

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 agosto

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 4 a 10 de agosto de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	109,88	109,88	109,88	109,88
Média	106,77	106,77	106,77	106,77
Leve	105,35	105,35	105,35	105,35
Média Semanal	106,59	106,59	106,59	106,59

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

A previsão de afluências no submercado Sul está cerca de 1.200 MWmédios mais otimista do que a prevista na semana anterior. Em contrapartida, as afluências previstas no Sudeste foram aproximadamente 2.500 MWmédios inferiores às previstas na primeira semana de agosto causando redução das afluências do Sistema Interligado Nacional – SIN e provocando elevação nos preços da segunda semana.

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:

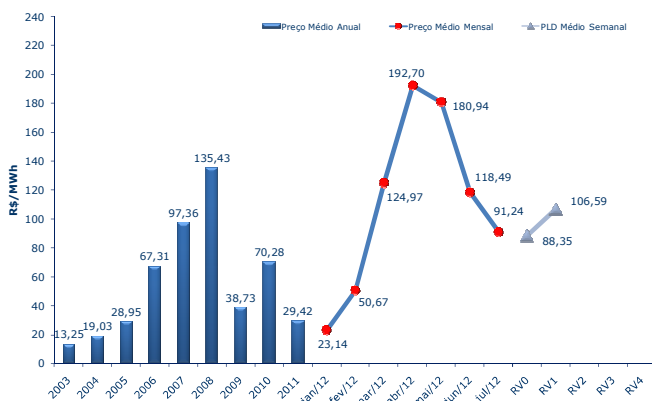


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

Decomposição da Variação do PLD

Na primeira semana operativa de agosto, o preço médio em todos os submercados foi fixado em R\$ 88,35/MWh. O valor obtido na segunda semana resultou em um PLD médio de R\$ 106,59/MWh para todos os submercados, correspondendo a uma elevação de aproximadamente 21%.

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

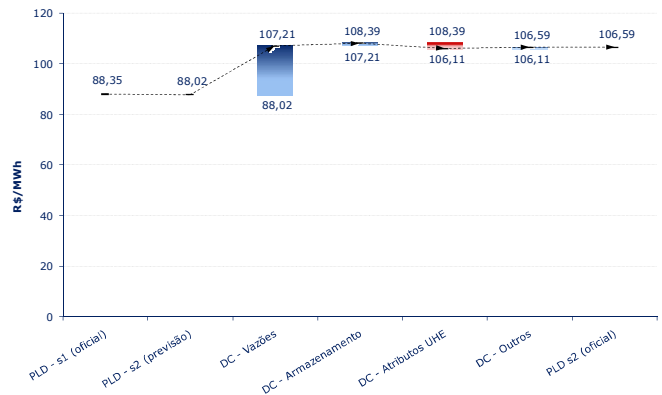


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD em todos os submercados

A decomposição da variação do PLD indica que, em decorrência da redução das afluências previstas, a atualização das vazões foi o fator predominante na elevação dos preços, com um impacto de aproximadamente R\$ 20/MWh. A atualização das demais variáveis não ocasionou impactos significativos 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 redução de 1.400 MWmédios em relação à semana anterior. O gráfico 3 ilustra a redução da ENA do SIN na segunda semana de agosto.

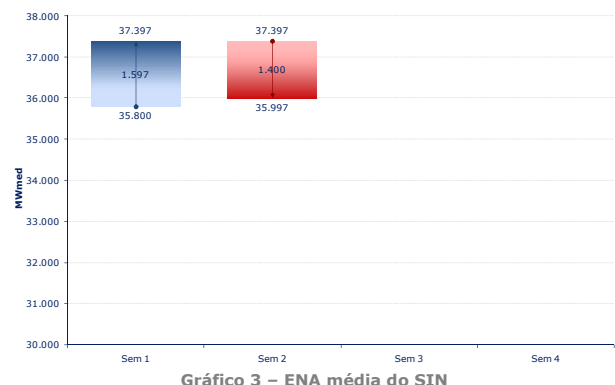
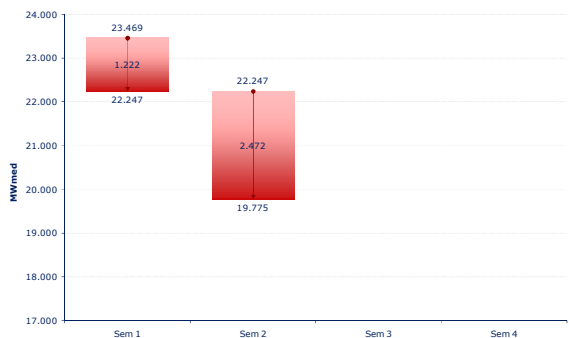


Gráfico 3 – ENA média do SIN

As afluências do submercado Sudeste tiveram uma redução de 2.472 MWmédios, sendo o principal responsável pela redução das afluências 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.



4 – ENA média do submercado Sudeste

Gráfico

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
-2.472	1.189	39	-156

Armazenamento Inicial

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

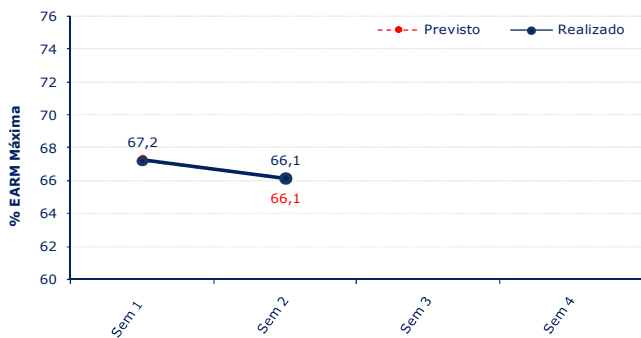


Gráfico 5 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento no Sistema de 66,1% (189.915 MWh).

Em decorrência da redução das aflúências do Sudeste, o nível de armazenamento dos reservatórios deste submercado apresentou-se cerca de 1.000 MWh inferior ao que era previsto pelo modelo Decomp na semana anterior. Em contrapartida, as altas aflúências verificadas nos reservatórios do Sul causaram a elevação do nível de seus reservatórios em aproximadamente 1.200 MWh de oferta hidrelétrica, compensando a queda dos níveis do Sudeste. Assim, para o início desta semana, o armazenamento inicial efetivamente utilizado se manteve praticamente no mesmo nível que havia sido previsto (189.898 MWh), correspondendo a uma diferença de apenas 17 MWh em oferta hidrelétrica.

A tabela 3 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 3 – EARM (MWh) previsto e realizado para a segunda semana

	SE/CO	S	NE	N
Previsto	133.689	13.576	30.826	11.824
Realizado	132.685	14.792	30.878	11.543

Oferta e Demanda

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

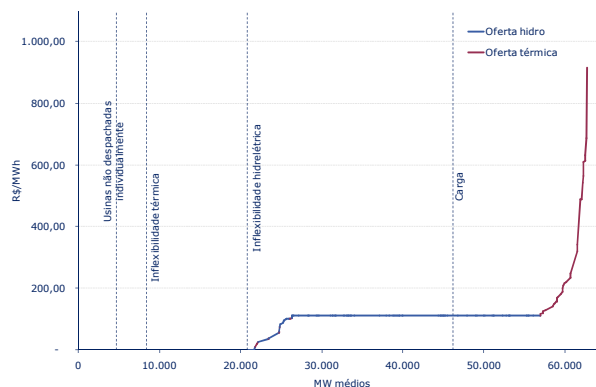


Gráfico 6 – Oferta e demanda de energia do SIN

Estimativa de ESS – Agosto

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 segunda semana de agosto não foi necessário despacho termelétrico 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 e Viana estão com despacho programado por razões elétricas para a segunda semana, em um montante de 142 e 4 MWh médios (valores médios ponderados), respectivamente. O gráfico 7 apresenta uma estimativa dos valores de ESS para o mês de agosto.

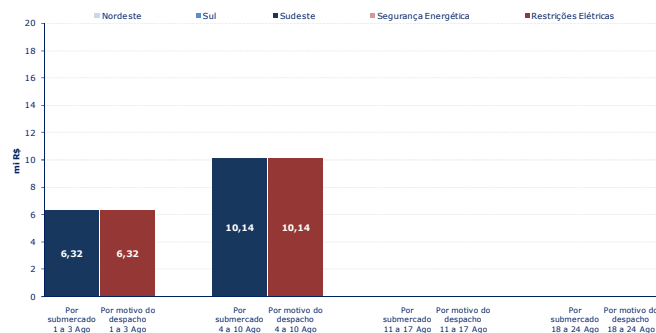


Gráfico 7 – Estimativa de ESS para o SIN

Os valores estimados para o período de 1 a 3 de agosto são obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Já a previsão para o período de 4 a 10 de agosto 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.