predominante na redução dos preços. A atualização das demais variáveis não ocasionou impactos 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 - CMO¹ 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 - ENA² média para acoplamento com o Newave.

A ENA média do Sistema Interligado Nacional - SIN considerada no horizonte do Decomp apresentou uma elevação de aproximadamente 150 MWmédios em relação à semana anterior. O gráfico 3 ilustra a elevação da ENA do SIN na quarta semana de julho.

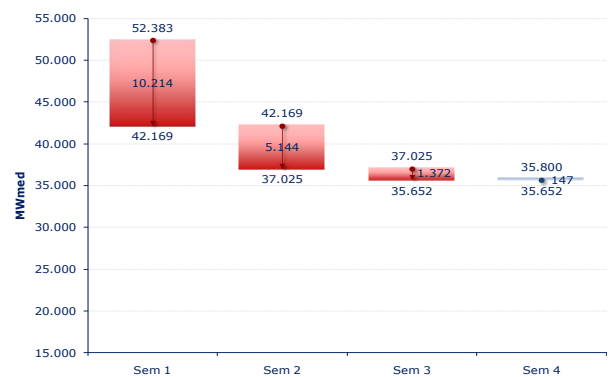


Gráfico 3 – ENA média do SIN

As aflúncias do submercado Sudeste tiveram uma elevação de 585 MWmédios, sendo o principal responsável pela elevação das aflúncias do Sistema. O gráfico 4 ilustra a variação da ENA no submercado Sudeste:

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

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

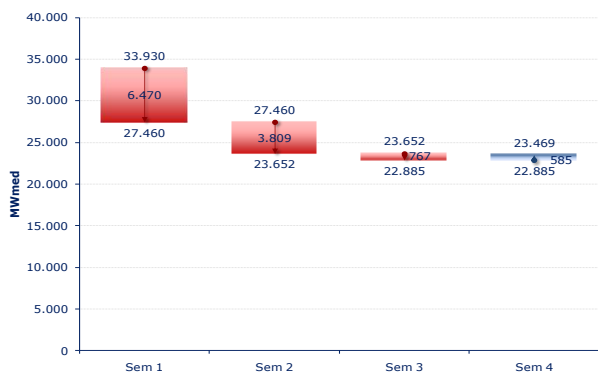


Gráfico 4 – ENA média do submercado Sudeste

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

Tabela 2 – ENA média no SIN

SE/CO	S	NE	N
585	-485	56	-9

Armazenamento Inicial

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

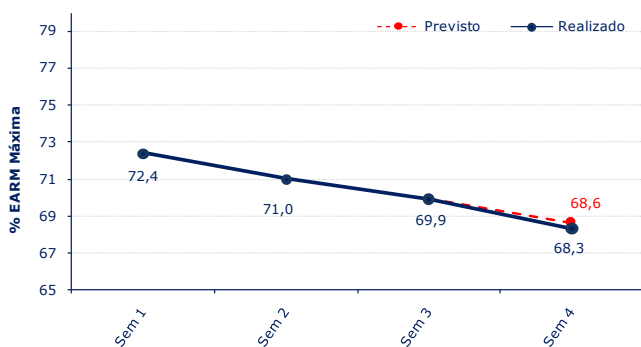


Gráfico 5 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento no SIN de 68,6% (196.944 MWh). Contudo, para o início desta semana, o armazenamento inicial efetivamente utilizado foi de 68,3% (196.169 MWh) da energia armazenável máxima do Sistema. Essa diferença corresponde a uma redução de 776 MWh em oferta hidrelétrica e, conforme ilustrado no passo "DC-Armazenamento" do gráfico 2, causou elevação de cerca de R\$ 2/MWh no preço.

Oferta e Demanda

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

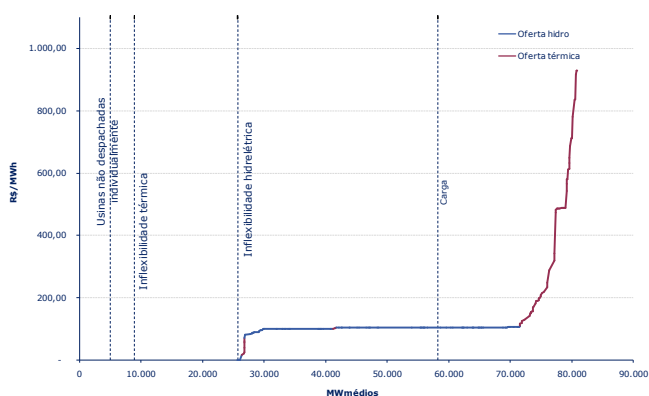


Gráfico 6 – Oferta e demanda de energia do SIN

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 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.

Assim como na terceira semana do mês de julho, a trajetória de armazenamento dos submercados na quarta semana não atendeu plenamente o nível de segurança estabelecido para o final do mês. Assim, houve despacho termelétrico 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 julho.

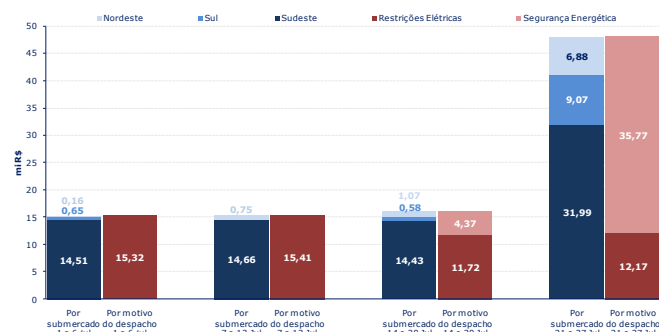


Gráfico 7 – Estimativa de ESS para o SIN

Os valores estimados para o período de 14 a 20 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 21 a 27 de julho 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 3 ilustra as usinas com despacho programado para a quarta semana de julho.

Tabela 3 – Usinas despachadas para a quarta semana de julho.

Nome	Despacho Programado (MW médio)	CVU (R\$/MWh)	Motivo
Araucária	78	219,00	POCP
Euzébio Rocha	132	214,02	
J. Lacerda A1	59	207,4	
C. Furtado	150	204,43	
W. Arjona	128	197,85	
Madeira	2	197,41	
Termoceará	219	191,12	
R. Almeida	80	188,15	
B. L. Sobrinho	374	180,52	
Charqueadas	54	169,55	
Pie-RP	25	167,59	
J. Lacerda A2	124	156,45	
J. Lacerda B	250	155,5	
Cocal	20	154,18	
Juiz de Fora	48	150,00	
Norte Fluminense	110	149,33	
G. L. Brizola	998	140,45	
J. Lacerda C	350	128,25	
L. C. Prestes	336	118,60	
TOTAL (POCP)	3.537 MW médios		
Termonorte II	142	520,19	Restrições Elétricas
Viana	17	488,36	
TOTAL (RE)	159 MW médios		

*Valores médios ponderados.