

Análise do Preço Horário - Sombra

Impacto do preço horário na contabilização

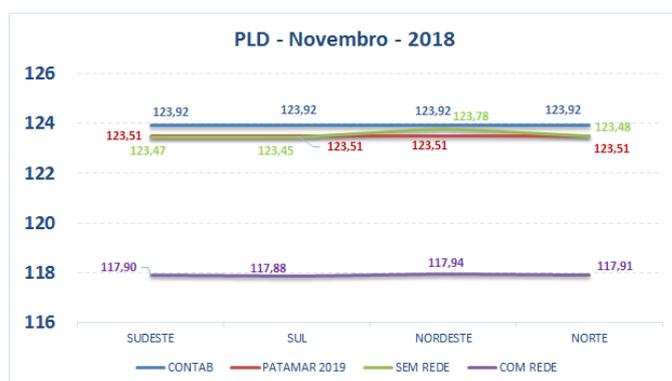
1. Introdução

Este boletim tem como objetivo apresentar uma análise expedita dos principais impactos do preço horário no processo de contabilização referente ao mês de novembro de 2018. Foram analisados 4 cenários: **contabilização**¹, **patamar**², **horário com rede**³ e **sem rede**⁴. Os efeitos analisados correspondem a valoração da energia processada no evento contabilização, de acordo com os preços obtidos nos demais cenários avaliados. Dessa forma, não são consideradas eventuais alterações nos perfis de consumo, geração e contratação dos agentes.

2. PLD

No gráfico abaixo são apresentados os PLDs médios em cada submercado.

Figura 1 – PLDs médios por submercado



O cenário que apresentou os menores valores de PLD foi o horário com rede, seguido pelo patamar (2019), horário sem rede e contabilização. Essa ordem também foi verificada por submercado. Nota-se que o submercado nordeste apresentou ligeiro descolamento em relação aos PLDs das demais regiões.

Observa-se uma estabilidade no preço médio em cada cenário ao longo do mês de novembro de 2018.

Na figura 2 são apresentados os PLDs médios por semana, patamar.

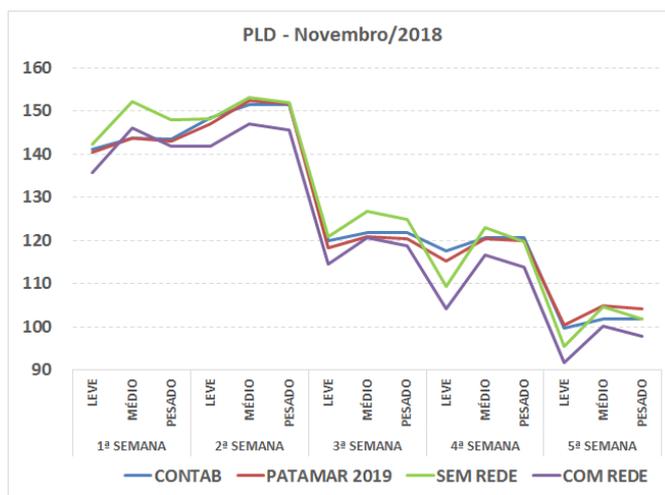
A partir da 3ª semana houve melhoras nas afluências que ocasionou uma diminuição do despacho térmico e conseqüentemente redução dos PLDs.

Além disso, verifica-se que os cenários horários com rede e sem rede apresentam maiores oscilações de preço, devido a capturar melhor as oscilações de mercado, vazões e demais variáveis.

¹ Corresponde aos resultados da contabilização oficial de novembro de 2018.

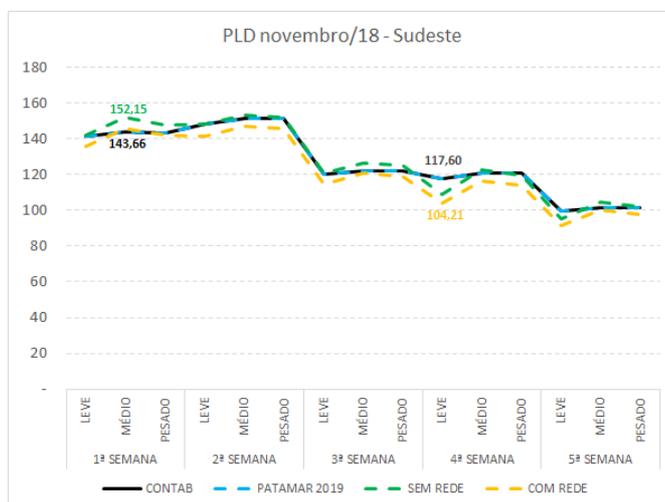
² Patamar: contabilização de novembro de 2018 considerando os patamares de carga a serem considerados a partir de 2019.

Figura 2- PLDs por semana, patamar



Na Figura 2 são apresentados os valores médios de PLD no submercado sudeste, em novembro de 2018, considerando o patamar de referência adotado para 2019 nos cenários de contabilização, patamar 2019, com rede e sem rede.

Figura 3 - PLDs médios por patamar/semana- submercado sudeste



Analisando-se os PLDs no submercado sudeste verificamos que as maiores diferenças entre os valores, em relação ao evento Contabilização, foram observadas no patamar leve, 4ª semana (13,39

³ Sem rede: contabilização de novembro de 2018 em base horária e sem rede elétrica.

⁴ Com rede: contabilização de novembro de 2018 em base horária e com rede elétrica.

Análise do Preço Horário - Sombra

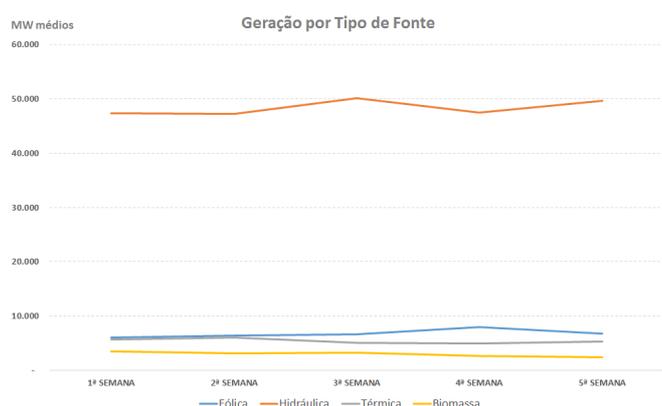
Impacto do preço horário na contabilização

R\$/MWh contabilização x com rede) e na 1ª semana, no patamar médio (8,49 R\$/MWh contabilização x sem rede).

Verifica-se o mesmo comportamento para os demais submercados.

A Figura 4 apresenta o comportamento da geração por tipo de fonte

Figura 3 – Geração por tipo de fonte



Nota-se que a partir da 3ª semana de novembro de 2018, houve redução da geração térmica, devido ora ao aumento da geração hidráulica, ora ao aumento da geração de usinas eólicas.

3. MCP

A tabela 1 apresenta os valores consolidados do MCP (R\$) positivo, nos 4 cenários analisados.

Componente	Contabilização	Sombra Patamar	Sem Rede	Com Rede
Resultado no MCP * (TM_MCPa,m)	1.412.137.344,82	1.403.771.387,95	1.413.854.815,99	1.349.191.449,63

Tabela 1 – Resultado do MCP

O valor de exposição positiva no MCP no caso **com rede** foi 4,5% inferior ao valor verificado no caso **contabilização** devido aos PLDs resultantes desse cenário serem inferiores aos PLDs verificados no cenário **contabilização**.

4. Encargos

A tabela a seguir apresenta os valores consolidados dos encargos em reais (R\$), por restrição de operação nos 4 cenários analisados. Não houve encargo por segurança energética em novembro de 2018.

Encargo	Contabilização	Sombra Patamar	Sem rede	Com rede
Restrição de Operação	111.363.133,04	111.429.064,68	111.666.756,29	113.319.962,38

Tabela 2 - Encargos

Os valores de encargo por restrição de operação nos casos **sem e com rede** apresentaram, em relação a **contabilização**, aumento de 0,3% e 1,8% respectivamente. Esses aumentos são decorrentes do aumento da diferença entre os valores dos PLD e CVU, utilizados na apuração dos encargos, serem maiores pois a **contabilização** apresenta o maior PLD.

5. Exposições Financeiras e Excedente Financeiro

A tabela a seguir apresenta os valores consolidados de excedente financeiro em reais (R\$), nos 4 cenários analisados.

Componente	Contabilização Novembro/18	Contabilização Sombra Novembro/18 - Patamar Sombra	Contabilização Sombra Novembro/18 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Novembro/18 - Preço Horário Com Rede
Excedente Financeiro (EXCFm)	444,090	0,080	289.571,760	75.937,310
Exposição Financeira Positiva do perfil de agente (EF_Pos)	70,820	-	65.093,680	42.081,440
Total de Recursos Disponível (RECDISPm)	514,910	0,080	354.665,440	118.018,750
Exposição Financeira Negativa do perfil de agente (EF_Neg)	1.921,360	-	638.232,260	174.710,460
Cobertura das Exposições Negativas do perfil de agente (COB_EF_Nm)	514,900	-	354.665,460	118.018,760
Total de Exposições Negativas Remanescente (TEF_N_REMm)	1.403,630	-	282.066,120	56.196,010
Total das Exposições Negativas Líquidas (TEF_N_LFm)	1.403,700	-	282.066,100	56.195,950
Total de Recurso Disponível para Alívio de Exposições Anteriores (TRD_EFAm)	-	0,080	-	-
Total de Recursos Utilizados para Compensação de Exposições Negativas do mês anterior (TRUC_EFAm)	-	0,080	-	-
Reserva para Alívio do Encargo de Serviço do Sistema (TRU_ESSm)	-	-	-	-

Tabela 3 - Exposições financeiras e excedente financeiro

Todos os casos **contabilização, patamar sombra, com rede e sem rede** apresentaram pequenas diferenças de PLDs entre os submercados, assim, os valores de excedente financeiro e de exposições financeira foram de pequena magnitude, sendo que o caso **patamar sombra** apresentou resultados insignificantes para o mês de novembro/18. Os casos **sem e com rede** apresentaram pequenas diferenças entre os valores dos PLDs em todos os submercados na maior parte do tempo resultando em maiores exposições e excedente financeiro. As exposições financeiras positivas e o excedente financeiro foram da ordem de milhares de reais. No caso **sem rede**, o total de recursos foi de R\$ 289,6 mil não sendo suficiente para abater as exposições negativas do mês (R\$ 638,2 mil). No caso **com rede** o total de recursos (R\$ 75,4 mil) também não foi suficiente para alívio de exposições negativas do mês (R\$ 174,7 mil).

6. Efeito da contratação por disponibilidade

A tabela a seguir apresenta os valores consolidados de efeito da contratação por disponibilidade em reais (R\$), nos 4 cenários analisados.

Componente	Contabilização	Patamar Sombra	Preço Horário Sem Rede	Preço Horário Com Rede
Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto	-263.450.453,65	-262.861.657,27	-264.202.149,42	-252.264.651,67
Total de Encargos	42.815.018,09	42.818.382,84	42.884.372,84	43.310.285,24
Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto	-220.635.435,62	-220.043.274,75	-221.317.776,50	-208.954.366,14

Tabela 4 - Efeito da contratação por disponibilidade

Os montantes de geração foram inferiores aos montantes contratados, resultando em exposições negativas a serem repassadas aos distribuidores. O caso **sem rede** resultou em maiores valores de exposições no mercado de curto prazo, devido aos PLDs nos períodos de exposição serem superiores aos valores obtidos nos demais casos.

7. Cotas de energia nuclear

A tabela a seguir apresenta os valores consolidados de efeito da contratação de cotas de energia nuclear em reais (R\$), nos 4 cenários analisados.

Análise do Preço Horário - Sombra

Impacto do preço horário na contabilização

Resultado Final do Rateio de Cotas de energia nuclear (R\$)			
Contabilização	Patamar Sombra	Preço Horário	Preço Horário
Novembro/18		Sem Rede	Com Rede
- 28.618.085,95	- 28.587.566,45	- 28.902.144,12	- 27.606.222,80

Tabela 5- Resultado final do rateio de cotas de energia nuclear

Em novembro os montantes gerados em Angra 1 e 2 foram inferiores aos montantes contratados resultando em efeitos negativos a serem repassados aos distribuidores. O caso **sem rede** apresentou valor superior (1,0%), de efeitos da contração de energia de nuclear, em relação ao caso contabilização.

8. Cotas de garantia física

A tabela a seguir apresenta os valores consolidados de efeito da contratação de cotas de garantia física em reais (R\$), nos 4 cenários analisados.

Resultado Final do Rateio de Cotas dos cotistas (R\$)			
Contabilização	Patamar Sombra	Preço Horário	Preço Horário
Novembro/18		Sem Rede	Com Rede
-140.905.867,66	-140.582.912,48	-140.600.008,42	-136.021.414,71

Tabela 6 – Cotas de garantia física

Em novembro/18 os montantes gerados pelas usinas em regime de cotas de garantia física foram inferiores aos montantes contratados resultando em efeitos negativos a serem repassados aos distribuidores. Os casos **contabilização** e **sem rede** apresentaram os maiores valores a serem repassados aos distribuidores devido aos maiores PLDs verificados nesses casos e utilizados na valoração das exposições do MCP.

9. Cotas de Itaipu

A tabela a seguir apresenta os valores consolidados de efeito da contratação de cotas de Itaipu em reais (R\$), nos 4 cenários analisados.

Componente	Contabilização	Patamar Sombra	Preço Horário	Preço Horário
	Novembro/18		Sem Rede	Com Rede
Efeitos no Mercado de Curto Prazo para Repasse de Itaipu	- 78.374.781,85	-78.152.019,73	-78.336.186,24	-74.793.986,58
Efeitos do MRE para Repasse de Itaipu	34.835.118,67	34.835.100,08	34.797.242,57	34.797.242,57
Alívio Retroativo para Repasse de Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00
Exposições Financeiras de Submercados para Repasse de Itaipu	-165,15	0,00	-49.709,11	-34.827,89

Tabela 7 – Cotas de Itaipu

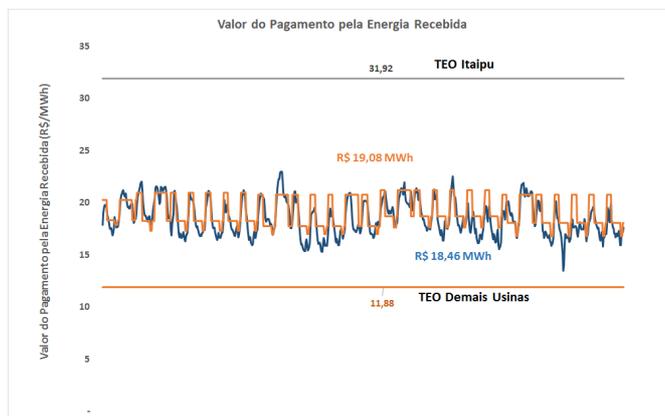
Em novembro/18 os montantes de energia alocadas para Itaipu (geração menos alocações no MRE) foram inferiores aos montantes contratados resultando em efeitos negativos no MCP a serem repassados aos distribuidores. Os casos **contabilização** e **sem rede** apresentaram os maiores valores a serem repassados aos distribuidores devido aos maiores PLDs verificados nesses casos e utilizados na valoração das exposições do MCP. Os montantes mensais consideraram os recebimentos pela energia alocada de Itaipu valorados a tarifa de energia de otimização, TEO, de Itaipu, que alocou energia para o MRE em todos os patamares.

10. MRE

As realocações de energia no MRE são valoradas a tarifa de energia de otimização, TEO, sendo o valor de 31,92 R\$/MWh para Itaipu e 11,88 R\$/MWh para as demais usinas. Assim, por exemplo, se em um dado patamar a energia alocada por Itaipu para as demais usinas representar 20% do total alocado, Itaipu terá recebimento por sua energia entregue valorada a 31,92 R\$/MWh e as demais usinas pagarão pela energia um mix de 80% da energia recebida valorada a 11,88 R\$/MWh e 20% valorada a TEO de Itaipu.

O gráfico a seguir apresenta em cada hora os valores a serem pagos pelos montantes de energia recebida no MRE.

Figura 4 – Valor Pago pelo Recebimento de Energia no MRE



Uma usina que tenha entregado energia na primeira semana, na hora 1 e recebeu a mesma quantidade de energia na hora 2, teria valor zero de compensações se fossem horas de um mesmo patamar. Nos casos com o processamento horário, as compensações dependeriam do mix de entrega de Itaipu e das demais usinas, em cada hora.

Componente	Contabilização	Patamar Sombra	Preço Horário	Preço Horário
	Novembro/18		Sem Rede	Com Rede
Pagamento/Recebimento (R\$)	176.329.486,22	176.964.819,51	186.642.583,70	186.642.583,70
Entrega/Recebida (MWh)	9.241.200,06	9.294.680,29	10.109.326,93	10.109.326,93

Tabela 8 – Compensações no MRE

Os resultados mostram que nos casos com preço horário, houve aumento dos valores transacionados devido ao menor nível de compensação verificada nos casos por patamar.

Na contabilização o cálculo da energia recebida considera para cada usina, semana, patamar, o montante líquido recebido, valorado pelo valor médio da energia entregue. Esse valor é determinado a partir de eventuais montantes entregues por Itaipu, valorados pela TEO de Itaipu, 31,92 R\$/MWh e pelos montantes entregues pelas demais usinas, valorados a 11,88 R\$/MWh.

Na análise comparativa entre o evento contabilização por patamar e o evento horário, deve ser observado em cada hora (i) a diferença entre o custo da energia recebida (horário) e o custo médio (por patamar) e (ii) a diferença entre a energia recebida (horário) e a energia média (patamar).

Análise do Preço Horário - Sombra

Impacto do preço horário na contabilização

A seguir foi avaliada a energia recebida no MRE, na segunda semana, no patamar de carga pesada, pelas usinas que tiveram energia recebida positiva no balanço desse período.

O gráfico a seguir ilustra as diferenças horárias de energia recebida líquida (energia recebida menos energia entregue) em relação à média no patamar de carga pesada, na segunda semana de outubro. Também são apresentados os respectivos custos horários e médios (patamar).

Foi observado que na apuração horária o custo a ser pago (somente dos resultados positivos) no MRE foi R\$ 50,5 mil inferior frente ao apurado na contabilização.

