

Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico

Subgrupo de Trabalho de Operação e Preço

Decisões metodológicas atreladas ao cálculo do PLD horário

Sumário

1. Apresentação	3
2. PLD horário com representação dos limites de intercâmbios entre submercados ou por modelo de rede elétrica completa.....	5
2.1. Experiência Internacional.....	5
2.2. Critérios de avaliação de sinal econômico	6
2.2.1. Correlação	7
2.2.1.1. Correlação em relação ao CMO da barra	7
2.2.1.2. Correlação em relação ao PLD Decomp	10
2.2.2. Aderência do sinal econômico	11
2.2.2.1. Aderência do sinal econômico em relação ao CMO da barra	11
2.2.2.2. Aderência do sinal econômico em relação ao PLD Decomp	13
2.2.3. Avaliação de encargos	14
2.2.4. Desvio padrão temporal - volatilidade	17
2.2.5. Previsibilidade e complexidade	19
2.2.6. Tempo computacional	20
2.3. Análise comparativa dos resultados	20
2.4. Considerações finais.....	21
3. Definição do PLD em hora cheia	22
3.1. Experiência Internacional.....	23
3.2. Metodologia de Cálculo do PLD Horário	24
3.2.1. Qualidade do Sinal Econômico	25
3.2.2. Encargos.....	28
3.2.3. Volatilidade	30
3.2.4. Análise comparativa de resultados.....	31
4. Tratamento das decisões binárias para determinação do CMO/PLD.....	32
5. Considerações finais e recomendações	33
6. Referências bibliográficas	34

1. Apresentação

Este relatório está inserido no contexto do Subgrupo de Trabalho de Operação e Preço (SGOP) criado pelo Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, instituída pela Resolução CNPE nº 1, de 2007 e regulamentada pela Portaria MME nº 47, de fevereiro de 2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME – Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética, ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

O Subgrupo de Trabalho de Operação e Preço é coordenado pela CCEE (representada pela Gerência Executiva de Preços - GEPRE) e pelo ONS (representado pela Gerência Executiva de Planejamento Energético) e conta com a participação da EPE (representada pela Assessoria da Presidência e Superintendência de Planejamento da Geração – SGE), do MME (representado pelas Secretarias de Energia Elétrica – SEE, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE e Assessoria Econômica - ASSEC) e da ANEEL (representada pela Superintendência de Regulação da Geração – SRG). O grupo conta com a assessoria técnica do CEPEL (representado pelo Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente).

Este relatório tem por objetivo apresentar as análises conceituais e resultados das simulações atreladas às propostas de decisões metodológicas que serão adotadas pelo modelo DESSEM para aplicação nos estudos oficiais de planejamento da operação e formação de preços a partir de 2020.

Isso posto, este relatório apresenta os estudos realizados no âmbito do SGOP ao longo do ciclo de trabalho 2018/2019, visando sua ampla divulgação e o recebimento de contribuições da sociedade, que serão fundamentais para o processo de tomada de decisão.

Para cada uma das decisões metodológicas de precificação que devem ser tomadas, são apresentadas neste relatório diferentes alternativas de implantação e é avaliado o desempenho de cada uma dessas alternativas em relação a critérios diversos, que vão desde qualidade do sinal econômico embutido nos preços até o tempo de processamento dos modelos computacionais oficiais utilizados na formação de preços.

A CPAMP entende ser importante que os agentes de mercado e demais segmentos da sociedade não apenas utilizem este relatório para entender o desempenho de cada uma das alternativas de implantação aqui analisadas, mas também apresentem, na consulta pública, contribuições que deixem transparecer quais dos critérios avaliados percebem ser mais importantes para a realidade do setor elétrico brasileiro.

Como diferentes alternativas metodológicas tem desempenhos distintos (e, por vezes, quase opostos) em relação aos critérios, elencar uma ordem de prioridade para os critérios aqui analisados, levando em conta as particularidades do mercado brasileiro atual e a direção de seu aprimoramento futuro, permitirá orientar a decisão metodológica a ser tomada.

Reforçamos, com esse propósito, o convite às contribuições dos agentes e demais segmentos da sociedade a esta consulta pública.

2. PLD horário com representação dos limites de intercâmbios entre submercados ou por modelo de rede elétrica completa

Atualmente o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado semanalmente, considerando três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro, com a aplicação dos modelos NEWAVE (Elvira et al, 2018) e DECOMP (Diniz et al, 2018). Assim, o PLD é calculado *ex-ante* (com as previsões de carga, vazões e disponibilidade de usinas) para a semana operativa subsequente. Nesse contexto, o PLD tem por objetivo valorar as diferenças entre a energia contrata pelos agentes e a energia efetivamente consumida ou gerada.

Ainda, o PLD representa o custo de oportunidade da energia elétrica no curto prazo para os geradores, que podem vender a energia ao PLD caso ela não esteja comprometida em contratos; ou para os consumidores, que podem vender a energia elétrica ao PLD considerando a diferença entre contratos e consumos efetivos dessa energia (CASTRO, 2014).

Na Consulta Pública - CP nº 33/2017 é prevista a implementação de preços com intervalo máximo horário até o ano de 2020. Essa mudança de paradigma resultará numa maior aproximação do preço a realidade operativa do SIN. Como consequência espera-se, por exemplo, a redução de encargos, representação mais fidedigna das fontes intermitentes, viabilização de novos serviços, como a resposta da demanda, sistemas de armazenamento, dentre outros.

Nesse contexto, essa seção tem por objetivo avaliar as duas opções de cálculo do PLD horário, que podem ser implementadas em 2020 no modelo DESSEM (CEPEL, 2018), são elas:

- PLD horário com a representação da rede elétrica completa (conjuntural), neste relatório referenciado como caso com rede.
- PLD horário com a representação dos intercâmbios entre os submercados, neste relatório referenciado como caso sem rede.

2.1. Experiência Internacional

Para subsidiar a decisão do PLD horário com representação dos limites de intercâmbios entre submercados ou por modelo de rede elétrica completa (conjuntural), pesquisou-se pela experiência internacional do cálculo do CMO, no mercado spot, em alguns países. A tabela 1 apresenta a metodologia de cálculo para alguns países selecionados.

Tabela 1 - Experiência internacional na formação do preço zonal.

Local	Metodologia
Itália 	No mercado controlado pelo <i>Gestore Mercati Energetici</i> (GME) existem 6 zonas. Os preços são calculados de forma zonal e consideram-se apenas os limites de intercâmbio.
Nord Pool 	No <i>Nord Pool</i> existem 15 zonas em que os preços são calculados de forma zonal e consideram-se apenas os limites de intercâmbio.
Austrália 	No <i>Australian Energy Market Operator</i> (AEMO) existem 5 zonas e o preço é calculado de forma zonal, onde cada zona é representada por um nó de referência que está localizado no, ou próximo ao, maior centro de carga. Consideram-se apenas a representação dos limites de intercâmbio para cálculo do preço.
México 	O mercado de energia, controlado pelo <i>Centro Nacional de Control de Energia</i> (CENACE), é dividido em 9 zonas. O preço é calculado de forma nodal, contudo para se obter o preço zonal é realizada uma média ponderada pela carga e geração de cada nó.
Nordeste dos EUA 	O <i>PJM Interconnection</i> está dividido em zonas, agregados e barramentos, a depender do tipo de agente. O preço é calculado de forma nodal, contudo para se obter o preço zonal é realizada uma média ponderada pela carga e/ou geração de cada nó a depender do tipo de agente: geração, distribuição, consumo.
Singapura 	Em Singapura, no mercado controlado pelo <i>Energy Market Authority</i> (EMA), há apenas uma zona. Assim, para a geração o preço é nodal e para o consumo o preço é zonal obtido pela média de preços de cada nó ponderado pela respectiva carga.

2.2. Critérios de avaliação de sinal econômico

Para subsidiar a tomada de decisão da adoção do PLD horário com rede ou sem rede, foram realizadas uma série de estudos, no âmbito do SGOP ao longo do ciclo de trabalho de 2018/2019, com objetivo avaliar a qualidade do sinal econômico do CMO/PLD.

Nas próximas seções descrevem-se as métricas que foram empregadas para avaliar os resultados obtidos com as simulações que consideraram tanto a representação de rede elétrica (conjuntural) - caso com rede, quanto os casos que consideram a representação dos intercâmbios entre os submercados – caso sem rede.

2.2.1. Correlação

A correlação é uma análise descritiva que provê um número que resume o grau de relacionamento entre duas variáveis, além de indicar a força e a direção do relacionamento entre essas variáveis. A correlação não pode ser maior do que 1 ou menor do que -1. Uma correlação próxima a zero indica que as duas variáveis não estão relacionadas.

Uma correlação positiva indica que as duas variáveis movem juntas, quanto mais próximo de um for a correlação, mais forte será a relação entre duas variáveis. Uma correlação negativa indica que as duas variáveis se movem em direções opostas, quanto mais próxima de menos um a correlação ficar, mais forte será essa relação entre as duas variáveis.

2.2.1.1. Correlação em relação ao CMO da barra

Dessa forma, para avaliar a qualidade do sinal econômico de cada uma das opções de cálculo do CMO, seja ele com rede ou sem rede em relação ao CMO de uma barra ($CMO_{barra(k)}$) que pertence a um submercado, usou-se a métrica da correlação, cujas equações são indicadas a seguir.

a) $CMO_{barra(k)}$ e $CMO_{com rede}$

$$\rho_{com rede} = \frac{\sum_{i=1}^n (CMO_i^{com rede (subm)} - \overline{CMO}_i^{com rede (subm)}) \cdot (CMO_i^{barra(k)} - \overline{CMO}_i^{barra(k)})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (CMO_i^{com rede (subm)} - \overline{CMO}_i^{com rede (subm)})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (CMO_i^{barra(k)} - \overline{CMO}_i^{barra(k)})^2}}$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

b) $CMO_{barra(k)}$ e $CMO_{sem rede}$

$$\rho_{sem rede} = \frac{\sum_{i=1}^n (CMO_i^{sem rede (subm)} - \overline{CMO}_i^{sem rede (subm)}) \cdot (CMO_i^{barra(k)} - \overline{CMO}_i^{barra(k)})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (CMO_i^{sem rede (subm)} - \overline{CMO}_i^{sem rede (subm)})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (CMO_i^{barra(k)} - \overline{CMO}_i^{barra(k)})^2}}$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

Onde:

i representa um estágio semi-horário.

n representa o número total da amostra, ou seja, n° de dias * n° de estágios.

A amostra avaliada compreende os meses de janeiro/2019, fevereiro/2019 e março/2019, pois, para esse período, estão disponíveis os decks em que foram incorporadas as funcionalidades de ciclo combinado, *unit commitment* térmico - UCT, restrições de segurança linear por partes e restrições de segurança por tabelas, nos decks com rede e sem rede.

Desse modo, foi calculada a correlação de uma determinada barra “k” de um submercado, para cada um dos estágios “i”, relacionada ao CMO¹ calculado com rede e sem rede para o estágio considerando o mesmo estágio “i” em questão.

A premissa adotada para essa análise é a que o melhor sinal econômico é dado pelo CMO das barras, nesse caso considerado com o ábaco, e com isso compara-se o quão aderente é o sinal do CMO calculado, tanto pelo caso com rede, quanto pelo caso sem rede.

As correlações calculadas para os casos analisados foram ordenadas da barra da menor para a maior correlação. Nos gráficos, o eixo x corresponde à porcentagem (%) da carga total do submercado conectada a cada barra, com objetivo de facilitar a comparação das curvas, compreendendo qual a porcentagem (%) da carga do submercado cuja correlação é inferior a um dado valor. A seguir apresentam-se os gráficos com os resultados dessa avaliação para as barras de demanda.

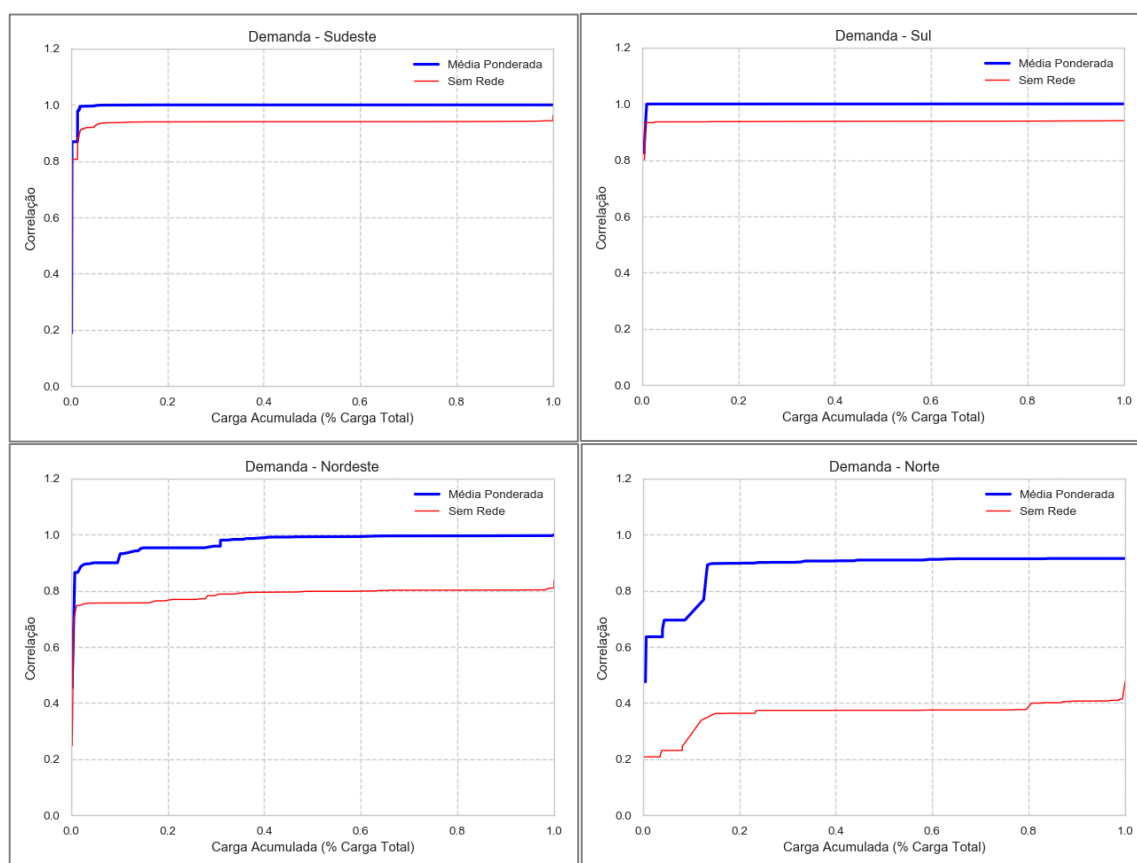


Figura 1 – Correlação para barras de carga

Os resultados da Figura 1 indicam que existe uma forte² correlação entre o CMO das barras de demanda e o CMO calculado para o caso com rede (média ponderada). Já para o caso sem rede essa correlação não é tão forte para os submercados Sudeste, Sul e Norte. Contudo, ainda há

¹ Para as análises apresentadas nesse relatório não foram considerados os limites do PLD_{min} e PLD_{max} e a discretização considerada é a semi-horária para ambas as alternativas.

² Para Dancey e Reidy (2005) valores de correlação entre 0,10 e 0,30 indicam uma correlação fraca; entre 0,40 e 0,60 indicam uma correlação moderada; de 0,7 até 1 a correlação é forte.

uma correlação positiva entre as duas variáveis, o que indica que elas se movem na mesma direção, indicando a coerência do sinal econômico do CMO calculado para o caso sem rede.

Para o submercado Norte, a correlação entre CMO das barras de demanda e o caso sem rede é pequena. Isso se justifica pela especificação que foi adotada até então pelo SGOP, no uso do modelo DESSEM, para o caso sem rede para a representação das restrições internas a esse submercado, as quais impactam diretamente o intercâmbio entre submercados.

Um aperfeiçoamento nessa especificação, para que sejam tratadas as restrições internas aos submercados, já foi solicitado ao CEPEL que está trabalhando na modelagem e implementação de tais restrições. Os resultados que decorrerão desse aprimoramento serão divulgados para o mercado no âmbito da operação sombra do preço horário, tão logo a versão do modelo DESSEM esteja apta para esse uso.

Ressalta-se que com essa implementação a conclusão final deste relatório não mudará substancialmente pois, muito provavelmente, a correlação entre o CMO da barra (demanda ou geração) e o CMO do caso sem rede, para o submercado norte, será bem próxima a correlação obtida para os demais submercados cujos resultados já constam neste relatório.

A mesma análise do comportamento da correlação foi realizada considerando a geração em cada barra (% do total da geração total do submercado), os referidos resultados são apresentados na Figura 2.

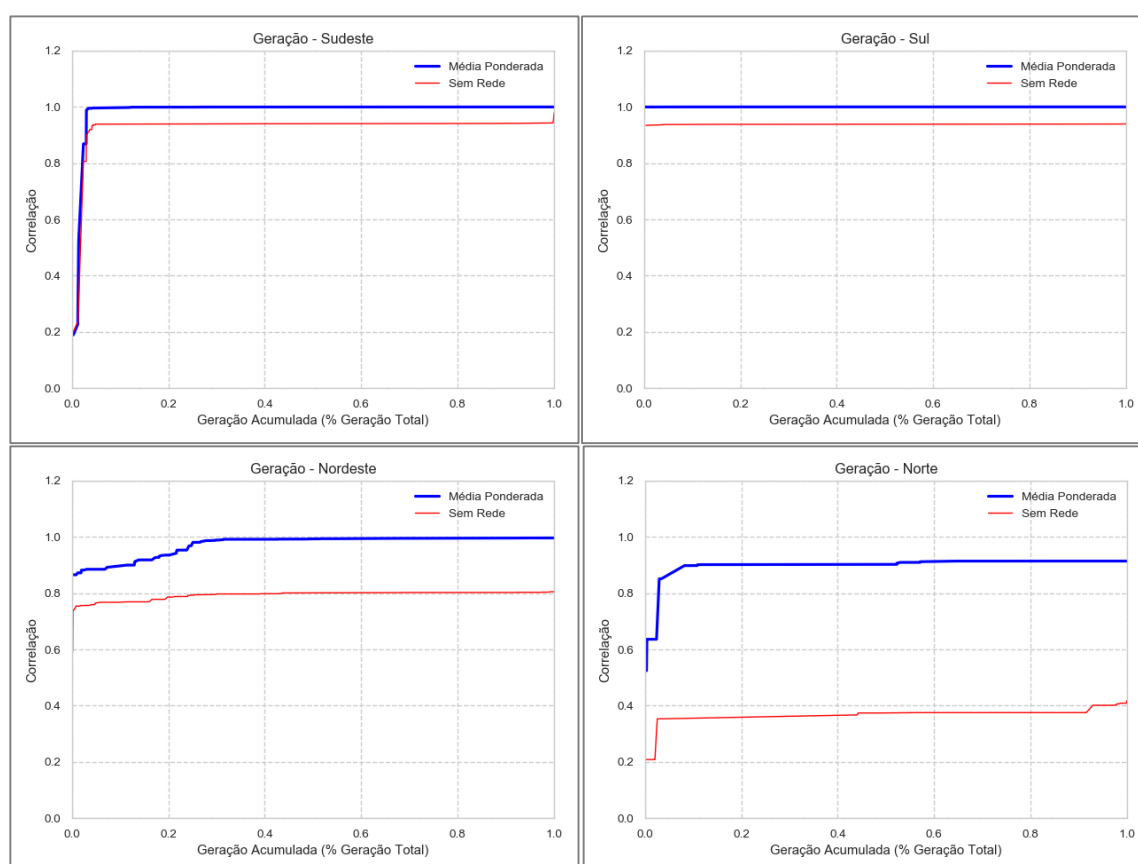


Figura 2 - Correlação para barras de geração

Os resultados indicam um comportamento muito similar aos obtidos para as barras de demanda. De modo geral há uma forte correlação entre o CMO das barras de geração e o CMO calculado para o caso com rede (média ponderada). Já para o caso sem rede essa correlação não é tão forte para os submercados Sudeste e Sul, no entanto ainda se tem resultados satisfatórios em termos de correlação, ou seja, correlação $>0,7$ que representa uma forte correlação conforme a literatura.

Por outro lado, para o submercado Norte a correlação entre o CMO tanto das barras de carga, quanto das barras de geração e o CMO do caso sem rede é pequena. Isso se justifica pela atual modelagem adotada para o caso sem rede, cuja descrição detalhada e aprimoramentos necessários já foram descritos nesta sessão. Os resultados considerando novo aprimoramento serão apresentados em workshop de discussão do material submetido à Consulta Pública e adicionados a este conjunto.

2.2.1.2. Correlação em relação ao PLD Decomp

Com o objetivo de complementar a análise do sinal econômico foram feitos estudos adicionais comparando a correlação entre o CMO do caso com rede (média ponderada) e do caso sem rede com o preço de liquidação das diferenças (PLD) semanal calculado pela CCEE com o modelo DECOMP.

Nos gráficos a seguir constam os resultados dessa análise para os submercados sudeste e sul. Os resultados abrangem o período de janeiro a março de 2019.

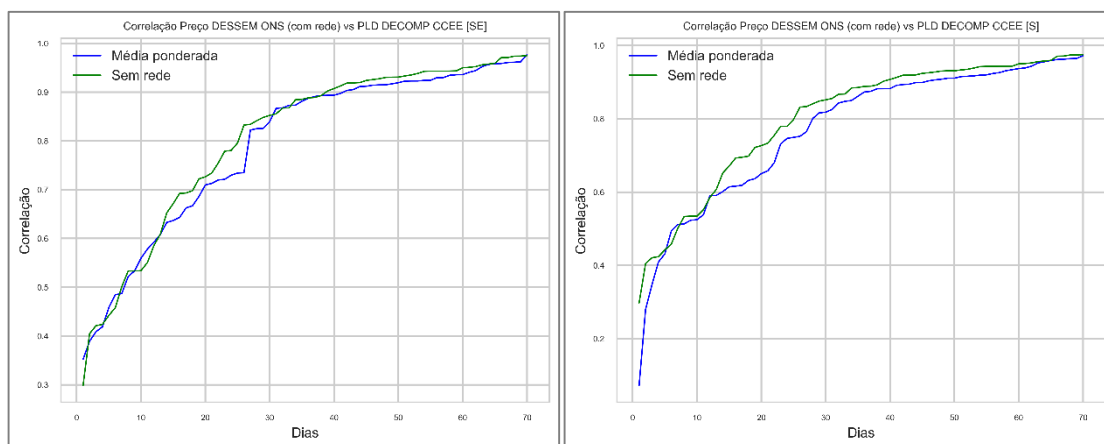


Figura 3 – Correlação das alternativas em relação ao PLD CCEE DECOMP

Observa-se nos gráficos da figura acima que as correlações das alternativas, com rede e sem rede, em relação ao PLD do DECOMP, são semelhantes para os submercados sudeste e sul, com maior correlação para o caso sem rede. Em aproximadamente 2/3 dos dias analisados, há uma forte correlação ($>0,7$) entre os resultados apresentados, o que denota consistência entre os comportamentos dos preços semanais e horários.

Os estudos ficaram limitados aos submercados Sudeste e Sul, pois, nos submercados Nordeste e Norte foram poucas as semanas em que se observou descolamento de PLD entre os patamares de carga (modelo DECOMP), bem como variação de preços ao longo do dia (modelo DESSEM), o que inviabilizou essa análise. Isso decorre do fato da métrica de correlação avaliar a relação

entre a variação de duas grandezas, o que se tornou inviável pelo comportamento constante dos preços.

2.2.2. Aderência do sinal econômico

2.2.2.1. Aderência do sinal econômico em relação ao CMO da barra

Com o propósito de avaliar a aderência do sinal econômico dado pelo CMO de uma determinada barra ($CMO_{barra(k)}^{com rede}$) em relação ao CMO calculado com a representação da rede elétrica completa conjuntural – caso com rede, a mesma métrica foi aplicada para o caso em que são representados os intercâmbios entre os subsistemas – caso sem rede. Para tal finalidade foram consideradas as seguintes equações:

$$\mu_{barra(k)}^{com rede} = CMO_i^{barra(k)} - CMO_i^{com rede}$$

$$\mu_{barra(k)}^{sem Rede} = CMO_i^{barra(k)} - CMO_i^{sem rede}$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

i representa um estágio semi-horário.

n representa o número total da amostra, ou seja, nº de dias * nº de estágios.

$\mu_{barra(k)}^{com rede}$ informa o desvio do CMO de uma determinada barra com o CMO do respectivo submercado calculado para o caso com rede.

$\mu_{barra(k)}^{sem rede}$ informa o desvio do CMO de uma determinada barra com o CMO do respectivo submercado calculado para o caso sem rede.

Para essa análise, adota-se a premissa que o melhor sinal econômico é dado pelo CMO da barra, sendo a nossa referência. Assim, foram comparadas as aderências das variáveis duais associadas às barras de cada caso, ordenando os resultados da menor à maior diferença (note que há diferenças negativas), de forma a deixar qual a parcela da carga (% do total do submercado) cuja diferença é inferior a um dado valor. Os resultados dessa análise por submercado são apresentados na Figura 4.

Nos submercados Sudeste e Sul, para o caso com rede (média ponderada), os desvios do CMO médio em relação ao CMO das barras de demanda (carga) são próximos de zero. Porém, para uma pequena quantidade de barras esse desvio é da ordem de – 250 R\$/MWh para o Sudeste e de - 50R\$/MWh para o Sul.

Já para o caso sem rede, observam-se desvios na ordem de 20 R\$/MWh para o submercados Sudeste e Sul. No Nordeste observam-se desvios tanto para o caso com rede (média ponderada) quanto para o caso sem rede. Por fim, no submercado Norte não se observam desvios em nenhuma das duas representações de cálculo de CMO.

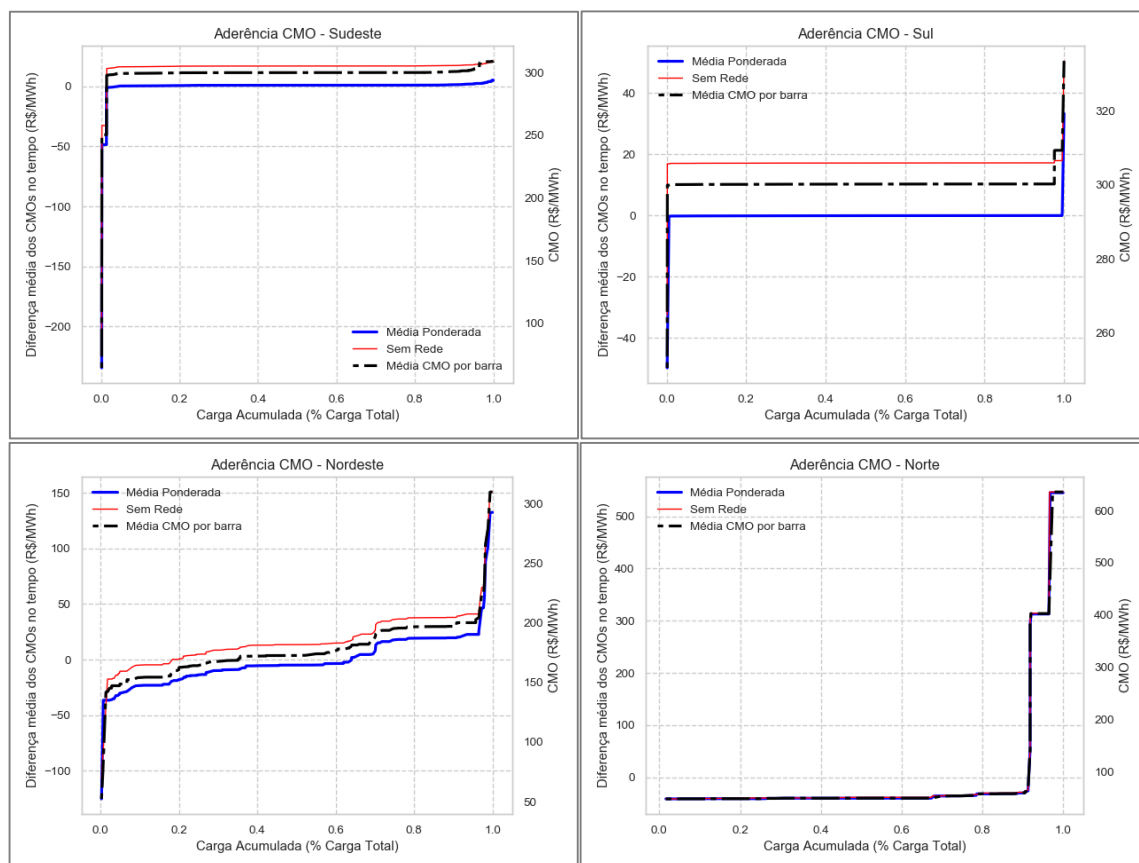


Figura 4 – Aderência do sinal econômico para as barras de carga

A mesma análise do comportamento da aderência do sinal econômico foi realizada considerando a geração em cada barra (% do total da geração total do submercado). Os referidos resultados são apresentados na Figura 5.

Observa-se que a aderência para as barras de geração do submercado Sudeste apresenta resultados similares aos obtidos nas análises das barras de geração. Ou seja, nos submercados Sudeste e Sul, o caso com rede (média ponderada) apresenta desvios próximos a zero. Para uma pequena quantidade de barras no Sudeste, esse desvio é da ordem de -250 R\$/MWh.

No Nordeste, para as barras que representam mais de 80% da geração do submercado, observam-se desvios tanto para o caso com a representação da rede (média ponderada), quanto para caso em que não há representação da rede. Por último, o submercado Norte apresenta desvios na ordem de -60 R\$/MWh para ambas as representações.

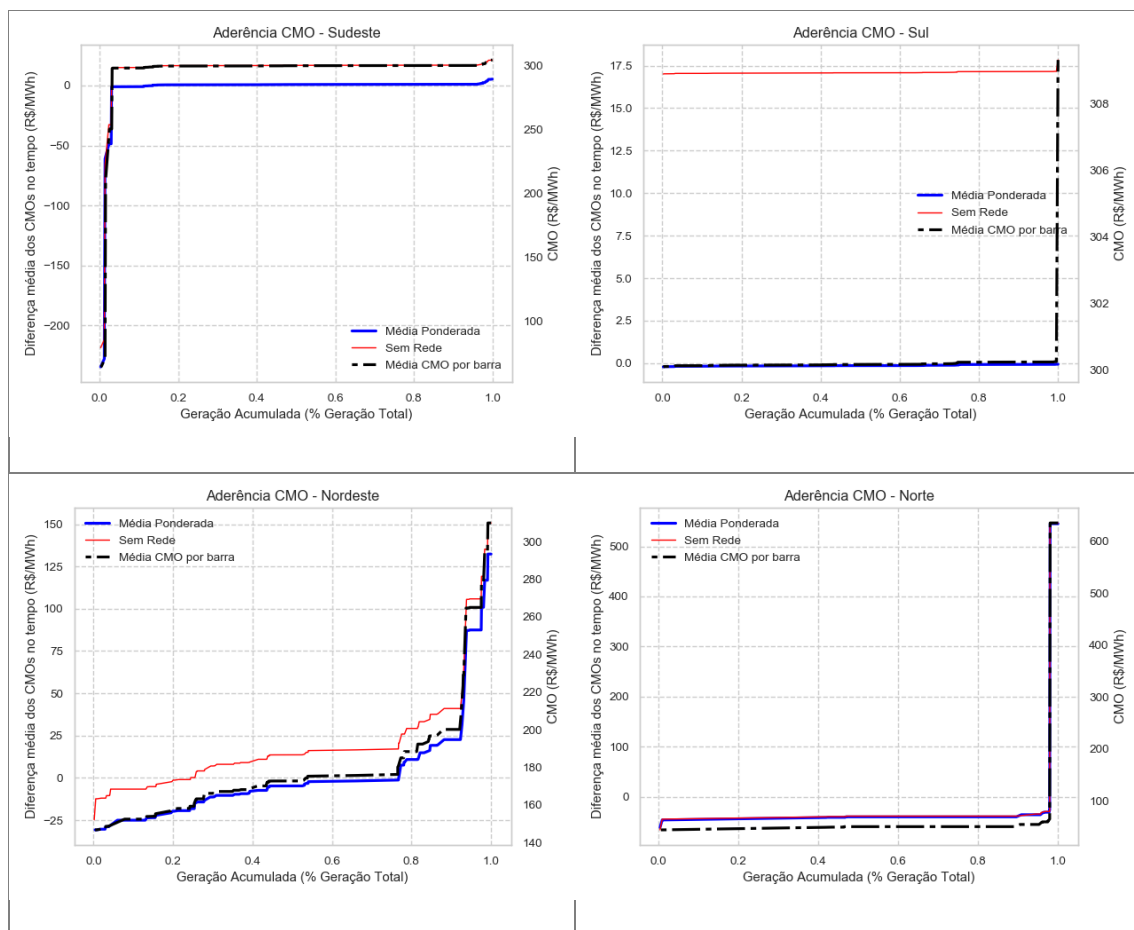


Figura 5 – Aderência do sinal econômico para as barras de geração

2.2.2.2. Aderência do sinal econômico em relação ao PLD

Decomp

Com o objetivo de complementar a análise do sinal econômico foram feitos estudos adicionais comparando a aderência entre o CMO do caso com rede (média ponderada) e do caso sem rede com o preço de liquidação das diferenças (PLD) semanal calculado pela CCEE com o modelo DECOMP.

A seguir apresentam-se os resultados dessa análise para os submercados sudeste e sul, abrangendo o período de janeiro a março de 2019. Nessa análise, a aderência representa a diferença entre PLD DECOMP e as alternativas avaliadas de PLD horário. Vale ressaltar que para cada dia foram considerados 48 estágios, resultando em 3.456 períodos avaliados.

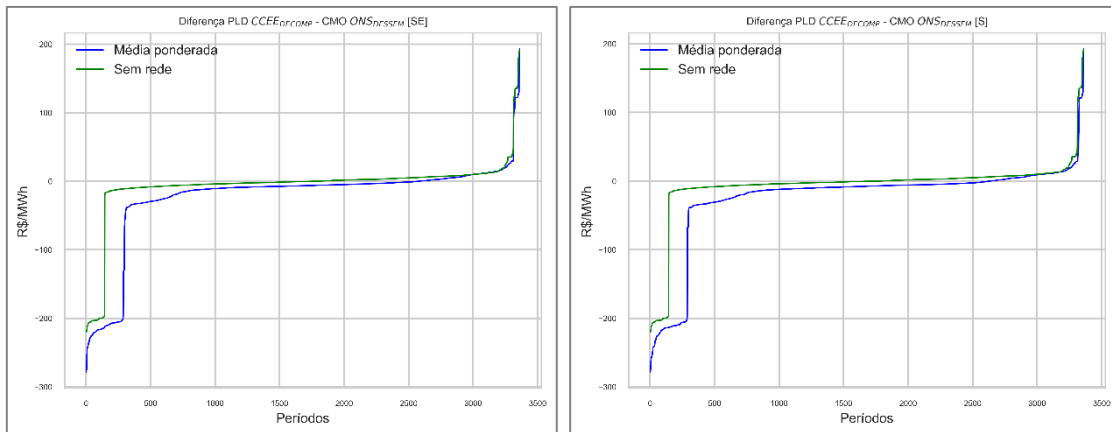


Figura 6 - Aderência do sinal econômico

Observa-se nos gráficos que as aderências das alternativas, com rede e sem rede, em relação ao PLD DECOMP são semelhantes para os submercados sudeste e sul, com maior aderência para o caso sem rede. Na maior parte do tempo houve grande aderência entre os modelos, enquanto que para alguns períodos, observam-se desvios de até ≈ 250 R\$/MWh para o caso com rede e de ≈ 220 R\$/MWh para o caso sem rede.

2.2.3. Avaliação de encargos

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) cobrem os custos de geração dos agentes geradores termelétricos que atendem a solicitação de despacho do ONS de gerar fora da ordem de mérito de custo, seja por restrição operativa, reserva operativa de potência ou por segurança energética em preservação dos níveis dos reservatórios. Assim, os ESS têm o propósito de aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia elétrica no país, sendo esse custo pago por todos os consumidores, cativos e livres [CCEE, 2019].

Ainda em relação aos encargos, as usinas que estão enquadradas na condição $CMO > CVU > PLD$, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, pois possuem custos superiores ao preço, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”. Esse custo existe, unicamente, para recuperar os custos para cobertura do CVU, sendo pago por todos os consumidores de energia [ANEEL, 2015].

A CCEE vem realizando a “Contabilização Sombra”, que ocorre em paralelo ao cálculo oficial do PLD e à Contabilização oficial do Mercado de Curto Prazo. Considerando as posições contratuais reais e a simulação de preço horário sombra, a iniciativa tem como principal objetivo antecipar os eventuais impactos da adoção da nova granularidade do preço, sendo este calculado ex-ante (com base em informações previstas) e pelo modelo DESSEM.

Os valores divulgados na “Contabilização Sombra” podem ser utilizados para as análises dos impactos na comercialização decorrentes de sua implementação, prevista para janeiro de 2020. Além disso, vale lembrar que muitos parâmetros do mercado foram realizados de acordo com o preço em patamar semanal, o que pode provocar algumas diferenças no comportamento do mercado após a implementação oficial do preço horário.

Com o propósito de apresentar parte dos resultados obtidos no processo de contabilização sombra, a Tabela 2 apresenta os resultados dos Encargos de Serviço de Sistema (ESS) desse processo para o mês de fevereiro/2019. Para o mês de janeiro/2019 será realizada um reprocessamento da contabilização, em que constarão os valores do PLD recalculados com a nova versão do modelo DESSEM, em que foram incorporados os aprimoramentos das restrições elétricas de segurança nos intercâmbios para o caso sem rede. A contabilização sombra para o mês de março/2019 deverá ser publicada no final do mês de abril/2019, cujos resultados podem ser acompanhados pelos agentes no site da CCEE.

Tabela 2 – Contabilização sombra para o mês de Fevereiro/2019

Recebimentos de encargos de serviços do sistema por tipo - R\$

Componente	Contabilização Fevereiro/19	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Com Rede
Recebimento por restrição de operação - Constrained-On (ENC_CONST_ONp,j)	57.139.411,390	43.970.387,310	44.285.889,990
Recebimento por restrição de operação - Constrained-Off (ENC_CONST_OFFp,j)	5.452.536,150	5.220.808,090	6.292.533,310
Recebimento por de Outros Serviços Ancilares (ENC_OSAp,m + RSEP_Da,m)	8.585.831,730	8.585.831,730	8.585.831,730
Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona (ENC_CSp,j)	9.425.048,250	9.425.048,250	9.425.048,250
Recebimento por segurança energética (ENC_SEG_ENERp,j)	53.243.552,180	43.264.465,740	40.650.820,190
Recebimento por Deslocamento Hidráulico (R_ENC_DHa,m)*	31.111.118,580	31.900.964,690	31.544.141,550
Recebimento por Importação de Energia (ENC_IMP p,j)	1.118.596,95	1.242,29	-
Recebimento por Reserva Operativa (R_ENC_RESPOP)	126.426.659,170	100.034.801,010	88.981.978,570
TOTAL	292.502.754,40	242.403.549,11	229.766.243,59

Pelos resultados da Tabela 2 observa-se que com o PLD horário houve redução do ESS tanto para o caso sem rede quanto com rede, com destaque para os encargos associados ao despacho por “constrained-on”, “constrained-off”, segurança energética e reserva operativa. Vale observar que o PLD horário sem rede apresentou menores valores de encargos para os despachos por “constrained-on” e constrained-off, enquanto o PLD horário com rede apresentou menos valores de encargos para os despachos por segurança energética e reserva operativa.

Complementarmente, com o propósito de apresentar uma avaliação alternativa da estimativa dos encargos que seriam gerados devido ao descolamento entre CVU e CMO, ou seja, qual seria o encargo de eventual geração térmica despachada no caso processado pelo ONS com rede, cujo custo seja superior ao CMO, decorrentes dos estudos aqui apresentados, foi realizada uma análise tanto para os casos com rede quanto para os casos sem rede. Ressaltamos que esse estudo não considera os encargos gerados por motivos que sejam diversos ao custo decorrente desse descolamento.

Embora o CVU mais caro despachado e o CMO com rede sejam provenientes do mesmo caso, ressaltamos que isso ocorre uma vez que o CVU se refere ao custo da fonte necessária para atendimento da carga de uma barra específica, enquanto o CMO se refere ao custo médio de todas as barras.

Os resultados consideram as simulações que contemplam os meses de janeiro/2019, fevereiro/2019 e março/2019. Nesses decks já estão incorporados os aprimoramentos relacionados as funcionalidades de unit commitment térmico, ciclo combinado, restrições de segurança linear por partes e restrições de segurança por tabelas.

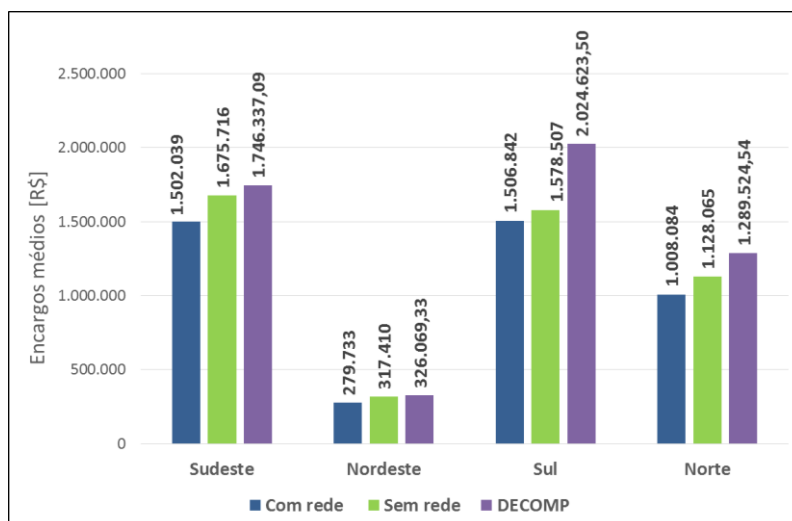


Figura 7a – Encargos (R\$) devido ao descolamento entre CVU e CMO

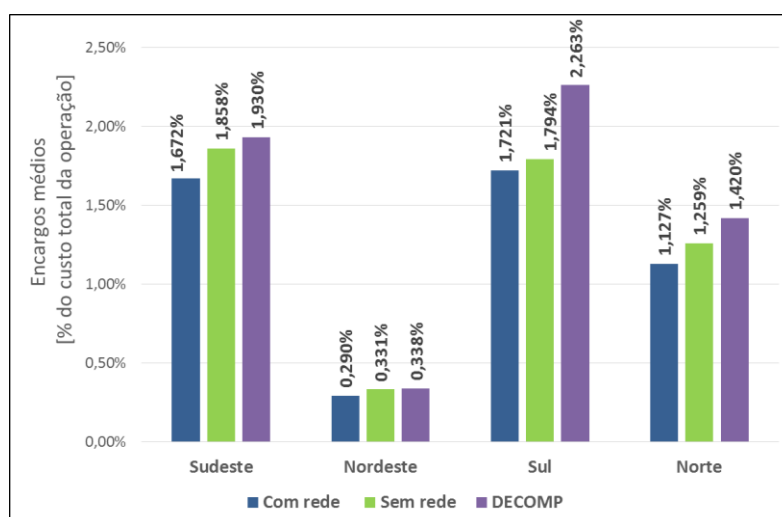


Figura 7b – Encargos (%) devido ao descolamento entre CVU e CMO

A Figura 7a apresenta a estimativa dos custos de encargos que ocorreriam devido ao descolamento entre CVU e CMO. Observa-se que tanto para o caso com rede quanto para o caso sem rede haveria redução no valor do encargo quando comparado com os valores observados no PLD semana/patamar com os resultados do modelo DECOMP.

A Figura 7b apresenta os resultados, por submercado, da estimativa dos encargos expressos em porcentagem (%) do custo total de operação que ocorreriam devido ao descolamento entre CVU e CMO.

De acordo com o esperado, o custo do descolamento do caso com rede é menor do que o custo do caso sem rede, uma vez que o despacho térmico de um caso mais restritivo acaba sendo mais alto, e a diferença entre CVU e CMO consequentemente mais baixa. De qualquer maneira, observa-se que não há diferenças significativas em termos de encargo para a representação com

a rede elétrica ou sem a rede elétrica. As diferenças encontradas são muito pequenas, de modo geral a representação do caso sem rede leva a um encargo 0,15% maior do que aquele obtido com o caso com rede.

2.2.4. Desvio padrão temporal - volatilidade

O desvio padrão é uma medida que indica o grau de dispersão dos dados dentro de uma amostra com relação à média, ou seja, essa medida representa o quanto os dados de uma amostra estão próximos ou distantes da própria média. Assim, quanto menor for o desvio padrão, mais homogênea é a amostra. Já um desvio padrão grande representa uma maior dispersão nos dados.

Essa será uma das métricas usadas para avaliar o comportamento do CMO para os casos com e sem rede. A seguir tem-se a equação que indica o cálculo da volatilidade média.

$$Volatilidade (\%) CMO_{rede} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{48} (CMO_i^{Rede} - \overline{CMO}^{Rede})^2}{N}}}{\overline{CMO}^{Rede}}$$

$$Volatilidade (\%) CMO_{Sem Rede} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{48} (CMO_i^{Sem Rede} - \overline{CMO}^{Sem Rede})^2}{N}}}{\overline{CMO}^{Sem Rede}}$$

Assim, para um determinado submercado, um desvio padrão alto ocorre quando os valores de CMO estão mudando consideravelmente. Pode-se interpretar esse resultado, por exemplo, como a captura do sinal locacional da geração de fontes intermitentes ao longo de um dia/mês. Do mesmo modo, para um determinado submercado, valores baixos de desvio padrão ocorrem quando os valores de CMO são mais estáveis.

A Figura 6 apresenta os resultados da volatilidade temporal. Nos gráficos são apresentados os valores da volatilidade média ao longo de um dia para os meses de janeiro/2019, fevereiro/2019 e março/2019. Em geral, os casos com a representação da rede elétrica apresentam valores de volatilidade mais elevados do que os casos sem a representação da rede elétrica.

Em particular, o submercado Norte, no caso sem rede, tem um comportamento mais volátil que os demais submercados que consideraram a mesma representação. Isso se justifica pela atual representação das restrições elétricas internas ao submercado que impactam o limite de intercâmbio. O detalhamento desse aprimoramento já foi descrito na seção 2.1.1.

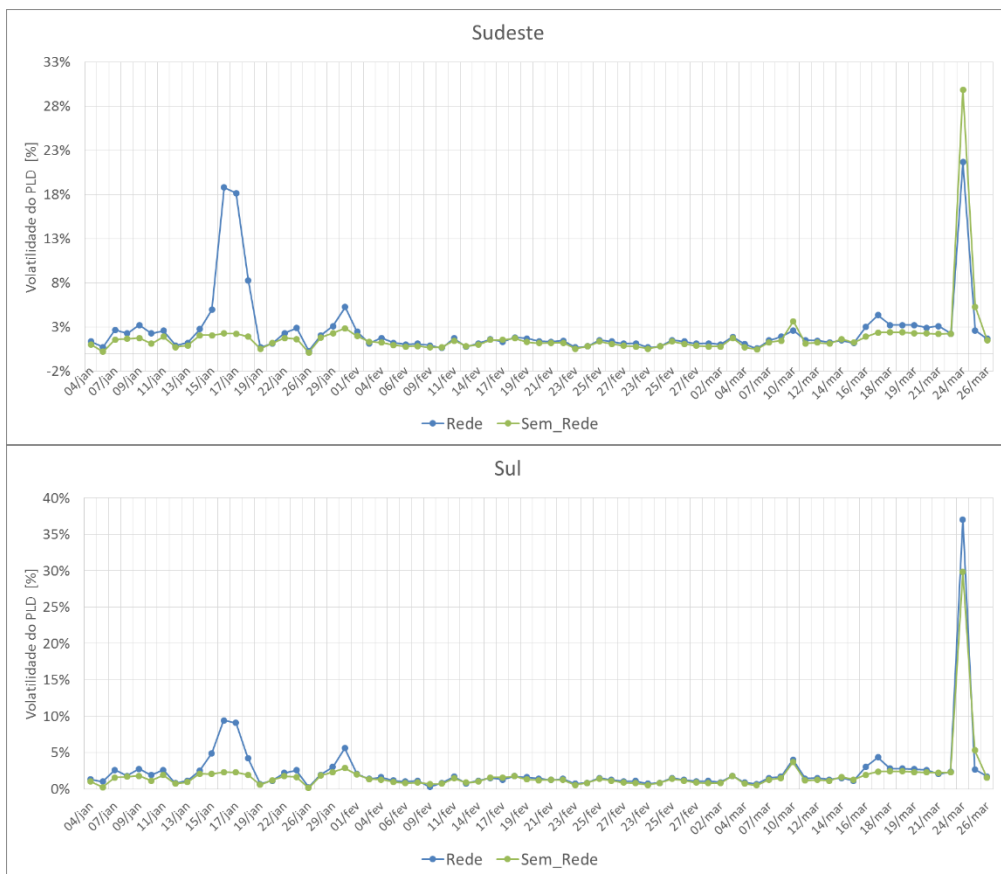


Figura 8 – Desvio padrão temporal (volatilidade) - Subistemas Sudeste e Sul.

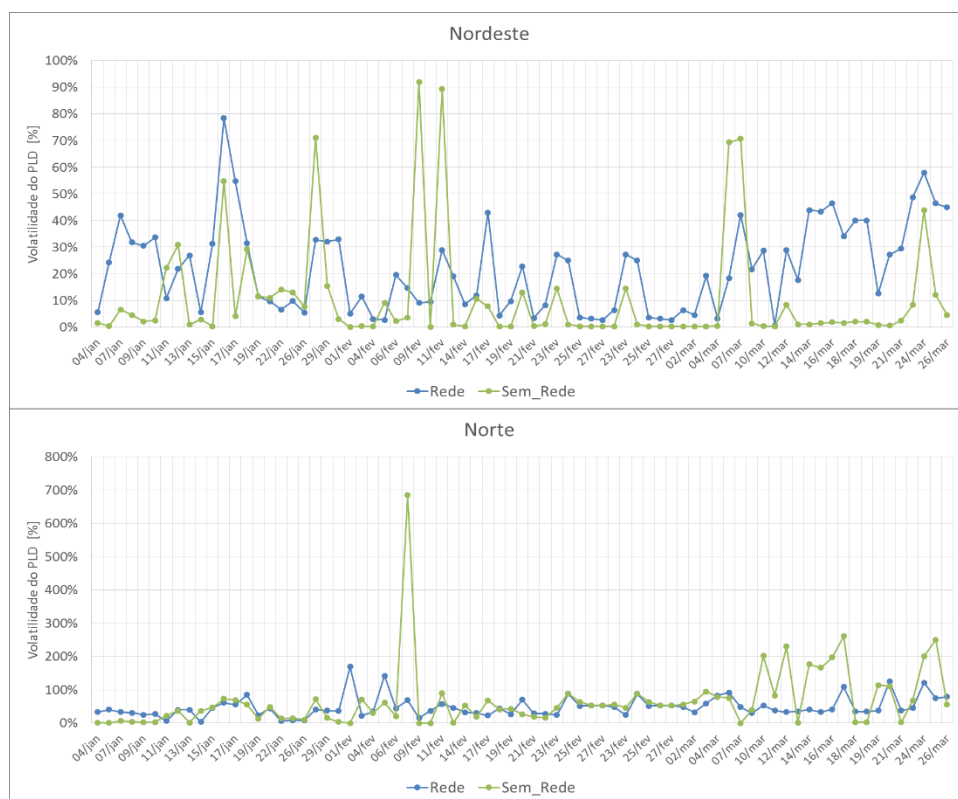


Figura 9 – Desvio padrão temporal (volatilidade) - Subistemas Nordeste e Norte.

2.2.5. Previsibilidade e complexidade

Para subsidiar a tomada de decisão da adoção do PLD com rede ou sem rede, além das análises quantitativas apresentadas nesse relatório, também foram feitas análises qualitativas que tratam da previsibilidade dos dados e o tempo de execução do modelo Dessem.

Para execução do caso com rede elétrica, com o modelo DESSEM, usa-se a chamada rede conjuntural em que é representada a topologia da rede por meio de arquivos denominados leve.pwf, media.pwf e pesada.pwf. As eventuais alterações na carga, manutenções na rede elétrica ou nas usinas hidrelétricas e termelétricas são indicadas nos arquivos patxxx.afp para cada um dos 48 estágios usados para o planejamento da operação. Nos arquivos pat também está representada a geração das usinas não simuladas individualmente (UNSI). Esses dados são atualizados diariamente em cada uma das barras onde estão indicados.

Esse detalhamento mais complexo é necessário para a adequada caracterização do SIN com o propósito da programação da operação, que é o objetivo primordial do ONS. Vale lembrar que, embora o modelo DESSEM permita a representação da rede elétrica completa em qualquer estágio do horizonte de estudo, no processo de implantação do preço horário a rede está sendo representada apenas no primeiro dia do horizonte de programação do modelo.

Com isso, devido à grande quantidade de informações que se encontram em ao menos 51 arquivos (3 arquivos pwf e 48 arquivos pat), torna-se complexa a montagem e análise de um deck com essas características.

Além da complexidade e quantidade de arquivos utilizados nos processamentos que consideram a rede, o que torna a execução de qualquer processo diário demorado, deve-se levar em consideração o processo de execução em si de cada processamento oficial e estudos de sensibilidade.

Além do entendimento e montagem de cada arquivo, deve-se adotar uma série de premissas para cada simulação. No caso do processamento de um deck prospectivo dessa natureza, ou seja, um deck considerando a rede, seria necessário conhecer previamente quais são as manutenções de rede previstas, indisponibilidades de geração para uma determinada região e/ou barra, dentre outros fatores. Essas informações não são de conhecimento prévio do mercado, e por mais que sejam divulgadas, não existem meios dos agentes as preverem com antecedência suficiente para utilização em suas projeções de preço e consequente tomada de decisão.

Por outro lado, com a representação sem a rede elétrica as informações de carga, manutenção das usinas hidrelétricas e termelétricas, geração de UNSI são representadas em único arquivo denominado "entdados.dat". Tornando, assim, o processo de elaboração, execução e análise dos dados (tanto dos dados de entrada, quanto dos dados de saída) mais simples. Dessa forma, a não consideração da rede no cálculo do preço torna o processo mais previsível ao mercado, demandando apenas o acompanhamento topológico das principais interligações e consequentemente evitando o acompanhamento detalhado de toda a topologia de rede de transmissão.

2.2.6. Tempo computacional

Em relação aos critérios qualitativos tem-se o indicativo do tempo computacional. A Figura 10 apresenta os tempos médios de processamento tanto para o caso com rede quanto para o caso sem rede, para os meses de janeiro a março de 2019. Considerando todos os dias da semana, em média os casos com rede foram processados, quando da realização desses estudos, em cerca de 1h34min e os casos sem rede em 13min27s.

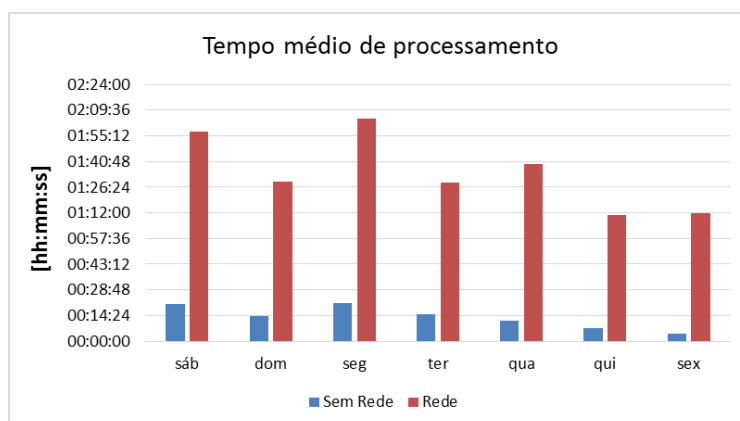


Figura 10 – Tempo de processamento do modelo Dessem

O tempo de cada processamento torna-se importante quando se considera que o processo de cálculo será diário e precedido de simulações. Além disso, deve-se observar que as tomadas de decisões do mercado terão o mesmo horizonte de tempo diário.

Assim, com relação a simplicidade, praticidade e previsibilidade da representação dos dados de entrada e saída do sistema DESSEM, atrelado ao tempo de processamento, o caso sem rede se mostra favorável quando comparado com o caso com rede.

2.3. Análise comparativa dos resultados

Com o propósito de sintetizar as análises qualitativas e quantitativas apresentadas nessa seção, a seguir apresentam-se essas considerações em uma tabela com os gráficos conhecidos como *Harvey Balls*. Na métrica adotada para a avaliação, quão mais cheia for a bola, melhor é o desempenho do critério avaliado.

Tabela 2 – Análise comparativa com *Harvey Balls* referência CMO da barra

Critério	Métrica	Com rede	Sem rede
Qualidade do sinal econômico	Correlação	●	◐
	Aderência	●	◐
Encargos		●	◐
Volatilidade		◐	●
Previsibilidade		◐	●
Tempo computacional		○	●

Por exemplo, para o critério da correlação com os resultados apresentados, o caso com rede tem a correlação igual a um para os submercados Sudeste, Sul e Nordeste. Por isso, apresentou o melhor desempenho – bola cheia. Já para o caso sem rede, para os submercados Sudeste e

Sul a correlação é próxima a 0,9, e para o Nordeste a correlação é 0,8. Por esse motivo apresentou desempenho inferior ao caso com rede – meia bola cheia.

Essas mesmas considerações foram feitas para os demais critérios que constam na tabela acima. De posse dessas informações é possível avaliar quais são os critérios que são mais importantes para o processo de tomada de decisão.

Complementando, a análise apresentada ao longo dessa seção a seguir apresenta-se a tabela com a análise comparativa dos resultados da qualidade do sinal econômico entre o preço com rede e sem rede e o preço de liquidação das diferenças (PLD) calculado pelo modelo DECOMP pela CCEE.

Tabela 3 – Análise comparativa com *Harvey Balls* referência PLD Decomp

Critério	Métrica	Com rede	Sem rede
Qualidade do sinal econômico (Referência PLD_DECOMP)	Correlação		
	Aderência		

2.4. Considerações finais

Em uma estrutura de mercado com preço zonal, que é o caso do Brasil, os preços do mercado de curto prazo são iguais em todas as barras de uma zona (submercado), ou seja, não há indicativo de diferentes sinais econômicos por barra.

Isso posto, é coerente que a premissa utilizada para o cálculo do preço deve se assemelhar à premissa para a aplicação do preço. Assim, se no mercado de energia é aplicado um preço único para todas as barras de uma zona, sem estabelecer sinais econômicos diferentes para cada barra, também faz sentido que seja calculado um preço sem essa consideração.

Na hipótese de cálculo do preço com rede elétrica, o preço resultante seria majorado, uma vez que passaria a incorporar, além do sinal econômico associado a oferta e demanda energética, também o sinal econômico associado às restrições de transmissão (transporte) internas ao submercado.

Em uma estrutura de mercado com preço nodal, o CMO de uma determinada barra pode, por exemplo, sinalizar a redução de consumo em uma determinada região, o incentivo a construção de uma nova fonte de geração de energia elétrica ou a expansão de transmissão, visando atender a demanda suprimida daquela região.

Assim, no modelo Dessem, o CMO do caso com rede representa o CMO médio ponderado pela carga das barras que pertencem ao mesmo submercado. Dessa forma, analisando puramente o valor do CMO médio do submercado, que é premissa do atual desenho de mercado, ou seja, preço zonal, não se tem a sinalização, por exemplo, do esgotamento da capacidade de escoamento de uma região específica que pertence a um submercado.

Por outro, com a atual estrutura de mercado, essa sinalização de limitações internas aos submercados não ficam evidenciadas, sendo apresentado apenas limitações entre submercados. Mesmo com a utilização do modelo DESSEM com rede, ao optar por médias ponderadas das barras dos submercados, esse comportamento permanece.

Contudo cabe destacar que sinalizar necessidades de planejamento da expansão não é o objetivo de um modelo de despacho de curtíssimo prazo, como o Dessem, mantendo ainda a importância dos estudos do planejamento da expansão para indicação de pontos/regiões que pertencem a um submercado que requerem reforço em termos de estrutura.

3. Definição do PLD em hora cheia

Desde o dia 16 de abril de 2018, o ONS está divulgando o Custo Marginal de Operação – CMO em base semi-horária (30 minutos) e a CCEE o Preço da Liquidação das Diferenças – PLD em base horária.

Uma vez que a programação da operação determinada pelo modelo DESSEM se dá em base semi-horária e o PLD deve ser definido em base horária, a CCEE adotou, inicialmente, a metodologia de calcular uma média das variáveis de entrada do modelo (carga e geração das usinas não simuladas individualmente) e aproximar as restrições da segunda meia-hora, transformando, assim, um deck com discretização semi-horária das variáveis de entrada em um com discretização horária, calculando o preço da liquidação das diferenças já em base horária.

No entanto, realizar uma média das variáveis de entrada em um problema de acoplamento temporal pode acabar alterando a região viável do problema, modificando as soluções primal e dual, conforme Figura 11.

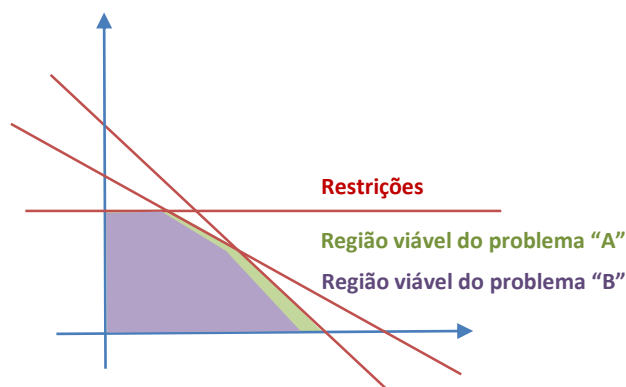


Figura 11 – Região viável de um problema de otimização

Desse modo, com a atual metodologia de cálculo do PLD, é comum ocorrerem valores de PLD descolados dos respectivos valores de CMO calculados para as meias-horas correspondentes a cada hora. Isso é explicado pelo fato de os problemas não serem equivalentes, alterando encargos e fornecendo sinais econômicos ineficientes. A Figura 12 ilustra esse descolamento para um dia em específico.

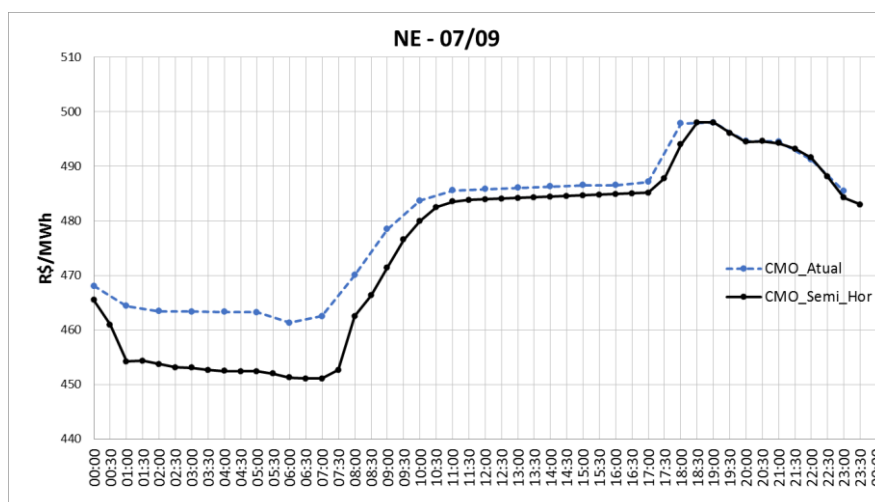


Figura 12 - CMO do submercado Nordeste do dia 7 de setembro de 2018.

Sendo assim, surge a necessidade de se aprimorar a metodologia para cálculo do preço horário com base no CMO semi-horário, sem que se altere a região viável do problema por meio da modificação dos dados de entrada. Portanto, alternativas de cálculo do preço horário com base em um CMO semi-horário baseiam-se no tratamento das saídas semi-horárias do modelo, conforme será apresentado em seguida.

3.1. Experiência Internacional

Para definição do preço em base horária a partir das saídas em base semi-horária, pesquisou-se pela experiência internacional de países cujo intervalo de cálculo do Custo Marginal de Operação e do preço spot sejam diferentes. Tais casos são raros, pois na maioria dos mercados mantém-se aderência entre o intervalo de despacho e de precificação/liquidação.

Nos países em que há exceções, o preço é calculado como pós-processamento de CMOs semi-horários. A tabela 3 apresenta a metodologia de cálculo para alguns países.

Tabela 3 - Experiência internacional na formação do preço.

Local	Operação	Contabilização	Metodologia
Alberta (Canadá) 	1 min.	60 min.	Preço para contabilização é média simples dos valores obtidos para cada intervalo de 1 minuto.
Austrália (NEM) 	5 min.	15 min.	Preço para contabilização é média simples dos valores obtidos para cada intervalo de 5 minutos.
Panamá 	15 min	30 min	Se a relação entre os CMOS é menor ou igual a 2:1, máximo valor é utilizado. Em caso contrário, utiliza-se média ponderada (ponderação é energia).

3.2. Metodologia de Cálculo do PLD Horário

A seguir apresentam-se as três alternativas avaliadas para o cálculo do preço horário a partir do custo marginal de operação em base semi-horária:

- ✓ Média simples dos preços das duas meias-horas de cada hora;
- ✓ Média ponderada pela carga das duas meias-horas de cada hora; e
- ✓ Máximo dos dois preços das duas meias-horas de cada hora.

As três alternativas propostas e a alternativa utilizada atualmente na operação sombra (média simples das entradas semi-horárias para cada hora) foram comparadas ao CMO calculado em base semi-horária com base em três critérios:

- ✓ Qualidade do sinal econômico;
- ✓ Encargos; e
- ✓ Volatilidade.

Para este estudo foram selecionados 21 dias, compreendidos entre os meses de abril/18 (início da operação sombra) até novembro/18. Os dias foram escolhidos considerando o comportamento do CMO semi-horário com base em três critérios:

- ✓ Maior variação entre o máximo e mínimo do CMO no dia (ΔCMO);
- ✓ Volatilidade; e
- ✓ Características de operação entre os submercados (importação e exportação).

Com base nesses critérios foram selecionados os seguintes dias:

Tabela 4 - Dias selecionados para o estudo.

Meses	Dias
Abril	18 - 19
Maio	03 - 09 - 22
Junho	11 - 17
Julho	08 - 15 - 22 - 27
Agosto	03 - 24 - 26
Setembro	07 - 09 - 11
Outubro	04 - 06 - 13
Novembro	22 - 26

Os casos selecionados foram executados na versão 15.3 do modelo DESSEM. Com a intenção de obter resultados o mais próximo possível da operação semi-horária, foram modeladas nos decks dos dias de estudo novas funcionalidades das usinas termelétricas:

- ✓ Restrições de trajetória de acionamento/desligamento das unidades termelétricas (15 usinas);
- ✓ Restrições de rampas de operação das unidades/usinas termelétricas (70 usinas).

3.2.1. Qualidade do Sinal Econômico

Sinais econômicos em mercados de energia elétrica podem fornecer informações importantes que podem determinar diretrizes, tanto para planejamento da expansão do sistema, quanto para comercialização de energia. Dessa forma, sinais econômicos distorcidos podem causar tanto prejuízos financeiros (por exemplo, aumento de encargos) quanto prejuízos técnicos (por exemplo, redução da eficiência das redes).

Nesta seção, detalha-se a avaliação da qualidade do sinal econômico das alternativas de cálculo do PLD horário com base no CMO semi-horário. Para isso, foram definidos dois parâmetros:

- (i) Aderência da curva de preço em relação ao caso semi-horário;
- (ii) Força do sinal econômico;

A aderência nesta seção é definida como a correlação entre a curva diária de preços horários e a referência da curva semi-horária. Assim, a aderência (correlação) foi calculada desta forma:

$$\rho_{Alternativa} = \frac{\sum_{i=1}^{48} (CMO_i^{Alternativa} - \overline{CMO}_i^{Alternativa}) \cdot (CMO_i^{Semi-horário} - \overline{CMO}_i^{Semi-horário})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{48} (CMO_i^{Alternativa} - \overline{CMO}_i^{Alternativa})^2 \cdot \sum_{i=1}^{48} (CMO_i^{Semi-horário} - \overline{CMO}_i^{Semi-horário})^2}}$$

As Figura 13(A) e 14(A) e apresentam os gráficos de dispersão da correlação das alternativas em relação ao desvio-padrão normalizado pela média do caso referência. Por sua vez, os gráficos das Figuras 13(B) e 14(B) apresentam as correlações médias para os 21 dias estudados dos submercados Sudeste e Nordeste, respectivamente.

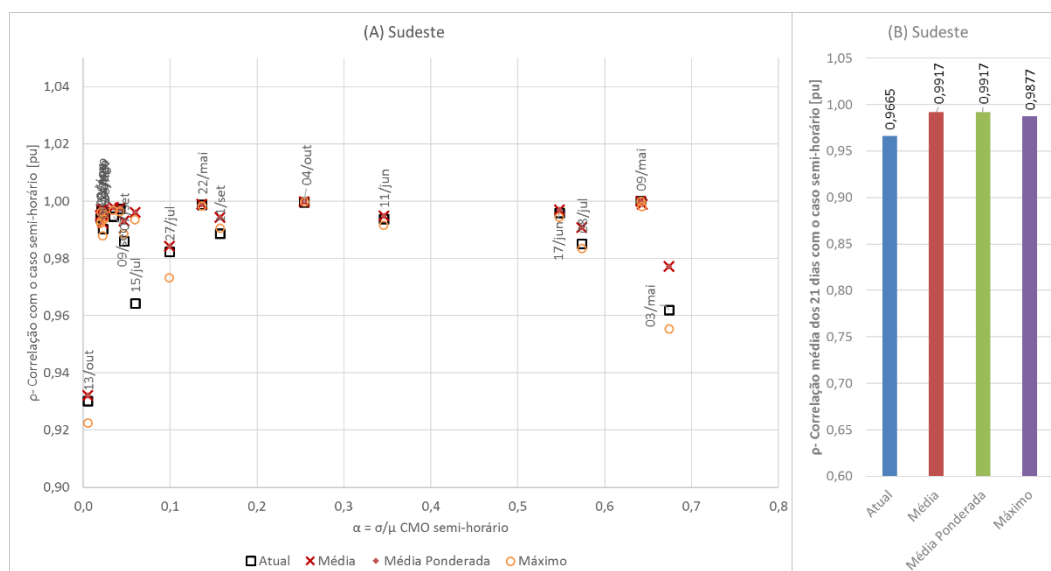


Figura 13 - Correlações entre as alternativas e o caso semi-horário para o submercado Sudeste.

De acordo com a definição de correlação apresentada na seção-2.2.1, tanto as alternativas avaliadas, que representam o tratamento das saídas semi-horárias, quanto a atual metodologia apresentam correlações fortes ($>0,7$) com o caso referência – CMO semi-horário. Assim, para essa métrica as alternativas “média simples” e “média ponderada” apresentam correlações maiores.

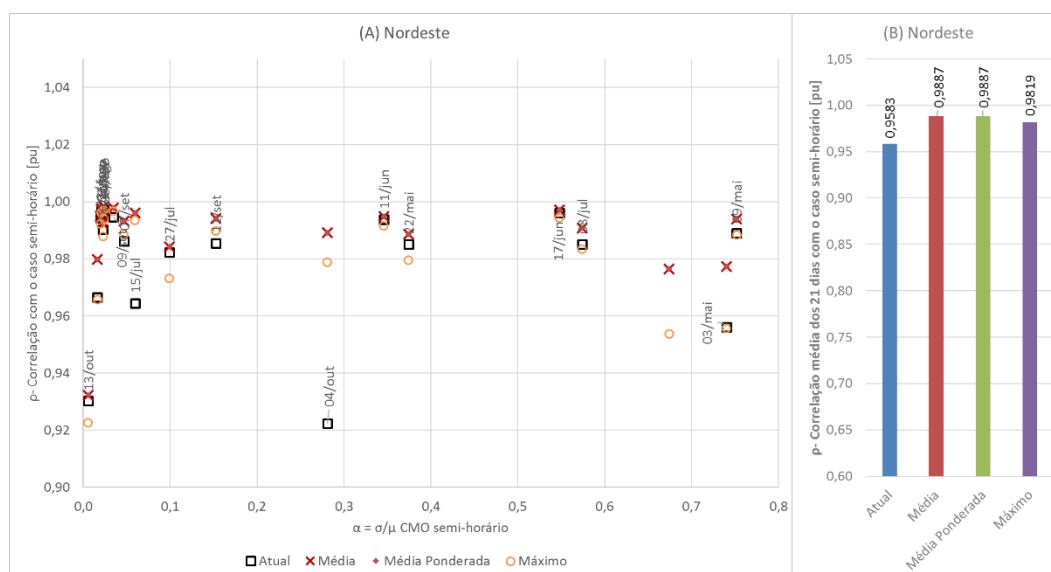


Figura 14 - Correlações entre as alternativas e o caso semi-horário para o submercado Nordeste.

Embora, no geral, o caso atual apresente uma correlação forte, resultados menos aderentes em relação ao caso semi-horário (referência) ainda podem ser observados. Esse comportamento pode ser verificado nos gráficos das figuras Figura 15 e Figura 16, em que observa-se o descolamento entre o CMO do caso “atual” em relação ao caso “semi-horário”, que é a referência adotada.

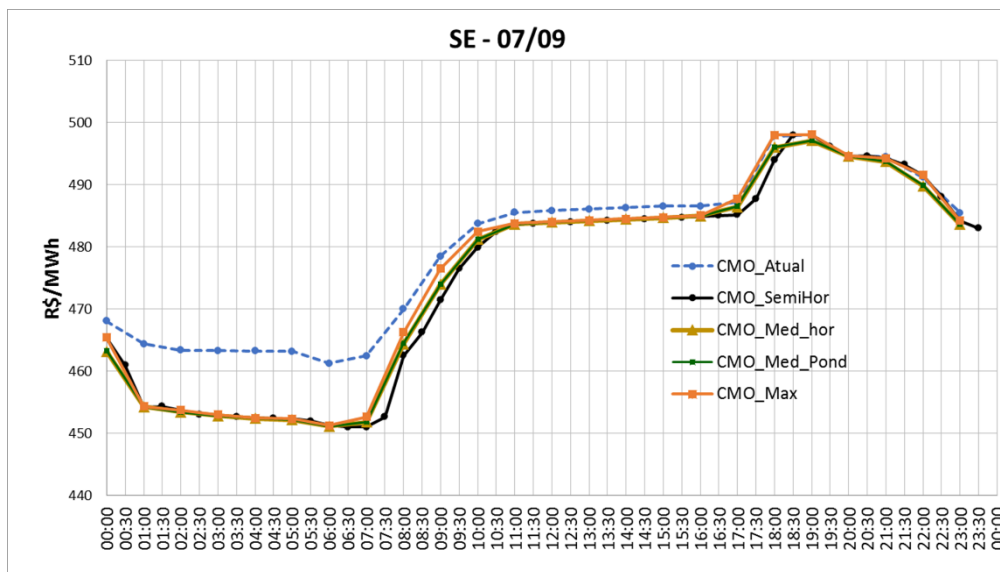


Figura 15 - CMO do dia 07 de setembro do submercado Sudeste.

Vale destacar que, devido à similaridade de comportamento dos resultados obtidos nos submercados Sul e Norte em relação aos submercados apresentados (Sudeste e Nordeste), os seus resultados foram omitidos nesse relatório por questão de objetividade.

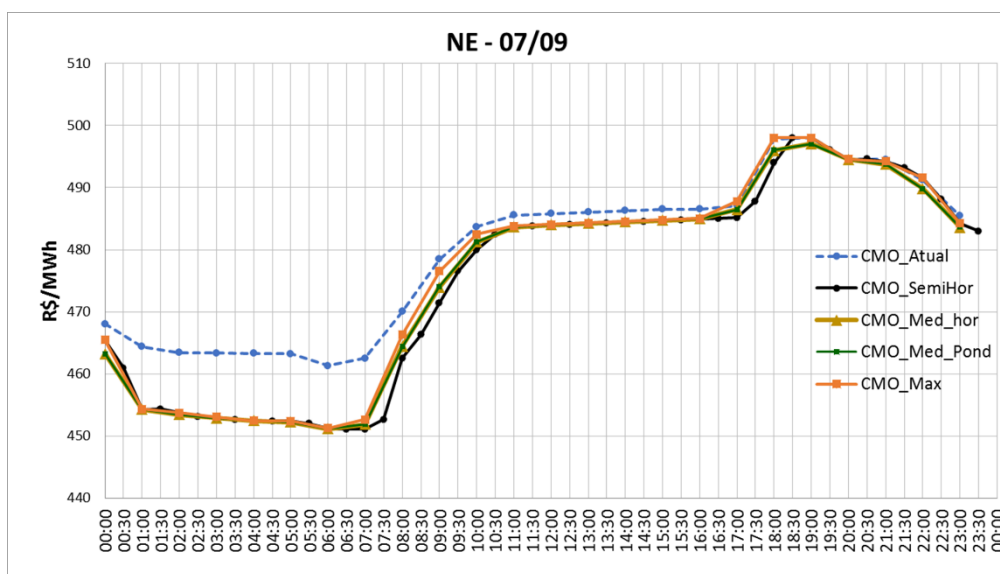


Figura 16 - CMO do dia 07 de setembro do submercado Nordeste.

Outro parâmetro importante a se verificar é a força do sinal econômico, aqui definida como a diferença percentual da média diária da alternativa analisada em relação à média diária do caso semi-horário correspondente (referência). A equação que descreve a força do sinal econômico pode ser escrita como se segue:

$$\Delta CMO [\%] = \frac{\overline{CMO}_{Alternativa} - \overline{CMO}_{Semi-Horário}}{\overline{CMO}_{Semi-Horário}} \times 100\%$$

Para este parâmetro, quanto mais próxima de zero a razão, melhor é a força do sinal econômico. As Figura 17 e Figura 18 apresentam os resultados da força do sinal econômico dos 21 dias estudados para os submercados Sudeste e Nordeste, respectivamente.

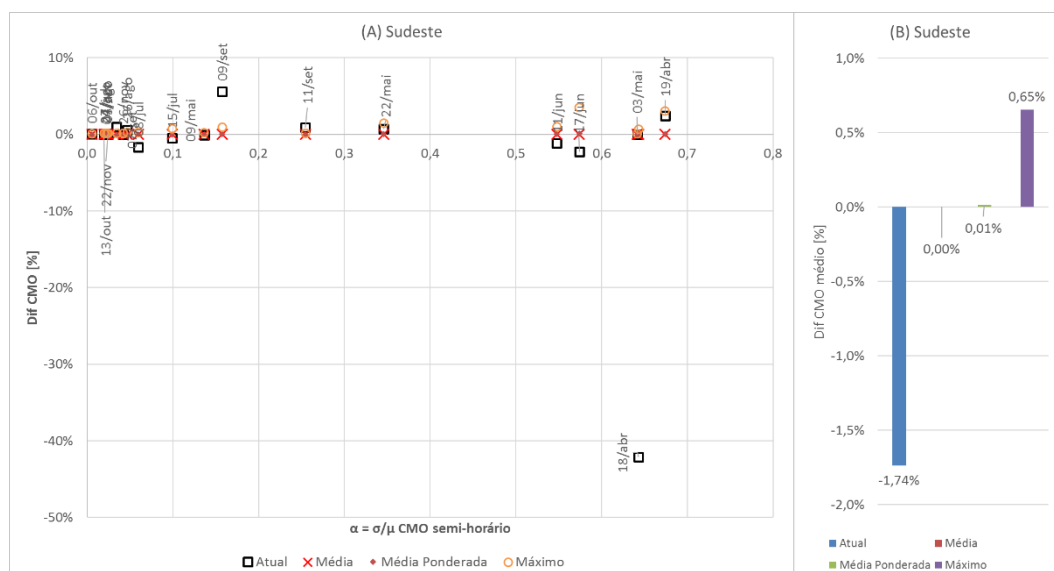


Figura 17 – Diferença entre a média das alternativas e a média do caso semi-horário para o submercado Sudeste.

Uma vez que a força do sinal econômico é a diferença percentual entre a alternativa avaliada e o caso semi-horário (referência), para a alternativa média é trivial verificar que o seu resultado é zero, como observado nos gráficos da Figura 17 e da Figura 18. Além disso, a alternativa média ponderada apresenta melhores resultados quando comparada com as demais alternativas.

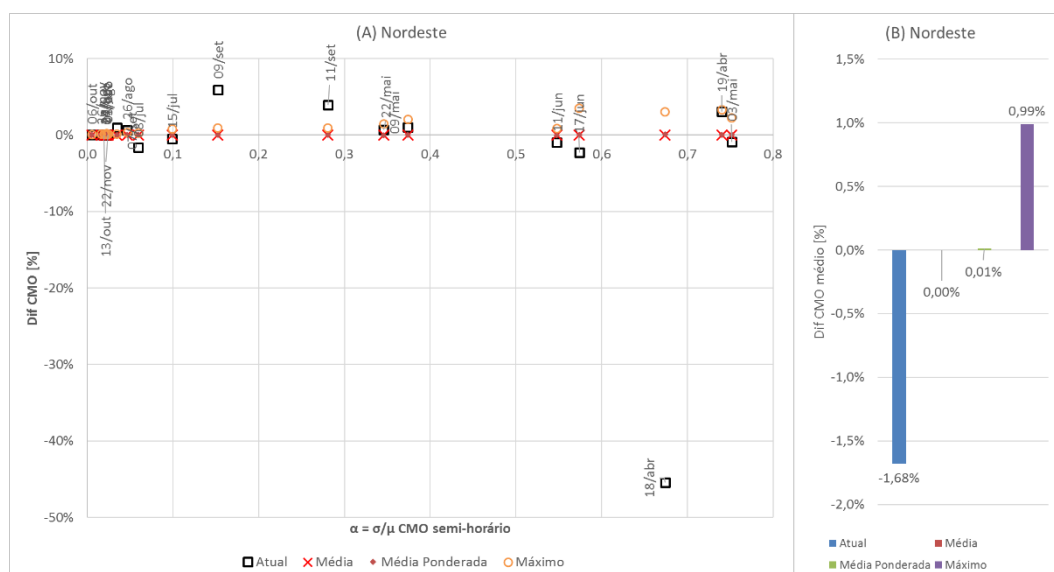


Figura 18 - Diferença entre a média das alternativas e a média do caso semi-horário para o submercado Nordeste.

De forma geral, para a métrica avaliada nesta seção, as alternativas “média” e “média ponderada” obtiveram melhores resultados, embora os valores quantitativos das demais alternativas sejam próximos.

3.2.2. Encargos

Nesta seção, uma avaliação das estimativas dos encargos decorrentes do descolamento entre o CVU e o CMO (da alternativa proposta) das unidades termelétricas despachadas é apresentada.

O encargo devido ao descolamento citado pode ser definido como sendo a diferença entre o CVU e o CMO (da alternativa proposta) para as usinas despachadas, cujo CVU foi maior que o CMO, multiplicada pela respectiva geração média da usina termelétrica naquela hora. A equação que calcula o encargo pode ser escrita desta forma:

$$Encargos [R\$] = \sum_{i=1}^{48} \sum_{k \in \Omega_i} \frac{1}{2} \cdot (CVU_i^{Usi_k} - CMO_i^{Alternativa}) \cdot Ger_i^{Usi_k},$$

onde i representa um estágio semi-horário, Ω_i é o conjunto de usinas termelétricas nas quais o $CVU_i > CMO_i^{Alternativa}$ e $Ger_i^{Usi_k}$ é a geração de uma usina termelétrica k no estágio i .

Os gráficos da Figura 19 e da Figura 20 apresentam os resultados dos encargos estimados para os submercados Sudeste e Nordeste, respectivamente.

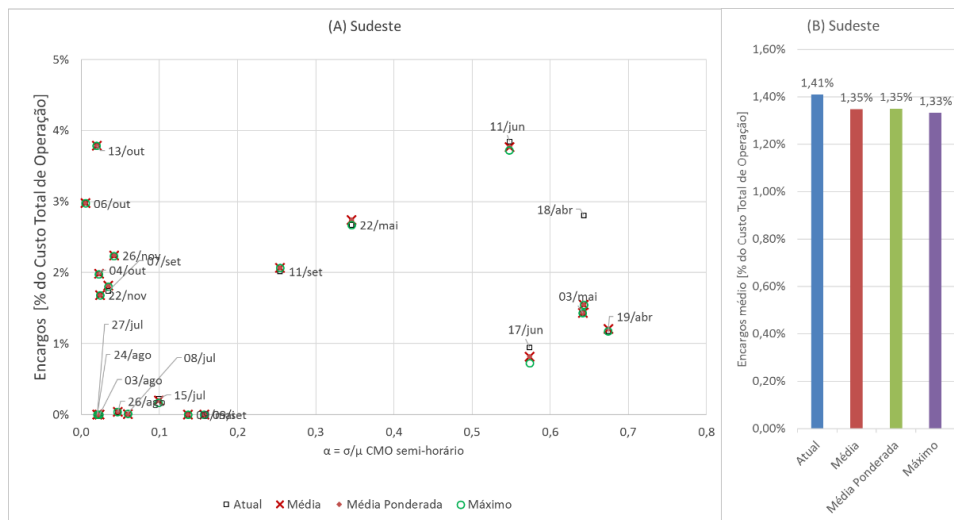


Figura 19 - Encargos submercado Sudeste.

Uma vez que, o encargo calculado é definido como o descolamento entre CVU e CMO da alternativa avaliado, a alternativa de se utilizar o máximo valor do CMO da hora resultou em menores encargos, embora os resultados das demais alternativas sejam próximos.

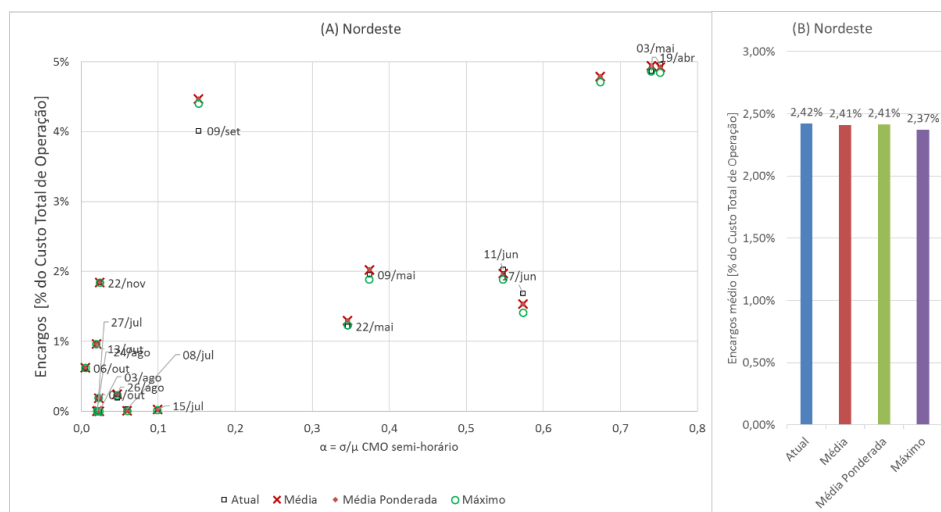


Figura 20 - Encargos submercado Nordeste.

Para a métrica avaliada nesta subseção, as alternativas “máximo” e “atual” obtiveram melhores resultados, embora, novamente, os valores quantitativos das demais alternativas sejam próximos.

3.2.3. Volatilidade

Nesta seção a volatilidade das alternativas propostas é avaliada. Da mesma forma que na seção 2.2.4, a volatilidade é definida como sendo o desvio-padrão do CMO horário do dia. A equação que calcula a volatilidade percentual em relação à média pode ser escrita desta forma:

$$Volatilidade^{Alternativa} [\%] = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{48} (CMO_i^{Alternativa} - \overline{CMO}^{Alternativa})^2}{48}} \times 100\%$$

As Figuras Figura 21 e Figura 22 apresentam os resultados da volatilidade percentual para os submercados Sudeste e Nordeste, respectivamente.

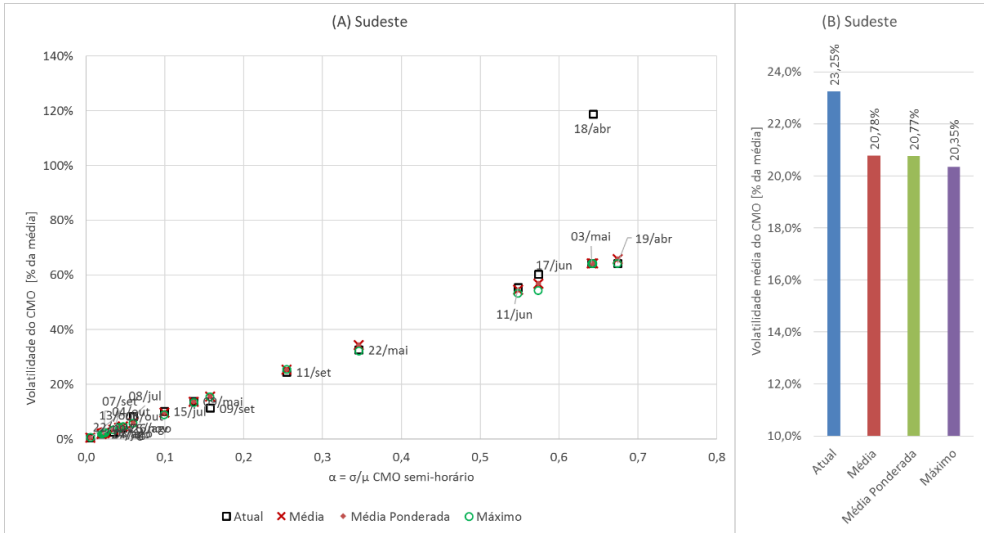


Figura 21 - Volatilidade submercado Sudeste.

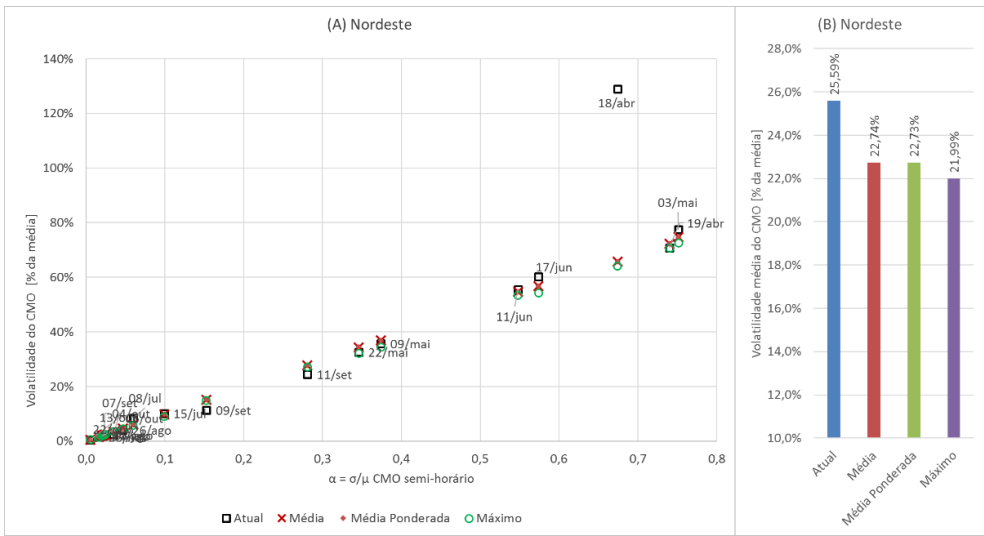


Figura 22 - Volatilidade submercado Nordeste.

Para esta métrica a alternativa do máximo valor da hora apresentou o melhor desempenho em relação às demais, pois foi a menor volatilidade observada dentre as opções avaliadas.

3.2.4. Análise comparativa de resultados

Utilizando a mesma metodologia de análise dos resultados apresentada na seção 2.3, foram avaliados os resultados apresentados na seção anterior. Na métrica adotada para classificar o desempenho das alternativas frente aos parâmetros de avaliação utiliza-se o gráfico de *Harvey Balls*, em que o melhor desempenho é representado com a “bola cheia” (preto), o pior desempenho, com a “bola vazia” (branco) e os resultados intermediários variando nessa faixa. A Tabela 5 apresenta de forma resumida os valores quantitativos dos parâmetros de avaliação utilizados.

Tabela 5 - Desempenho das alternativas.

Critério	Métrica	Desempenho das alternativas (médias dos dias analisados, SE)			
		Atual	Média Simples	Média Ponderada	Máximo
Qualidade do Sinal Econômico	ρ	0,9665	0,9917	0,9917	0,9877
	Δ	-1,74%	0,00%	0,01%	0,65%
Encargos		1,41%	1,35%	1,35%	1,33%
Volatilidade intra-diária		23,25%	20,78%	20,77%	20,35%
Critério	Métrica	Desempenho das alternativas (médias dos dias analisados, NE)			
		Atual	Média Simples	Média Ponderada	Máximo
Qualidade do Sinal Econômico	ρ	0,9583	0,9887	0,9887	0,9819
	Δ	-1,68%	0,00%	0,01%	0,99%
Encargos		2,42%	2,41%	2,41%	2,37%
Volatilidade intra-diária		25,59%	22,74%	22,73%	21,99%

Embora os resultados para as metodologias propostas não sejam substancialmente diferentes, é possível classificar os desempenhos de forma sistemática, conforme tabela 6.

Tabela 6 - Critérios de avaliação

Critério	Métrica	Desempenho das alternativas (Qualitativa)			
		Atual	Média Simples	Média Ponderada	Máximo
Qualidade do Sinal Econômico	ρ				
	Δ				
Encargos					
Volatilidade intra-diária					

Portanto, de posse dos resultados apresentados, pode-se avaliar quais são critérios mais relevantes para a tomada de decisão. Com essas informações o SGOP optou pelo encaminhamento da decisão do cálculo do PLD através da média ponderada.

4. Tratamento das decisões binárias para determinação do CMO/PLD

Em março/2019, a ANEEL forneceu a seguinte diretiva sobre a obtenção e homologação de parâmetros e dados de entrada para o uso no DESSEM mencionada na Carta Conjunta CCEE/ONS datada de 07 de janeiro de 2019 (CCEE 0001/2019, ONS 0003/DGL/2019), que tratava, entre outros temas, do custo de partidas e paradas de termelétricas:

"Definição dos parâmetros deverá ser conduzida pelo ONS, refletindo o conjunto de informações disponíveis e a prática operativa no âmbito da programação diária e da operação em tempo real, o que também pressupõe harmonizar os parâmetros de usinas segundo tecnologias e modalidades de operação compatíveis entre si."

Considerando essa diretiva, entende-se que não serão modelados para fins de operação semi-horária e precificação horária no ano de 2020 custos de partida e parada das termelétricas. O tema será objeto de discussão posterior à entrada em vigência da operação semi-horária e precificação horária em 2020, não sendo óbvia no presente momento a conclusão que será obtida desta discussão, por exemplo com relação à modelagem desses custos para termelétricas novas e existentes.

Um estudo completo e conclusivo sobre a opção a ser adotada para a internalização de decisões inteiras no PLD deveria ser conduzido com a modelagem de tais custos sob qualquer que seja a decisão a ser tomada a partir da discussão.

A sua modelagem afeta potencialmente os resultados do estudo, e uma parte importante das discussões sobre o tema refere-se à possibilidade de que o PLD contribua ou não para a adequação de receitas de plantas termelétricas que ocorrem em tais custos.

Em particular, a modelagem explícita de tais custos na função objetivo tende a majorar o PLD sob a opção atualmente identificada como 2 (onde se fixam apenas as variáveis inteiras das unidades desligadas, enquanto as unidades previamente acionadas podem excursionar no intervalo entre 0 e 1). Há que se considerar como esta pressão no sentido de majorar o PLD sob a opção 2 se compara e compõe com outros fenômenos, como pressões para majorar o PLD devido à possibilidade de que o CVU de plantas cuja geração estaria fixada na mínima no problema linear-inteiro sejam capturadas no custo marginal de operação.

Um ponto central a considerar é que os preços sob a opção 2 seriam afetados com a incorporação dos custos de partida e parada, não sendo possível neste momento simular o quanto tal incorporação os majorará.

Já os preços sob a opção 1 (onde se fixam todas as variáveis inteiras, tanto para as unidades acionadas como desligadas) não seriam afetados diretamente por esta incorporação (apenas indiretamente, através da possibilidade de ter soluções diferentes para o problema inteiro).

Considerando isso e observando a impossibilidade de analisar conjuntamente todos os fatores relevantes em análises realizadas sem a modelagem dos custos de decisões inteiras, opta-se

neste momento por recomendar a opção 1 para a formação de preço, por entender-se que sua maior simplicidade facilitará a compreensão do mercado sobre a precificação.

5. Considerações finais e recomendações

Ao longo do ciclo de trabalho do Subgrupo de Trabalho de Operação e Preço (SGOP), que compreendeu o período de setembro/17 a março/19, foram abordados diversos temas afetos a implantação do preço horário em 2020 utilizando o modelo DESSEM.

Para cada uma das decisões metodológicas de precificação que devem ser tomadas, a saber:

- (i) Cálculo do PLD com a representação da rede elétrica conjuntural completa ou com a representação dos intercâmbios entre os submercados;
- (ii) Definição do PLD em hora cheia;
- (iii) Tratamento das decisões binárias para determinação do CMO/PLD, foram apresentadas neste relatório diferentes alternativas de implantação e foram avaliados o desempenho de cada uma destas alternativas em relação a diversos critérios, que vão desde qualidade do sinal econômico embutido nos preços até tempo de processamento dos modelos computacionais oficiais utilizados na formação de preços.

As diferentes atribuições das instituições da CPAMP podem levar, naturalmente, a percepções levemente distintas da prioridade dos critérios avaliados. Isso reforça a importância de que os agentes de mercado e os demais segmentos da sociedade apresentem suas percepções, de forma a guiar a decisão final do colegiado.

A CPAMP entende ser importante que os agentes de mercado e demais segmentos da sociedade não apenas utilizem este relatório para entender o desempenho de cada uma das alternativas de implantação aqui analisadas, mas também apresentem na consulta pública contribuições que deixem transparecer quais dos critérios avaliados percebem ser mais importantes para a realidade do setor elétrico brasileiro.

6. Referências bibliográficas

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. REN ANEEL nº 658/2015

CASTRO, N. de; BRANDÃO, R.; HUBNER, N.; DANTAS G. e ROSENAL, R. *A Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico, TDSE nº 62. 2014

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2019 – *website*

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, " Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM", Relatório Técnico CEPEL, 2019.

DANCEY, Christine & REIDY, John. (2006), Estatística Sem Matemática para Psicologia: Usando SPSS para Windows. Porto Alegre, Artmed.

A. L. Diniz, F. S. Costa, M. E. P. Maceira, T. N. Santos, L. C. Brandão, R. N. Cabral, " Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil", 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, June 2018.

M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos, C.B. Cruz , "Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model", 20th PSCC - Power Syst. Comp. Conf., Dublin, Ireland, June, 2018.

SILVA, Edson Luiz da Silva, Formação de preços em mercados de energia elétrica. 2ª edição revisada e ampliada. 2012.

CENACE, Centro Nacional de Control de Energia. 2019 – *website*

<https://www.cenace.gob.mx/DocsMEM/OpeMdo/ReporteSEM/Metodologi%CC%81a%20de%20Ca%CC%81lculo%20Reporte%20Semanal.pdf>

PJM Interconnection. 2019 – *website*

http://publikasjoner.nve.no/report/2011/report2011_02.pdf

AEMO, Australian Energy Market Operator. 2019 – *website*

http://publikasjoner.nve.no/report/2011/report2011_02.pdf e https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Power_System_Ops/Procedures/SO_O_P_3705---Dispatch.pdf

EMA, Energy Market Authority. 2019 – *website*

https://www.ema.gov.sg/cmsmedia/handbook/nems_111010.pdf

NordPool. 2019 – *website*

<https://www.nordpoolgroup.com/>