

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 agosto

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 28 de julho a 3 de agosto de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
pesada	90,43	90,43	90,43	90,43
Média	88,78	88,78	88,78	88,78
leve	87,12	87,12	87,12	87,12
Média Semanal	88,35	88,35	88,35	88,35

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:

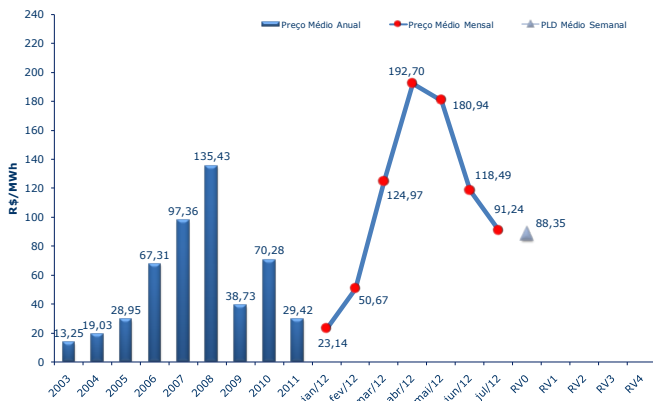


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

Decomposição da variação do PLD

Na última semana operativa de julho, o preço médio em todos os submercados foi fixado em R\$ 103,86/MWh. O valor obtido na primeira semana de agosto resultou em um PLD médio de R\$ 88,35/MWh para todos os submercados, correspondendo a uma redução de 15%.

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.

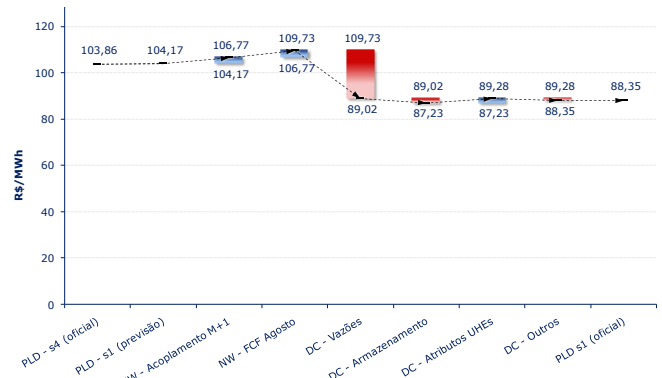


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD em todos os submercados

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\$ 2,60/MWh, demonstrada no passo "NW – Acoplamento M+1".

As Energias Naturais Afluentes - ENAs¹ passadas utilizadas na construção da função de custo futuro de agosto estão mais pessimistas em relação às utilizadas em julho. Aliada a essa redução, a oferta futura de usinas térmicas considerada pelo Newave também foi reduzida, o que resultou em uma função de custo futuro mais pessimista e ocasionou a elevação de cerca de R\$ 3 /MWh ilustrada no passo "NW – FCF Agosto".

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\$ 20,00/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 e 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.

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

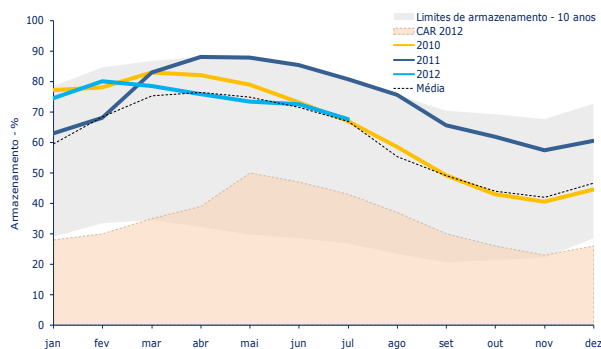


Gráfico 3 – Energia armazenada no submercado Sudeste/C. Oeste

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

Tabela 2 – Armazenamento inicial (em %)

SE/CO	S	NE	N
68	67	62	82

Tendência hidrológica

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

A tabela 3 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a agosto, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. Observa-se que as ENAs realizadas em julho nos submercados Sul, Nordeste e Norte foram inferiores à Média de Longo Termo - MLT², impactando a previsão para o mês de agosto e refletindo na função de custo futuro do modelo Newave.

Tabela 3 – ENAs passadas (em % da MLT)

Submercado	Ordem PAR (p)	Previsão Ago	Jul	Jun	Mai	Abr	Mar
SE/CO	1	120	127				
S	1	93	82				
NE	1	66	64				
N	2	77	75	67			

*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 - DMSE³ revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidroelétricas, termelétricas, eólicas e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs. A principal alteração em relação ao mês anterior ocorreu na oferta de energia das usinas térmicas do submercado Nordeste, conforme ilustra o gráfico 4. A oferta das usinas hidroelétricas e eólicas não sofreu alterações significativas.

² Média de Longo Termo - média das aflúências ocorridas no período de 1931 a 2009.

³ Depto de Monitoramento do Sistema Elétrico - órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

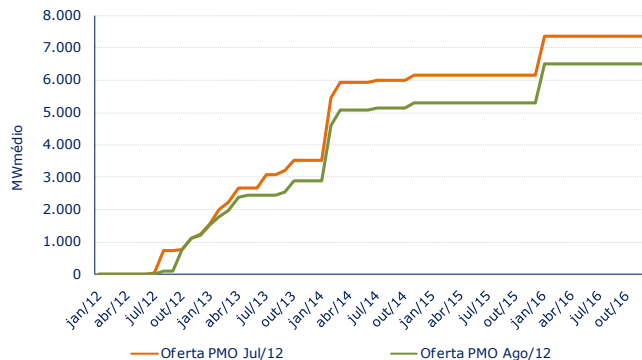


Gráfico 4 – Oferta de usinas térmicas

Os atrasos observados no início do horizonte de planejamento ocorreram por conta da postergação das datas de entrada em operação comercial das usinas Porto do Pecem I, Unidade Bioenergia Morro Vermelho e Alto Taquari. O atraso em Porto do Pecem I é decorrente da atualização de sua data de entrada em operação, seguindo o que está definido no novo cronograma de implantação de seu empreendedor. O atraso nas usinas Unidade Bioenergia Morro Vermelho e Alto Taquari ocorreu em decorrência do atraso na entrada em operação comercial da Instalação Compartilhada de Geração (ICG) a qual estas usinas se conectam.

O atraso mais representativo, ilustrado no gráfico 4 a partir de fevereiro de 2013, decorre da solicitação realizada pelo Grupo Bertin quanto à devolução das autorizações das usinas apresentadas na tabela 4:

Tabela 4 – Atraso em oferta térmica no Nordeste – Agosto de 2012

Usinas	Data em Jul/12	Data em Ago/12
Dias D'Ávila 1	Fev/13	Sem previsão
Senhor do Bonfim	Fev/13	Sem previsão
Camaçari 1	Jul/13	Sem previsão
Catu	Jul/13	Sem previsão
Dias D'Ávila 2	Jul/13	Sem previsão
Feira de Santana	Jul/13	Sem previsão
Iconha	Fev/14	Sem previsão
Nossa Senhora do Socorro	Fev/14	Sem previsão

A lista de todas as alterações no cronograma de entrada em operação comercial pode ser obtida nas apresentações do Programa Mensal de Operação - PMO⁴, 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 - CMO⁵ que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

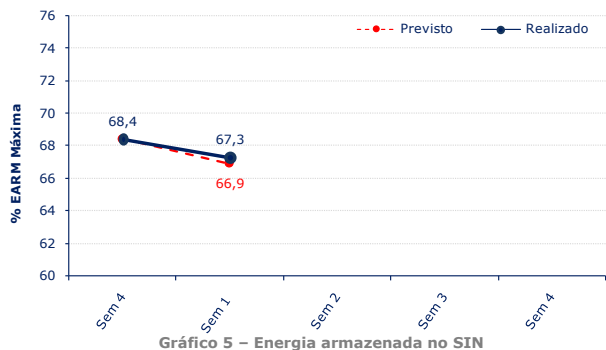
Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destacam-se o armazenamento inicial e a ENA média para acoplamento com o Newave.

⁴ 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.

⁵ Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

Armazenamento inicial

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



O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento de 66,9% (Energia Armazenada 191.949 MWh) para o início desta semana, no SIN. O armazenamento inicial efetivamente utilizado foi de 67,3% (Energia Armazenada 193.072 MWh) da energia armazenável máxima. Essa diferença corresponde a um aumento de aproximadamente 1.123 MWh de oferta hidráulica no Sistema.

A tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 5 - EARM previsto e realizado para a primeira semana de agosto

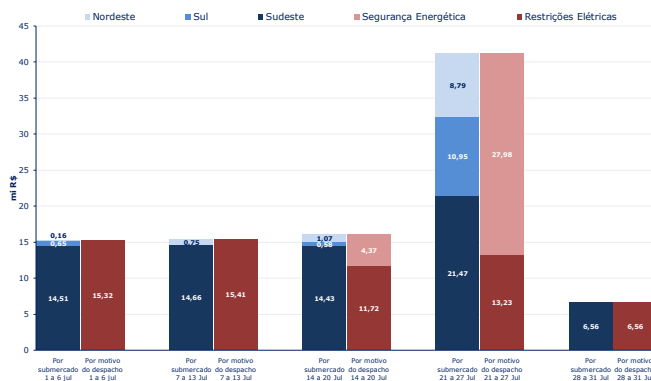
Submercado	RV0 - Ago - Previsto (MWh)	RV0 - Ago - Realizado (MWh)	Diferença (MWh)
SE	136.499	135.696	-803
S	12.517	13.223	706
NE	31.344	32.018	674
N	11.589	12.135	546

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 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 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 razão elétrica para a primeira semana, em um montante de 142, 17 MW médios (valores médios ponderados), respectivamente.



Os valores estimados para o período de 21 a 27 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 28 a 31 de julho foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicada no deck de dados do modelo Decomp.