

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 setembro

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 22 a 28 de setembro de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	189,56	189,56	189,56	189,56
Média	188,15	188,15	188,15	188,15
Leve	185,80	185,80	185,80	185,80
Média Semanal	187,45	187,45	187,45	187,45

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 aflúências da quarta semana de setembro estão mais otimistas do que as previstas na semana anterior, especialmente nas regiões Sudeste e Sul, provocando elevação da energia do sistema em aproximadamente 800 MWmédios.

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:

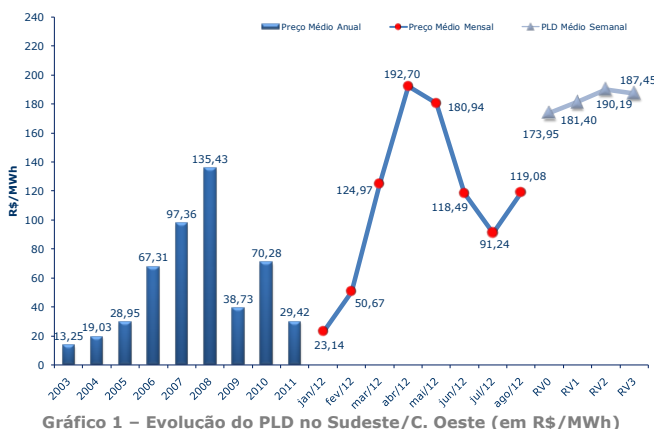


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

Decomposição da Variação do PLD

Na terceira semana operativa de setembro, o preço médio em todos os submercados ficou fixado em R\$ 190,19 /MWh. O valor obtido para a quarta semana resultou em um PLD médio de R\$ 187,45/MWh para todos os submercados, correspondendo a uma redução de aproximadamente 1,5%.

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

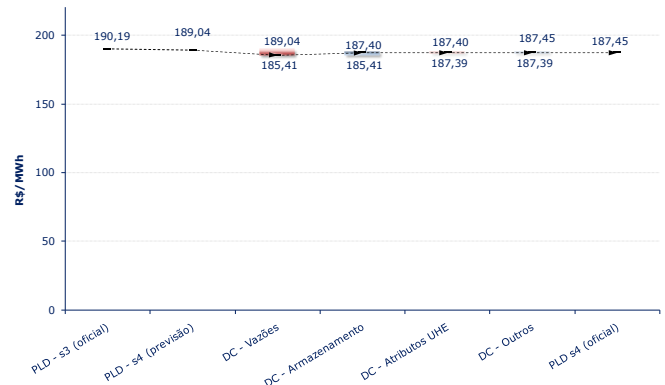


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD nos SIN

A decomposição da variação do PLD indica que em decorrência da elevação das aflúências previstas, a atualização das vazões foi o fator determinante na redução dos preços, ocasionando impacto de aproximadamente R\$ 4/MWh. A redução do nível de armazenamento elevou os preços médios em cerca de R\$ 2/MWh. A atualização das demais variáveis não gerou impactos significativos na variação 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 800 MWmédios em relação à semana anterior, sendo a principal causa da redução dos preços em todos os submercados. O gráfico 3 ilustra a elevação da ENA do SIN na quarta semana de setembro.

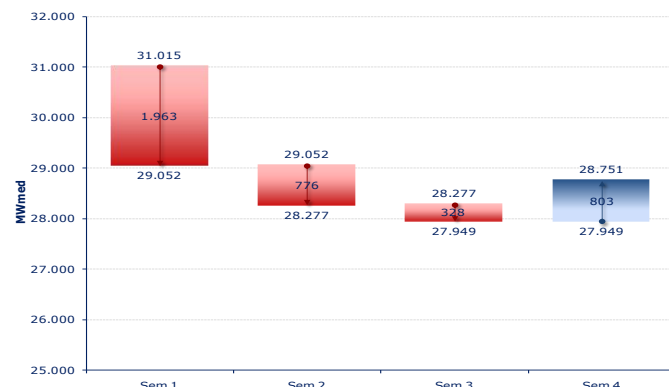


Gráfico 3 – ENA média do SIN

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.

As afluências dos submercados Sudeste e Sul tiveram uma elevação de 847 MWmédios, sendo o principal responsável pela elevação das afluências do Sistema.

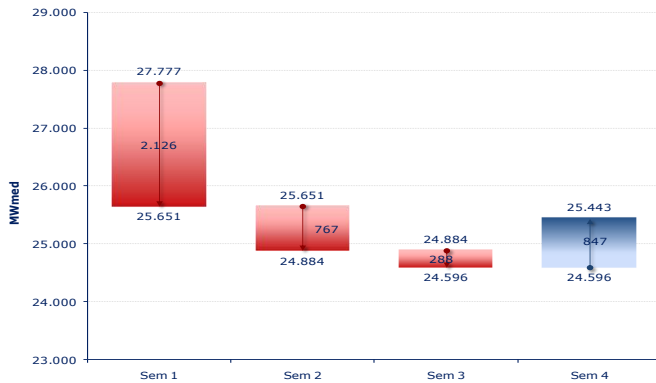


Gráfico 4 – ENA média dos submercados Sudeste e Sul

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
327	520	-19	-25

Armazenamento Inicial

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

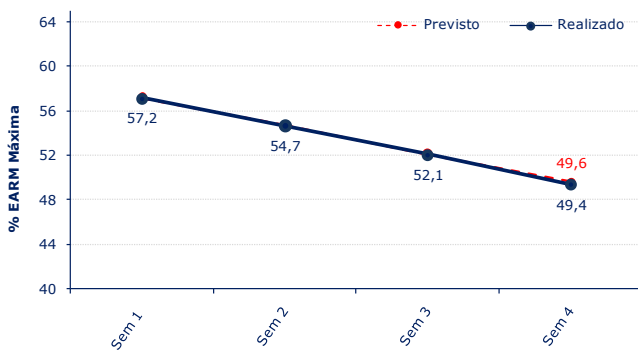


Gráfico 5 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento de 49,6% (Energia Armazenada 142.383 MWmês) para o início desta semana, no SIN. No entanto, o armazenamento inicial efetivamente utilizado foi de 49,4% (Energia Armazenada 141.805 MWmês) da energia armazenável máxima. Esta diferença corresponde a um decréscimo de 578 MWmês de oferta hidráulica no Sistema.

A tabela 3 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 3 – EARM (MWmês) previsto e realizado para a quarta semana

	SE/CO	S	NE	N
Previsto	100.933	10.169	23.625	7.656
Realizado	100.332	10.384	23.314	7.775

Oferta e Demanda

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

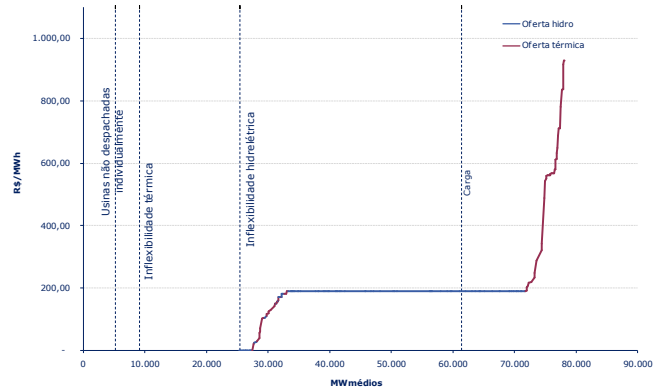


Gráfico 6 – Oferta e demanda de energia do SIN

Estimativa de ESS – Setembro

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 quarta semana operativa do mês de setembro, a trajetória de armazenamento dos submercados não atendeu plenamente o nível de segurança estabelecido para o final do mês. Assim, houve despacho termelétrico adicional por POCP cuja remuneração é realizada por meio de Encargos de Serviços de Sistema (ESS).

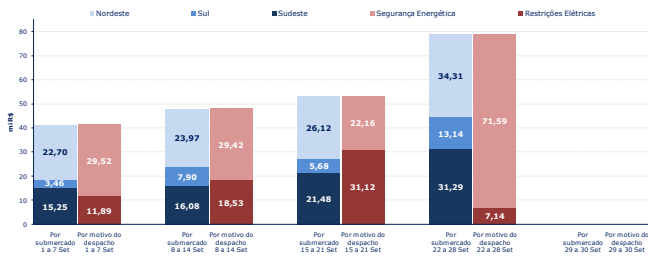
A tabela 4 ilustra as usinas com despacho programado para a quarta semana de setembro.

Tabela 4 – Usinas despachadas para a quarta semana de setembro.

Nome	Despacho Programado (MW médio)	CVU (R\$/MWh)	Motivo
Araucária	458	219,00	POCP
A. Chaves	77	188,89	
C. Furtado	150	204,43	
E. Rocha	13	217,08	
F. Gasparian	522	233,27	
J. S. Pereira	285	287,83	
J. Lacerda A1	92	207,40	
M. Lago	878	319,07	
Madeira	2	201,65	
S. Jerônimo	4	248,31	
Termo Ceará	219	191,84	
TOTAL (POCP)	2808 MW médios		
Termonorte II	142	486,07	Restrições Elétricas
TOTAL (RE)	142 MW médios		

*Valores médios ponderados.

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



Os valores estimados para o período de 15 a 21 de setembro foram obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Já a previsão para o período de 22 a 28 de setembro 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.