

## Análise do Preço Horário - Sombra

### Impacto do preço horário na contabilização

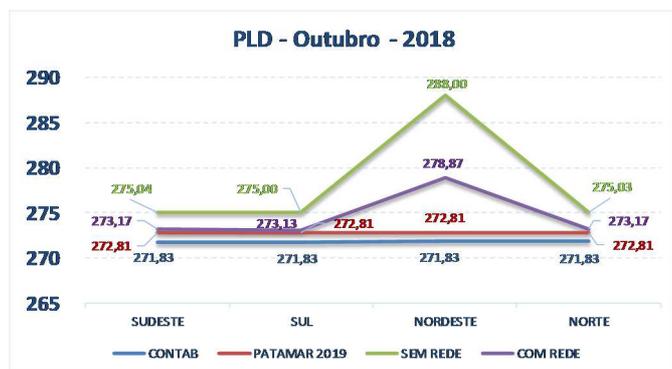
#### 1. Introdução

Este primeiro boletim tem como objetivo apresentar uma análise expedita dos principais impactos do preço horário no processo de contabilização referente ao mês de outubro de 2018. Foram analisados 4 cenários: **contabilização**<sup>1</sup>, **patamar**<sup>2</sup>, **com rede**<sup>3</sup> e **sem rede**<sup>4</sup>. 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 caso Contabilização. Em seguida os casos patamar (2019), com rede e sem rede. Essa ordem também foi verificada por submercado. Verifica-se que o submercado nordeste apresentou descolamento mais significativo em relação aos PLD's dos demais submercados no cenário de PLD horário registrando o maior valor de PLD e as maiores diferenças de valores entre os quatro cenários.

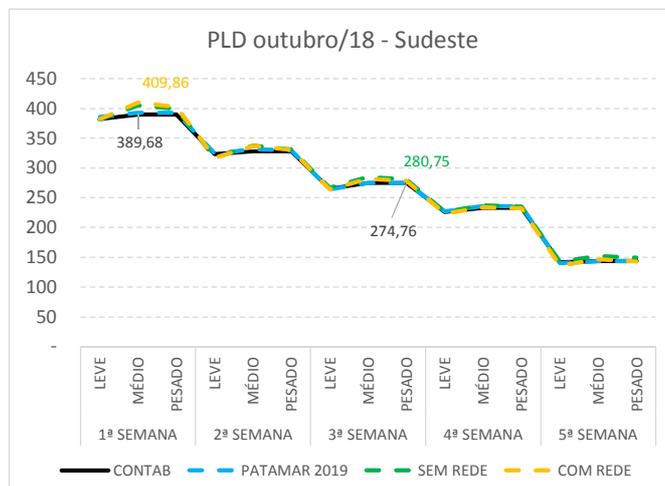
Na análise de PLDs apresentada a seguir, considerou-se nos 4 cenários, os resultados médios nos patamares de carga a serem considerados em 2019.

Na Figura 2 são apresentados os valores médios de PLD no submercado sudeste, em outubro de 2018, por patamar (ref. 2019) para os cenários contabilização, patamar, com rede e sem rede.

Figura 2- PLDs médios por patamar/semana- submercado sudeste

<sup>1</sup> Corresponde aos resultados da contabilização oficial de outubro de 2018.

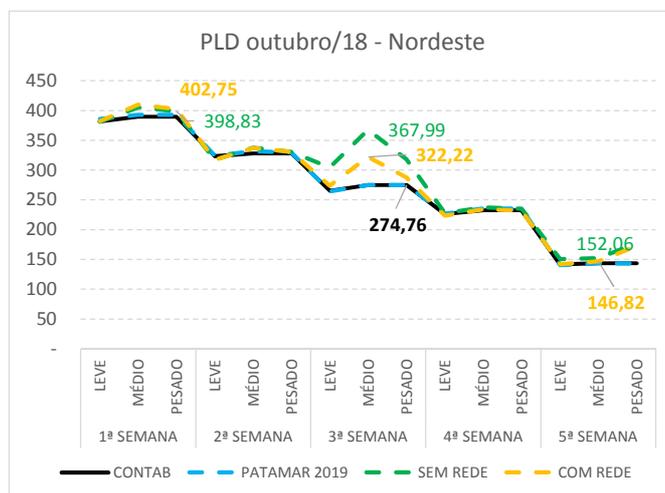
<sup>2</sup> Patamar: contabilização de outubro de 2018 considerando os patamares de carga a serem considerados a partir de 2019.



Analisando-se os PLDs no submercado sudeste verificamos que as maiores diferenças entre os valores, em relação ao caso Contabilização, foram observadas no patamar médio, 1ª semana (20,18 R\$/MWh contabilização x com rede) e na 3ª semana (9,9 R\$/MWh contabilização x sem rede).

Os PLDs nos submercados sudeste, sul e norte não apresentaram diferenças.

Figura 3 - PLDs médios por patamar/semana – submercado nordeste



Analisando-se os PLDs no submercado nordeste verificamos que as maiores diferenças entre os valores, em relação ao caso Contabilização,

<sup>3</sup> Sem rede: contabilização de outubro de 2018 em base horária e sem rede elétrica.

<sup>4</sup> Com rede: contabilização de outubro de 2018 em base horária e com rede elétrica.

## Análise do Preço Horário - Sombra

### Impacto do preço horário na contabilização

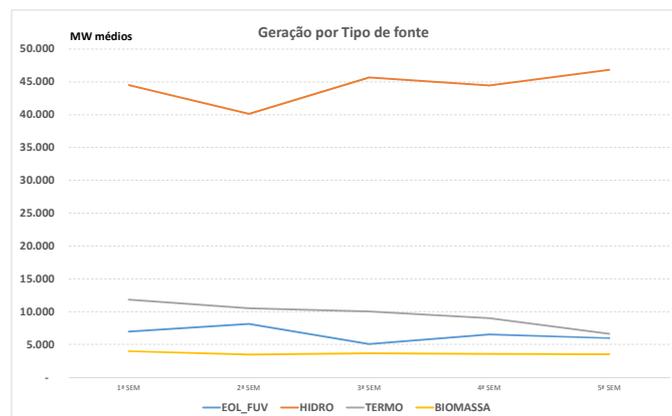
foram observadas em relação à contabilização no patamar médio, 1ª semana um acréscimo de 20,19 R\$/MWh no cenário com rede e na 3ª semana um acréscimo de 93 R\$/MWh no cenário sem rede e no patamar pesado na 5ª semana um acréscimo de 33,5 R\$/MWh no cenário sem rede.

Verifica-se também que houve grande queda nos PLDs ao longo desse mês em todos os cenários. Outro ponto importante é que nos cenários com rede e sem rede houve maior aumento do PLD pesado e médio em relação ao PLD da carga leve.

Na análise por submercado, os PLDs observados nos cenários sem rede e com rede foram superiores aos demais cenários, sobretudo na terceira semana, no patamar de carga pesada do submercado nordeste, devido ao menor despacho de usinas eólicas nesse submercado, e consequentemente, ao aumento no despacho térmico.

Ao longo do mês de outubro de 2018, houve queda nos PLDs médios por conta da redução do despacho térmico, devido ora ao aumento da geração hidráulica, ora ao aumento do despacho de usinas eólicas.

Figura 4 – Geração por tipo de fonte



### 3. MCP

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

Componente	Contabilização	Sombra Patamar	Sem Rede	Com Rede
Resultado no MCP	3.116.742.578,50	3.130.706.339,91	3.222.246.933,32	3.178.551.533,02

Tabela 1 – Resultado do MCP

O valor de exposição positiva no MCP no caso **sem rede** foi 3,4% superior ao valor verificado no caso **contabilização** devido aos PLDs resultantes desse cenário serem superiores aos PLDs verificados no cenário **contabilização**, sobretudo na 3ª semana.

### 4. Encargos

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

Encargo	Contabilização	Sombra Patamar	Sem rede	Com rede
Restrição de Operação	114.262.363,42	114.275.252,26	105.286.766,28	109.539.341,95
Segurança energética	5.259.309,26	4.992.761,38	4.650.813,03	4.352.121,90

Tabela 2 - Encargos

Os valores de encargo por restrição de operação nos casos **sem e com rede** apresentaram, em relação a **contabilização**, redução de 7,9% e 4,1% respectivamente. Os valores de encargo por segurança energética nos casos **patamar, sem e com rede** apresentaram, em relação a **contabilização**, redução de 5,1%, 11,6% e 17,2% respectivamente. Essas reduções são decorrentes da diminuição da diferença entre os valores dos PLD, mais elevados do que no caso **contabilização**, em relação aos custos unitários declarados pelas usinas, utilizados na apuração dos encargos. Portanto, nesses casos, houve maior valoração da energia ao PLD em relação aos valores contabilizados como encargos.

### 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	Patamar Sombra	Preço Horário Sem Rede	Preço Horário Com Rede
Excedente Financeiro	1.050,540	0,340	33.831.597,200	14.272.865,870
Exposição Financeira Positiva	111,610	-	96.616,080	157.520,890
Recursos Disponíveis	1.162,150	0,340	33.928.213,280	14.430.386,760
Exposição Financeira Negativa	3.109,830	-	24.495.929,270	12.276.912,610
Cobertura das Exposições Negativas	1.162,140	-	24.495.929,270	12.276.912,610
Exposições Negativas Remanescentes	1.942,120	-	-	-
Exposições Negativas Líquidas	1.942,080	-	-	-
Recurso Disponível para Alívio de Exposições Anteriores	-	0,340	9.432.284,010	2.153.474,150
Recursos Utilizados para Compensação de Exposições Negativas do mês anterior	-	0,340	2.148.757,710	2.148.757,710
Reserva para Alívio do Encargo de Serviço do Sistema	-	-	7.283.526,300	4.716,440

Tabela 3 - Exposições financeiras e excedente financeiro

Os casos **contabilização** e **patamar** não apresentaram diferenças significativas de PLDs entre os submercados, assim, os valores de excedente financeiro e de exposições financeiras nesses casos podem ser desconsiderados. Os casos **sem e com rede** apresentaram diferenças entre os valores dos PLDs no submercado nordeste em relação aos valores nos demais submercados sudeste, sul e norte, que resultaram com mesmo valor de PLD. As exposições financeiras positivas foram da ordem de alguns milhares de reais. Já o excedente financeiro apresentou valores da ordem de milhões de reais. No caso **sem rede**, o total de recursos foi de R\$ 33,9 milhões sendo suficiente para abater as exposições negativas do mês (R\$ 24,5 milhões) e anteriores (R\$ 9,4 milhões) e encargos R\$ 7,3 milhões. No caso **com rede** o total de recursos (R\$ 14,4) foi suficiente para alívio de exposições negativas do mês (R\$ 12,3) e anteriores de R\$ 2,1 milhões.

## Análise do Preço Horário - Sombra

### Impacto do preço horário na contabilização

#### 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	-91.058.252,43	-91.096.705,36	-108.732.032,48	-98.113.592,99
Total de Encargos Associado ao Produto	57.142.725,19	57.228.649,23	49.835.693,41	53.118.773,95
<b>Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto</b>	<b>-33.915.527,32</b>	<b>-33.868.055,89</b>	<b>-58.896.339,00</b>	<b>-44.994.819,18</b>

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 **com rede** resultou em maiores valores de exposições no mercado de curto prazo, devido aos PLDs nesse caso serem superiores aos valores obtidos nos demais casos, nos momentos de exposição.

#### 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.

Resultado Final do Rateio de Cotas de energia nuclear (R\$)			
Contabilização Outubro/18	Patamar Sombra	Preço Horário Sem Rede	Preço Horário Com Rede
41.580.125,42	41.790.805,67	41.048.259,94	41.021.147,89

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

Em outubro os montantes gerados em Angra 1 e 2 foram superiores aos montantes contratados resultando em efeitos positivos a serem repassados aos distribuidores. Os casos **com rede** e **sem rede** apresentaram valores inferiores (-1,3%), de efeitos da contratação 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 Outubro/18	Patamar Sombra	Preço Horário Sem Rede	Preço Horário Com Rede
-408.098.639,91	-409.602.224,38	-421.471.898,80	-414.549.311,86

Tabela 6 – Cotas de garantia física

Em outubro/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 **com rede** 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 Sem Rede	Preço Horário Com Rede
Efeitos no Mercado de Curto Prazo para Repasse de Itaipu	-279.935.063,91	-280.947.389,28	-284.221.293,19	-282.266.846,92
Efeitos do MRE para Repasse de Itaipu	58.341.476,06	58.162.313,20	56.640.706,36	56.640.706,36
Alívio Retroativo para Repasse de Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00
Exposições Financeiras de Submercados para Repasse de Itaipu	-228,48	0,01	205.315,20	205.902,37

Tabela 7 – Cotas de Itaipu

Em outubro/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 **com rede** 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

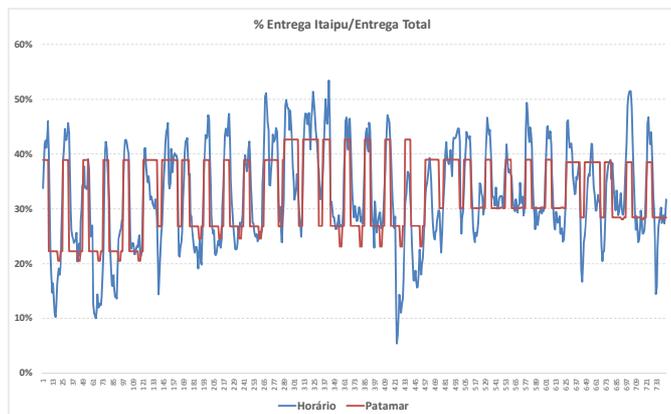
As realocações de energia no MRE são valoradas a tarifa de energia de otimização, TEO, sendo o valor de 31,92 R\$/MWh para Itaipu e 11,88 R\$/MWh para as demais usinas. Assim, por exemplo, se em um dado patamar a energia alocada por Itaipu para as demais usinas representar 20% do total alocado, Itaipu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

Em outubro/18 Itaipu alocou energia em todas as semanas para as demais usinas. O gráfico apresenta por patamar os percentuais alocados por Itaipu em relação ao total alocado.

## Análise do Preço Horário - Sombra

### Impacto do preço horário na contabilização

Figura 5 – Percentual de entrega de Itaipu em relação ao total



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 Outubro/18	Patamar Sombra	Preço Horário Sem Rede	Preço Horário Com Rede
Pagamento/Recebimento (R\$)	175.683.675,21	175.940.525,81	184.518.736,90	184.518.736,90
Entrega/Recebida (MWh)	9.363.645,19	9.385.265,77	10.107.335,36	10.107.335,36

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.