

CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 71/2019

Título: Contribuição da ABEEólica relativa à documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP, que trata do Modelo DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo e formação do preço da liquidação das diferenças horário.

Ato de instauração:

Nome da Instituição ou Cidadão: Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica

Nome do Representante da Instituição (se aplicável): Elbia Gannoum

Prezados (as),

A ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica, instituição que congrega mais de 100 empresas da cadeia produtiva de energia eólica no País, tem como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade dessa indústria. Neste sentido, vimos, respeitosamente, expor considerações a respeito do **tema em título que é de enorme impacto para o setor eólico caso haja adoção de qualquer modelo e formação de preço preliminar à um período mínimo de testes, análise de dados e criação de novos mecanismos de mercado.**

Primeiramente, gostaríamos de abordar o forte crescimento verificado na última década com investimentos massivos em usinas eólicas no Brasil, o que nos conferiu uma escalada rápida de posições no ranking mundial de energia eólica. Em 2018, fomos o 8º colocado no mundo com maior capacidade eólica instalada. Há que se exaltar ainda o último ano de desenvolvimento de usinas eólicas no Ambiente de Contratação Livre – ACL, cuja evolução pode ser aferida com os dados obtidos no site da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que demonstram um volume cerca de 1 GW de projetos eólicos com resoluções autorizativas emitidas apenas até 30 de abril de 2019.

Em números gerais, registra-se também que, conforme resultado consolidado de leilões disponibilizado no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, somente no último Leilão de Energia Nova A-6/2018 foram viabilizados cerca de 1,1 GW de usinas eólicas, que se somam aos mais de 16 GW contratados anteriormente. Tal montante, bastante expressivo para o Setor Elétrico Brasileiro – SEB, permite, nos dias de hoje, que as eólicas ocupem a 2ª posição na matriz elétrica brasileira com cerca de 10% de representatividade nesta.

O **crescimento sustentável da fonte eólica** ora exposto, principalmente no que se refere ao vertiginoso patamar atingido na matriz, **reflete os pilares adotados no SEB de estabilidade regulatória, segurança jurídica, transparência, previsibilidade e transição acertada.** Nesse sentido, trazemos para discussão a necessidade urgente de se avaliar o impacto regulatório e comercial da implantação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD Horário, bem como o modelo operacional para maior assertividade e fidelidade no atendimento dos referidos pilares.

Importante destacar que as premissas supracitadas estão presentes na Consulta Pública nº 33/2017 deste Ministério e na Portaria MME nº 187, de 5 de abril de 2019, que instituiu o Grupo de Trabalho responsável por desenvolver propostas para modernização do setor elétrico.

Ao se tratar modernização, em ambos os documentos está clara a necessidade de avaliação em conjunto dos avanços propostos para o setor elétrico. O sinal de preço, neste caso, deve se fazer acompanhar dos instrumentos de resposta ao sinal de preço, sob pena da eficiência econômica restar apenas presumida. Ou seja, não é suficiente



ABEEólica

Associação Brasileira
de Energia Eólica

que o PLD horário motive ou seja motivado pela oportunidade de criação de novos produtos de comercialização, inclusive baseados na resposta da demanda, **é necessário que o PLD horário seja implantado simultaneamente com novos produtos e ambientes de mercado.**

Todavia, **a Consulta Pública nº 71 foi aberta com a discussão restrita à aplicação ou não do DESSEM sem a apresentação de uma discussão de como será realizado o encadeamento dessa medida com as demais ações** a serem adotadas no processo da Portaria MME nº 187/2019. A Consulta Pública nº 71 também evitou a discussão sobre a conveniência e oportunidade de se avaliar modelos alternativos à cadeia de programas NEWAVE, DECOMP e DESSEM para definição do PLD.

Nada obstante, assim como abordado na documentação pública da CP nº 71, **não há controvérsia quanto à capacidade potencial do preço horário sinalizar maior eficiência econômica ao mercado de energia elétrica com a aproximação temporal da operação física e comercial**, desde que esta sinalização econômica produza respostas apropriadas.

Reconhecemos ainda que todos os envolvidos direta ou indiretamente na precificação horária têm realizado esforços no sentido de validar o modelo DESSEM adequadamente. Prova disso são os recorrentes ajustes, aperfeiçoamentos e refinamentos realizados desde a implantação da contabilização sombra, em abril de 2018. Assim, nota-se que o processo vem elevando o nível de amadurecimento e mais precisamente, em fevereiro de 2019, tendo alcançado um grau de aperfeiçoamento generoso.

A despeito do até aqui abordado, vimos por meio desta contribuição suscitar reflexão daqueles que nos leem sobre as preocupações levantadas pela ABEEólica. Uma delas é em razão da quebra da série histórica de dados, restando **um espaço amostral extremamente reduzido (fevereiro de 2019) para as avaliações reais de potenciais benefícios e riscos do novo modelo**, que, portanto, são prejudicadas. Dado o rito de operação do setor e cadeia de modelos atualmente vigente, entendemos que, no mínimo, **deve haver simulações (sombra) durante um ciclo hidrológico completo.**

Ainda em uma esfera temporal, o modelo DESSEM segue a linha de sofisticação dos modelos NEWAVE e DECOMP, porém, ao se cotejar os manuais metodológicos dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, **é clara a sensação que este último tenha sido divulgado de modo um tanto precipitado, sem os detalhamentos metodológicos e didáticos** que permeiam os dois primeiros.

Na ótica das preocupações da indústria eólica, ressentem-se do tratamento superficial usado, tanto ao nível conceitual quanto ao nível de formulação, pois **apesar do trabalho massivo realizado para implantação do Modelo de Previsão de Geração Eólica, a contribuição do parque eólico é tratada abatendo-se da carga a geração prevista no horizonte de programação, por submercado.** Feito isto, conforme indica a redação dos Manuais do DESSEM, na versão disponibilizada, a fonte eólica desaparece do modelo DESSEM, ficando exposta passivamente às flutuações do CMO, que é afetado por vários outros fatores com muita riqueza de detalhes nas restrições e nos dados de entrada do modelo.

Diferentemente da adoção usual nos modelos atuais de despacho ótimo, ao não otimizar endogenamente o despacho das fontes intermitentes, como a eólica, informa-se ao DESSEM tanto a carga por barra quanto a geração das fontes intermitentes e **o modelo então procede os abatimentos pertinentes, otimizando o despacho para a carga líquida resultante.**

No manual do DESSEM, **a seção dedicada à geração não despachada centralizadamente é minúscula**, um contrassenso ao se comparar com a um dos motivadores de implantação do preço horário que é a mudança da



ABE Eólica

Associação Brasileira
de Energia Eólica

matriz elétrica brasileira e, conseqüentemente, da operação do sistema atualmente mais variável. Resta clara uma assimetria: **se a geração eólica tem um impacto reduzido no despacho centralizado e, conseqüentemente, na formação do CMO, o inverso é preocupante, pois a formação do CMO pode ter um impacto decisivo na rentabilidade das usinas eólicas.**

No que se refere ao Relatório de validação da versão 1.0.1 do Módulo 2 - FT-EÓLICA, cabe ressaltar e endossar a **importância da criação de indicadores que quantifiquem a incerteza ou variação da previsão de geração eólica e que, os impactos dos desvios observados no modelo de previsão de geração eólica sejam continuamente avaliados no modelo DESSEM**, medida defendida pelos agentes de geração do setor eólico nas diversas reuniões da FT-EÓLICA.

Abrangendo o escopo novamente para a totalidade do sistema, destacamos nos tópicos abaixo algumas questões essenciais que, salvo melhor juízo, permanecem indefinidas no material disponibilizado na CP 71:

- **Qual protocolo será usado para escolher o padrão de acoplamento do DESSEM com o DECOMP?** Visto que a seleção do acoplamento com o DECOMP, se por Função de Custo Futuro, ou se meta semanal de operação, interfere no CMO calculado.
- **Qual protocolo será usado para hierarquizar a ordem de relaxação das restrições violadas?** Considerando que o DESSEM implementa um procedimento de penalização hard para suas restrições não atendidas, indicando ao usuário um conjunto de restrições que devam ser examinadas, selecionando-se algumas delas para serem relaxadas.
- Como o DESSEM permite uma discretização temporal não uniforme para horizonte alongado (além do horizonte imediato das primeiras 24 horas do período programado), **qual protocolo será usado na definição dos intervalos não uniformes de discretização?**
- **Qual o detalhamento da metodologia e dos parâmetros empregados no modelo de *unit commitment* de cada termelétrica, inclusive para efeitos de homologação? Quais serão as regras e critérios mínimos de antecedência para atualização dos parâmetros de *unit commitment* das termelétricas?**
- **Há possibilidade de disponibilização do modelo de previsão de cargas?**
- **Qual o protocolo de contingência para a operação e o cálculo do PLD em caso de não convergência ou falha não prevista do DESSEM?**

Além dos pontos metodológicos, **os axiomas adotados a priori, de redução dos Encargos de Serviços de Sistema – ESS, por exemplo, podem não ser verdadeiros.** Existem duas razões fundamentais para que a adoção do PLD horário reduza a necessidade de arrecadação do ESS. Primeiro, o cálculo diário do PLD, em substituição ao semanal, possibilitaria a melhor representação da conjuntura operativa, especialmente restrições de transmissão, disponibilidades de usinas, previsões de afluências, de ventos e de insolação e flutuações da carga, redução da geração por *constrained-on* e *constrained-off*. Segundo, a discretização do PLD em base horária permitiria que o valor do Custo Marginal de Operação – CMO fosse mais aderente à realidade operação, reduzindo o número de usinas despachadas fora da ordem de mérito.

A suspeita de não realidade das presunções acima pode ser reforçada quando ampliamos o horizonte de análise e o espaço de busca por outras variáveis explicativas, como demonstrado abaixo.

Tabela 1 – Contabilização Sombra do ESS para o mês de fevereiro/2019

Componente	Contabilização	Contabilização Sombra PLD sem rede	Δ	Contabilização Sombra PLD com rede	Δ
Recebimento por Reserva Operativa	R\$ 126.426.659,17	R\$ 100.034.801,01	-R\$ 26.391.858,16	R\$ 88.981.978,57	-R\$ 37.444.680,60
Recebimento por <i>Constrained-on</i>	R\$ 57.139.411,39	R\$ 43.970.387,31	-R\$ 13.169.024,08	R\$ 44.285.889,99	-R\$ 12.853.521,40
Recebimento por Segurança Energética	R\$ 53.243.552,18	R\$ 43.264.465,74	-R\$ 9.979.086,44	R\$ 40.650.820,19	-R\$ 12.592.731,99
Recebimento por Deslocamento Hidráulico	R\$ 31.111.118,58	R\$ 31.900.964,69	R\$ 789.846,11	R\$ 31.544.141,55	R\$ 433.022,97
Recebimento por Compensação Síncrona	R\$ 9.425.048,25	R\$ 9.425.048,25	R\$ -	R\$ 9.425.048,25	R\$ -
Recebimento por Outros Serviços Ancilares	R\$ 8.585.831,73	R\$ 8.585.831,73	R\$ -	R\$ 8.585.831,73	R\$ -
Recebimento por <i>Constrained-off</i>	R\$ 5.452.536,15	R\$ 5.220.808,09	-R\$ 231.728,06	R\$ 6.292.533,31	R\$ 839.997,16
Recebimento por Importação de Energia	R\$ 1.118.596,95	R\$ 1.242,29	-R\$ 1.117.354,66	R\$ -	-R\$ 1.118.596,95
TOTAL	R\$ 292.502.754,40	R\$ 242.403.549,11	-R\$ 50.099.205,29	R\$ 229.766.243,59	-R\$ 62.736.510,81

Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019

Tabela 2 – Contabilização Sombra do ESS para o mês de março/2019

Componente	Contabilização	Contabilização Sombra PLD sem rede	Δ	Contabilização Sombra PLD com rede	Δ
Recebimento por Reserva Operativa	R\$ 132.548.925,17	R\$ 118.507.770,32	-R\$ 14.041.154,85	R\$ 115.498.705,75	-R\$ 17.050.219,42
Recebimento por <i>Constrained-on</i>	R\$ 86.939.153,98	R\$ 87.811.139,31	R\$ 871.985,33	R\$ 86.850.873,81	-R\$ 88.280,17
Recebimento por Segurança Energética	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Recebimento por Deslocamento Hidráulico	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Recebimento por Compensação Síncrona	R\$ 13.329.038,00	R\$ 13.329.038,00	R\$ -	R\$ 13.329.038,00	R\$ -
Recebimento por Outros Serviços Ancilares	R\$ 8.591.755,99	R\$ 8.591.755,99	R\$ -	R\$ 8.591.755,99	R\$ -
Recebimento por <i>Constrained-off</i>	R\$ 15.542.967,49	R\$ 13.004.594,85	-R\$ 2.538.372,64	R\$ 13.884.624,62	-R\$ 1.658.342,87
Recebimento por Importação de Energia	R\$ 694,54	R\$ 123.490,44	R\$ 122.795,90	R\$ 63.363,21	R\$ 62.668,67
TOTAL	R\$ 256.952.535,17	R\$ 241.367.788,91	-R\$ 15.584.746,26	R\$ 238.218.361,38	-R\$ 18.734.173,79

Fonte: InfoMercado Sombra 2019, CCEE

Sumarizando, a informação apresentada permite aferir que **não é possível demonstrar a existência de relação explícita e direta entre a adoção do PLD horário e a redução de ESS**, pois embora os valores globais deste encargo tenham apresentado uma diminuição para os meses de fevereiro e março, não foram observadas as reduções esperadas nas rubricas associadas à restrição de operação por *constrained-on* e *constrained-off* e aos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Além da cobertura dos custos associados às diferenças de CMO, o ESS também é destinado ao pagamento pela prestação de serviços ancilares necessários para garantir a qualidade e segurança da energia elétrica. Compõe ainda a apuração mensal dos ESS o total de recursos ajustados para alívio de ESS, os quais são utilizados para ajuste dos valores dos encargos (desconsiderando os encargos por segurança energética) calculados, reduzindo o montante de encargos a serem rateados pelos consumidores.

Ainda, a partir de um chamado aberto por agentes na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, foi informado que o **cálculo dos encargos na contabilização sombra foram realizados apenas substituindo o PLD semanal pelo PLD horário, mantendo tudo o mais constante. Infere-se, portanto, que o Operador Nacional do Sistema – ONS não tenha efetuado um “despacho sombra” e o consequente ajuste da titulação do despacho de usinas termelétrica, tornando os resultados em tela passíveis de questionamento.**

Com os dados disponibilizados no InfoMercado Sombra 2019 da CCEE é possível observar que o **valor de descolamento entre PLD e CMO foi de R\$ 249.721 em fevereiro e de R\$ 89.082 em março, porém nas contabilizações horárias (sem rede e com rede) os valores foram muito superiores**. Isso ocorre porque na contabilização por patamar, para o recebimento deste custo, as usinas têm de atender a condição de custo declarado da usina não hidráulica ser maior que o PLD e inferior ao CMO. Já nas contabilizações horárias, a condicionante para o recebimento é diferente. **Essa é uma característica peculiar da aplicação do preço horário com potencial implicação nos ESS, a qual cabe uma investigação detalhada e criteriosa.**

Reforçamos que **os estudos foram realizados apenas com dados dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2019, sendo a amostra insuficiente para subsidiar a decisão. Recomenda-se que o CMO e o PLD sombra dos meses anteriores sejam recalculados com a incorporação das novas funcionalidades** nos decks de preços com rede e sem rede utilizadas no período em análise, de *unit commitment* térmico, ciclo combinado, restrições de segurança linear por partes e restrições de segurança por tabelas, *ceteris paribus*, para ampliar o horizonte de análise.

Ainda, diante da indisponibilidade dos dados de contabilização sombra dos ESS para o preço horário, foi realizada uma análise considerando dados das contabilizações efetivadas em 2018 e 2019 a partir das diferenças entre os resultados semanais do modelo DECOMP e a geração termelétrica adicional, bem como a geração térmica verificada. O objetivo é **identificar se há correlação do ESS global com as principais rubricas que compõem os ESS** (por restrição de operação, por segurança energética e por reserva de potência operativa) e se tais correlações seriam então replicadas e/ou observadas nos resultados horários do modelo DESSEM.

Nos resultados, **observou-se uma correlação moderada, não sendo possível concluir precisamente que a oscilação do ESS total possa ser justificada pela variação das rubricas anteriormente citadas.** Do mesmo modo **não podemos aferir se tal correlação seria observada com os resultados horários** do modelo DESSEM. Neste ponto, **retorna latente a necessidade de investigação mais detalhada de modo a aferir a variável explicativa para as oscilações do ESS total, em consonância com o efeito dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO** citados anteriormente.

Adicionalmente às rubricas do ESS aqui descritas, que compõem a parcela dos “valores a serem recebidos” pelos agentes geradores, **vale lembrar também das rubricas constantes nos “valores pagos”, que são utilizadas para alívio e rateio dos ESS como um todo.** Para alívio dos ESS, por exemplo, são utilizados os recursos devidos às penalidades de medição e por falta de combustível; as multas pelo não aporte de garantias financeiras e por inadimplência na liquidação do MCP; o saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente; e sobra de receitas advindas do mês anterior. Destaca-se que o encargo de segurança energética não tem direito a alívio como ocorre com os demais encargos de serviços do sistema.

A partir dos dados das contabilizações sombra, **observa-se que os “valores pagos”, sobretudo referentes à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados, são expressivos e, para ambos os casos, com e sem rede, têm se mostrado inferiores à contabilização com PLD semanal, fator que pode reduzir ainda mais o esperado efeito de redução do ESS por redução operativa.**

Por outro lado, **a adoção do PLD horário pode perturbar substancialmente a arrecadação do Encargo de Energia de Reserva – EER, visto que o mesmo é calculado a partir do saldo entre o pagamento de receitas fixas aos geradores contratados como reserva e as receitas de liquidação da energia gerada no Mercado de Curto Prazo – MCP ao PLD corrente.** Ou seja, ao considerarmos que os EER são apurados meramente a partir do descompasso entre receitas e custos, visto o comportamento invariável dos pagamentos necessários (custos) face ao comportamento volátil das liquidações (receitas), **uma elevação/redução brusca dessas receitas afetam significativamente o montante de EER a ser rateado pelos consumidores.**

Diante do real risco identificado de que os custos do EER se elevem a partir de uma potencial redução da receita líquida com a adoção de preços horários, sobretudo das usinas eólicas no submercado Nordeste, **torna-se imprescindível tal análise, inclusive, uma análise dos custos e benefícios líquidos dos dois encargos. Da**



ABE Eólica

Associação Brasileira
de Energia Eólica

mesma forma, é pertinente identificar instrumentos regulatórios e ajustes de regras comerciais que mitiguem eventuais efeitos danosos do PLD horário sobre o EER, e assegurem o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de energia de reserva.

Em busca da avaliação da qualidade do sinal econômico do CMO/PLD para subsidiar a tomada de decisão da adoção do PLD horário com rede ou sem rede, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 apresentou uma série de estudos. A primeira métrica empregada avalia a correlação do CMO das barras (demanda e geração) com o CMO calculado (com rede e sem rede) e a correlação entre o CMO e o PLD semanal calculado pelo modelo DECOMP para as diferentes alternativas. Complementarmente, o Relatório Técnico trouxe estudos adicionais comparando a correlação entre o CMO do caso com rede (Alternativa 2) e do caso sem rede (Alternativa 3) e o PLD semanal por patamar calculado pela CCEE com o modelo DECOMP.

A segunda métrica utilizada no Relatório consiste em comparar as aderências das variáveis duas associadas às barras de cada caso, ordenando os resultados da menor à maior diferença, de forma a indicar qual a parcela da carga (% do total do submercado) cuja diferença é inferior a um dado valor.

Para algumas métricas e comparações apresentadas, o Relatório não analisou os submercados Nordeste e Norte, ponto crítico para avaliação dos investidores de energia eólica, que mantem seus investimentos majoritariamente no primeiro submercado.

Em uma análise dedicada vimos que **os resultados em ambas as metodologias, bem como os avaliados a partir do impacto nos ESS, não destacam a vantajosidade** das Alternativas 2 ou 3 sobre o funcionamento atual do mercado (Alternativa 1). Assim, mais uma vez, **não é possível concluir que a adoção das Alternativas 2 ou 3 melhorariam a qualidade do sinal econômico proporcionada pela Alternativa 1.**

Nota-se, inclusive, que o comportamento das variáveis observadas é historicamente semelhante durante o período de análise¹, podendo contribuir para uma análise enviesada da correlação e aderência dos dados. Também, a análise integral em todos os submercados foi prejudicada pela constância observada do PLD calculado em patamares nesse curto período.

Em relação a variabilidade, **o Relatório realiza uma análise comparativa entre os efeitos das Alternativas 2 e 3, quais sejam, CMO com e sem rede, no que tange à volatilidade média do PLD ao longo de um dia, por meio da métrica do desvio padrão. Muito embora as equações descritas mencionem as variáveis CMO como sendo as variáveis objeto de análise, os gráficos dispostos indicam que se trata de análise de volatilidade do PLD, a qual muito provavelmente contempla os limites máximos e mínimos, limitando, assim, os reais CMO observados.**

Entretanto, de forma a superar a suposta ambiguidade desse tópico no relatório, **realizamos uma análise com escopo mais amplo para os submercados Sudeste e Nordeste**, contemplando, além da métrica de volatilidade dos PLD para as Alternativas 2 e 3, a volatilidade do PLD semanal por patamar calculado pela CCEE com o modelo DECOMP e do PLD horário calculado pela CCEE com o modelo DESSEM e a volatilidade do CMO semi-horário publicado pelo ONS.

As avaliações, que serão minuciosamente detalhadas nos anexos, demonstram que, **no submercado Sudeste, por exemplo, a adoção de PLD horário aumenta significativamente a volatilidade medida tanto pelo desvio padrão quanto pela frequência de eventos de oscilação brusca. O valor máximo de desvio padrão são**

¹ Os meses de janeiro, fevereiro e março compõem o período úmido (dezembro-abril), com preços horo-sazonais historicamente inferiores e com comportamentos operacional e de preços semelhantes no período.



ABE Eólica

Associação Brasileira
de Energia Eólica

69% maiores na Alternativa 2 e 119% superior na Alternativa 3. Além disso, o período de menor volatilidade diária, compreendido entre 1º de fevereiro e 23 de março de 2019, coincide com valores elevados de PLD médio, inclusive com o atingimento do limite máximo.

Ressalta-se, também, o fato de **o PLD horário com rede ter uma volatilidade significativamente superior ao do PLD horário sem rede no mês de janeiro de 2019 e que essa relação se inverte nos meses de abril e maio de 2019. O fenômeno é contra intuitivo e precisa ser investigado com mais detalhe**, visto que pode resultar de problemas de modelagem.

Adicionalmente, **a volatilidade do submercado Nordeste, com o PLD horário (Alternativas 2 e 3), atinge níveis bastante significativos**, ao contrário do desempenho observado com o PLD por patamar (Alternativa 1), com volatilidade nula no ano de 2019. Tal volatilidade, caso adotada a Alternativa 2 ou 3 sem uma maior atenção para as regras de liquidação no MCP, provocará uma alteração radical na matriz de riscos dos contratos por disponibilidade de usinas eólicas e por quotas de garantia física de usinas hidrelétricas.

Finalmente, os resultados apresentados demonstram que é preciso estar atento para a possibilidade de *gaming* e de abuso de poder de mercado, particularmente no caso dos agentes que possuem liberdade para arbitrarem suas posições no MCP.

Em resumo, a Tabela 3 abaixo sintetiza análises qualitativas e quantitativas apresentadas no Relatório e nos anexos por meio da ferramenta gráfica conhecida como *Harvey Balls*. Na métrica adotada para a avaliação, quanto mais cheia a bola, melhor é o desempenho do critério avaliado.

Tabela 3 – Resumo da análise comparativa

Critério	Métrica	Alternativa 1 (atual)	Alternativa 2 (com rede)	Alternativa 3 (sem rede)
Qualidade do sinal econômico	Correlação			
	Aderência			
Encargos				
Volatilidade				
Impactos na matriz de riscos do mercado				
Previsibilidade e complexidade				

Fonte: Elaboração própria, com base na análise elaborada nesse relatório.

Sendo assim, verifica-se que, a despeito do potencial benéfico da adoção do PLD horário, dada a conjuntura atual e as informações disponíveis, o risco de prejuízo e perdas é superior. Não há, portanto, motivação suficiente para a implantação do PLD horário, sendo, o interesse público, melhor atendido pela manutenção do *status quo* até que se disponha de uma base de dados de liquidação sombria maior e até que os efeitos colaterais sobre o mercado de energia elétrica sejam endereçados pela regulação.

Diante do exposto, **expomos nossa discordância com a implementação do PLD Horário em janeiro de 2020**, considerando que:

- a adoção do PLD horário implicará em significativo aumento da volatilidade do preço, podendo atingir patamares suficientes para representarem barreira a novos investimentos, dada a magnitude dos riscos financeiros e ausência de instrumentos regulatórios de mitigação;
- a capacidade do PLD horário reduzir distorções alocativas via ESS é reduzida e não alcança patamar suficiente para justificar a transição para o PLD horário já em 2020, inclusive diante do risco real de



ABEEólica

Associação Brasileira
de Energia Eólica

que os custos do ERR se elevem a partir da redução da receita líquida da geração de eólicas no Nordeste;

- o PLD horário produzirá uma alteração radical na matriz de risco dos contratos celebrados em ambos os ambientes, livre e regulado, o que pode ensejar custos muito superiores aos benefícios pretendidos. Assim, mesmo que se tenha maturidade e robustez computacional suficientes para sustentar a adoção de precificação horária, deve-se atentar para todos os custos de modo que estes não possam superar o conjunto de benefícios potenciais;
- a amostra de dados disponível, quando se incorporou a funcionalidades de *unit commitment* das termelétricas no DESSEM, é insuficiente para subsidiar uma decisão com a relevância estratégica e potencial de risco como a alteração da granularidade do preço da energia elétrica;
- a contrapartida do preço horário deve ser a disponibilidade de instrumentos que permitam observar e responder à sua sinalização. Portanto, é necessário que o PLD horário seja implantado simultaneamente com estes novos produtos e ambientes de mercado; e
- como é usual nos modelos atuais de despacho ótimo, o DESSEM não otimiza endogenamente o despacho das fontes intermitentes, como a eólica, apenas abatendo da carga a geração prevista para estas fontes. O modelo então procede os abatimentos pertinentes, otimizando o despacho para a carga líquida resultante.

Por fim, **compartilhamos o detalhamento de todas as avaliações apresentadas, que foram extraídas de dois Pareceres Técnicos contratados pela ABEEólica para análise dedicada à CP 71:** (i) Análise de Impacto Regulatório da Aplicação de PLD Horário no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro; (ii) Simulação dos efeitos da aplicação do PLD horário no ESS e no EER e avaliação da consistência e da coerência metodológica dos documentos disponibilizados pela CP MME nº 71.

Atenciosamente,

Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica



PARECER TÉCNICO

Consulta Pública nº 071/2019-MME

Análise de Impacto Regulatório

**Aplicação de Preço Horário no Mercado de
Energia Elétrica Brasileiro**

7 de junho de 2019



ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	3
OBJETO	7
PROBLEMA REGULATÓRIO	8
NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO	12
Encargo de Serviços de Sistema - ESS	12
Eficiência do sinal econômico e impactos na matriz de risco do mercado	14
ANÁLISE DE ALTERNATIVAS	18
Aderência do sinal econômico	24
Volatilidade	31
Impactos na matriz de risco do mercado	37
Previsibilidade e complexidade	43
Desempenho das Diferentes Alternativas	45
CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS	45
CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	46



SUMÁRIO EXECUTIVO

1. Não há controvérsia quanto à capacidade potencial de o preço horário sinalizar maior eficiência econômica ao mercado de energia elétrica com a aproximação temporal das decisões de despacho econômico e operação comercial. Sendo assim, a possibilidade de implantação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) horário no mercado brasileiro é meritória e deve permanecer na agenda regulatória setorial.
2. Entretanto, a sinalização econômica do PLD horário terá alguma eficácia apenas se produzir respostas apropriadas. Nos casos de maior impacto, quando o preço horário atinge valores elevados, a resposta desejada contempla a conexão de geradores com custo marginal elevado e a desconexão de consumidores com benefício marginal que não seja tão elevado. Isso, porém, exige, tanto da parte dos geradores quanto dos consumidores, a capacidade de observar o preço e controlar a conexão (liga/desliga) em tempo real. Ademais, os requisitos de observabilidade e controlabilidade devem ser processados em tempo exíguo, sob pena de desta atuação tornar-se contraproducente. Isto é, o sinal de controle só atuar quando o sinal de preço já estiver comutado.
3. Então a contrapartida do preço horário deve ser a disponibilidade de instrumentos que permitam observar e responder à sua sinalização. Não é suficiente que o PLD horário motive ou seja motivado pela “oportunidade de criação de novos produtos de comercialização de energia elétrica, inclusive baseados na resposta da demanda, que seriam negociados em uma futura bolsa de energia elétrica, criada pelo mercado, com negociações padronizadas e funções de liquidação (*clearing house*)”. É necessário que o PLD horário seja implantado simultaneamente com estes novos produtos e ambientes de mercado. **O sinal de preço deve se fazer acompanhar dos instrumentos de resposta ao sinal de preço, sob pena da eficiência econômica restar apenas presumida.** Essa premissa está presente na Consulta Pública nº 33/2017 do Ministério de Minas e Energia (MME) e na Portaria MME nº 187, de 5 de abril de 2019, que instituiu o Grupo de Trabalho responsável por desenvolver propostas para modernização do setor elétrico.
4. Todavia, a Consulta Pública nº 71 foi aberta com a discussão restrita à aplicação ou não do DESSEM sem a apresentação de uma discussão de como será realizado o encadeamento dessa medida com as demais ações a serem adotadas no processo da Portaria MME nº 187/2019. A Consulta Pública nº 71 também evitou a discussão sobre a conveniência e oportunidade de se avaliar modelos alternativos à cadeia de programas NEWAVE, DECOMP e DESSEM para definição



do PLD. Ainda assim, a partir dos dados e documentos disponibilizados, bem como do problema regulatório e da necessidade de intervenção identificados, é possível analisar três alternativas:

Alternativa 1 – Manter a regra atual de cálculo semanal do PLD, considerando três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro, com a aplicação dos modelos NEWAVE e DECOMP.

Alternativa 2 – Realizar o cálculo diário do PLD em base horária com a aplicação dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM e representação da rede elétrica completa (conjuntural), referenciado como **caso com rede**.

Alternativa 3 – Realizar o cálculo diário do PLD em base horária com a aplicação dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM e a representação somente dos intercâmbios entre os submercados, referenciado como **caso sem rede**.

5. A análise realizada nesse documento permite concluir que a adoção do PLD horário implicará o significativo aumento da volatilidade do preço, podendo atingir patamares suficientes para representarem barreira a novos investimentos, dada a magnitude dos riscos financeiros e ausência de instrumentos regulatórios de mitigação.

6. Verificou-se, por exemplo, que a capacidade do PLD horário reduzir distorções alocativas via o Encargo de Serviço de Sistemas (ESS) é reduzida e não alcança patamar suficiente para justificar a transição para o PLD horário já em 2020, inclusive diante do risco real de que os custos do Encargo de Energia de Reserva (ERR) se elevem a partir da redução da receita líquida da geração de eólicas no nordeste.

7. Em resumo, a adoção do PLD horário produzirá uma alteração radical na matriz de risco dos contratos celebrados em ambos os ambientes, livre e regulado, o que pode ensejar custos muito superiores aos benefícios pretendidos. Assim, mesmo que se tenha maturidade e robustez computacional suficientes para sustentar a adoção de precificação horária, há indicação de que custo supera o conjunto de benefícios potenciais

8. Adicionalmente, ressalta-se que as simulações e estudos disponibilizados no âmbito da Consulta Pública nº 71 foram realizados apenas com dados dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2019, quando se incorporou a funcionalidades de *unit commitment* das termelétricas no DESSEM. Como resultado, a amostra de dados disponível é insuficiente para subsidiar uma



decisão com a relevância estratégica e potencial de risco como a alteração da granularidade do preço da energia elétrica. Recomenda-se, portanto, que o CMO e o PLD sombra dos meses anteriores sejam recalculados com a incorporação das novas funcionalidades, *ceteris paribus*, para ampliar o horizonte.

9. Além de todo o exposto, considerando que o processo de consulta pública também se presta à solicitação de melhor esclarecimento acerca dos parâmetros apresentados pelo poder público, destaca-se que algumas questões essenciais permaneceram indefinidas no material disponibilizado pelo MME, quais sejam:

- a) Metodologia de incorporação da previsão de geração eólica no modelo de otimização, visto que a redação dos Manuais do DESSEM, na versão disponibilizada, indicam que a mesma é abatida da carga;
- b) Apresentação de contabilidade sombra para o impacto do PLD horário no EER;
- c) O Detalhamento da metodologia e dos parâmetros empregados no modelo de *unit commitment* de cada termelétrica, inclusive para efeitos de homologação;
- d) Definição de regras e critérios mínimos de antecedência para atualização dos parâmetros de *unit commitment* das termelétricas;
- e) Possibilidade de disponibilização do modelo de previsão de cargas;
- f) Definição do protocolo de contingência para a operação e o cálculo do PLD em caso de não convergência ou falha não prevista do DESSEM; e
- g) Possibilidade de realização de *back-tests* para comprovar a estabilidade dos modelos.

10. Finalmente, é preciso estar atento para a possibilidade de *gaming* e de abuso de poder de mercado, particularmente no caso dos agentes que possuem liberdade para arbitrarem suas posições no Mercado de Curto Prazo (MCP), podendo escolher ficar *short* (precisa comprar lastro), *long* (precisa vender lastro) ou neutro com o conhecimento prévio do preço que será praticado. Nesse caso, o comportamento estratégico dos agentes em busca de lucro adicional distorce a decisão de despacho do ONS, podendo levar, inclusive, ao aumento do custo do CMO



e do ESS. Sendo assim, o correto seria que o preço horário fosse adotado em conjunto com regras específicas para mitigar tais riscos.

11. Sendo assim, verifica-se que, a despeito do potencial benéfico da adoção do PLD horário, dada a conjuntura atual e as informações disponíveis, o risco de prejuízo e perdas é superior. Não há, portanto, motivação suficiente para a implantação do PLD horário, sendo, o interesse público, melhor atendido pela manutenção do *status quo* até que se disponha de uma base de dados de liquidação sombra maior e até que os efeitos colaterais sobre o mercado de energia elétrica sejam endereçados pela regulação.



OBJETO

12. 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 e DECOMP.

13. A Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia (MME), instituída em 2017, propôs, dentre outras medidas, a implementação de preços com intervalo máximo horário até o ano de 2020.

14. A Consulta Pública nº 71, instituída recentemente, também pelo MME, disponibilizou a documentação técnica do Grupo de Trabalho (GT) Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), que trata do Modelo DESSEM, com foco na adoção operacional do PLD horário.

15. Em suma, os documentos disponibilizados nas consultas públicas defendem que uma maior aproximação do PLD à realidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) propiciaria a representação mais fidedigna das fontes intermitentes e a consequente redução de encargos, além de viabilizar novos serviços, como a resposta da demanda e sistemas de armazenamento, dentre outros.

16. Os documentos, todavia, não apresentam uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) das possíveis consequências da adoção do PLD horário. Sendo assim, já em consonância com o Capítulo IV da Medida Provisória nº 881, de 30 de abril de 2019¹, o presente Parecer busca suprir essa lacuna, de modo a possibilitar a melhor compreensão acerca da conveniência e

¹ Institui a Declaração de Direitos de Liberdade Econômica, estabelece garantias de livre mercado, análise de impacto regulatório, e dá outras providências.

Art. 5º As propostas de edição e de alteração de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, editadas por órgão ou entidade da administração pública federal, incluídas as autarquias e as fundações públicas, serão precedidas da realização de análise de impacto regulatório, que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo para verificar a razoabilidade do seu impacto econômico.

Parágrafo único. Regulamento disporá sobre a data de início da exigência de que trata o caput e sobre o conteúdo, a metodologia da análise de impacto regulatório, sobre os quesitos mínimos a serem objeto de exame, sobre as hipóteses em que será obrigatória sua realização e sobre as hipóteses em que poderá ser dispensada.



oportunidade da adoção do PLD horário nos termos da documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP, disponibilizada por meio da Consulta Pública nº 71 do MME.

PROBLEMA REGULATÓRIO

17. Em 5 de julho de 2017, o MME disponibilizou a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE para a Consulta Pública nº 33. A referida nota técnica apresentou proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, baseada em quatro eixos:

EIXO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO: decisões que orientam a reforma e elementos de coesão, incluindo reforços explícitos a mecanismos já existentes destinados a atuar como contrapartidas às alterações fundamentais do modelo;

EIXO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO: aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico, permitindo gerenciamento dinâmico dos riscos sistêmicos e comerciais, sem precipitar escolhas definitivas;

EIXO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO: alocação adequada de custos entre os agentes – o que se reflete em medidas explícitas de correção de incentivos e racionalização de subsídios ou incentivos, com observância dos requisitos formais e legais, mitigando riscos judiciais por meio do instrumento legal e esclarecendo regras de enquadramento;

EIXO 4 – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO: medidas de sustentabilidade, que incluem propostas de desjudicialização e distribuição da renda dos ativos do setor

18. A possibilidade de adoção do PLD horário foi tratada no Eixo 1, por meio da seção Redução dos Limites para Acesso ao Mercado Livre, e no Eixo 2, por meio da seção Regras Comerciais para Máximo Acoplamento entre Formação de Preço e Operação.

19. No Eixo 1, o PLD horário foi inserido na relação de medidas destinadas a redução de distorções alocativas de custos e de incentivos para fontes alternativas de energia, que elevariam a necessidade de arrecadação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) com a migração



de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e que poderiam ser substituídas ao longo do tempo pela adequada valoração dos atributos que essas fontes entregam ao sistema.

*“3.38. (...) Essas fontes gozam de desconto nas tarifas de uso das redes de transmissão e de distribuição, aplicável sobre a produção e sobre o consumo da energia, de modo que cada unidade de expansão do segmento especial **implica um aumento dos subsídios pagos pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**. Este desenho resulta em subsídios cruzados, afetando adversamente a alocação de custos no setor.”* (grifou-se)

*“3.39. Mais à frente, quando forem abordadas as propostas de destravamento e da **correta alocação de custos**, serão apresentadas outras medidas que lidam com essa **distorção alocativa** corrigindo a forma como são dados **incentivos a determinadas fontes de energia e como esses incentivos poderiam ser substituídos ao longo do tempo pela adequada valoração dos atributos que essas fontes entregam ao sistema e por meio de preços mais granulares no tempo (com compromisso de implantação de preços horários) e no espaço**. (...)”* (grifou-se)

20. No Eixo 2, a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE sustenta que é fundamental o estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes, e que se desviem o mínimo possível da realidade operativa. Para tanto, defende que o início da utilização de preços com intervalo máximo horário ocorra até 2020, inclusive como um elemento de coesão para um mercado mais liberalizado que independa da opção de despacho.

21. O documento também discorre sobre a possibilidade de o sistema trabalhar com modelos de despacho centralizado por custo ou por ofertas de preço dos agentes, explicitando nesse caso a necessidade de mecanismos de monitoramento de mercado para combater práticas lesivas à concorrência.

22. A previsão de fechamento diário de posições mediante aporte de garantias financeiras, particularmente, é apontada como instrumento essencial para a mitigação do risco de inadimplência nas liquidações, mesmo que os intervalos de liquidação continuem dilatados. Neste caso, o fechamento diário atuaria como um estímulo para a contratação antecipada e seria mais compatível com a granularização temporal do preço para intervalos horários. Ademais, a nota técnica aponta a conveniência de a adoção de preços horários ser acompanhada de medidas acessórias como a:



- a) abertura de códigos e algoritmos de ferramentas computacionais de suporte à formação do preço, ao planejamento e à operação;
- b) possibilidade de oferta de preços para prestação de serviços ancilares;
- c) previsão de aporte diário de garantias financeiras para fechamento de posições no Mercado de Curto Prazo (MCP);
- d) alteração do dispositivo que prevê o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para compartilhamento do risco hidrológico.

23. Ainda de acordo com a Nota Técnica nº 5/2017, os elementos supracitados seriam fundamentais em uma eventual criação de uma bolsa pelo mercado, com negociações padronizadas e funções de liquidação (*clearing house*), que teria o condão de contribuir para alternativas de expansão do sistema diretamente pelo ambiente livre, mediante a maior credibilidade dos preços e a separação de lastro e energia, que passaria a ser a ferramenta principal de confiabilidade sistêmica.

24. Assim, após um período de aproximadamente 45 dias, o MME recebeu cerca de 215 contribuições no âmbito da Consulta Pública nº 33/2016. E, em 20 de dezembro de 2017, foi emitida a Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE, contendo proposta para fechamento da referida Consulta Pública.

25. Em relação às medidas de acoplamento entre operação e formação de preço, foi mantida a recomendação inicial para adoção do PLD horário, condicionada a obrigatoriedade de licitação para compra de modelos computacionais em substituição à abertura compulsória dos códigos-fonte dos modelos atuais. Também, foi mantida a previsão de oferta de preços para a operação e formação de preços de curto prazo com atenção a práticas anti-competitivas e mecanismos de monitoramento de mercado, com a proposição de um calendário mínimo² para implantação dessa modalidade de formação de preços em um horizonte de pelo menos 4 anos.

26. Por sua vez, a Consulta Pública nº 71 instaurada em 30 de abril de 2019 disponibilizou uma série de documentos. De acordo com o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP –

² A proposta prevê: realização de estudos sobre a oferta de preço a serem concluídos até 30 de junho de 2020; período de testes não inferior a um ano antes da aplicação, o que permite uma simulação sombra com os modelos computacionais; e aplicação apenas a partir de 1º de janeiro de 2022.



nº 01-2019 constante dessa documentação, a motivação para a adoção do PLD horário é baseada em princípio estabelecido ainda no âmbito do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), de 1998, que recomendou que o processo de estabelecimento de preço deveria refletir, da maneira mais próxima possível, os fatores que determinam o real despacho do sistema. Com efeito, em seu relatório de 1998, volume I, que tratava do Mercado Atacadista de Energia, o projeto RE-SEB já apontava a implantação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo - DESSEM, com o indicativo de preço calculado a partir de cadeia de modelos de otimização da programação energética, chegando à discretização semi-horária.

27. Adicionalmente, o GT Metodologia aponta que a redução do grau de regularização hidráulica do SIN, somada à crescente participação de fontes de geração variáveis (hidrelétricas a fio d'água, eólica e solar fotovoltaica), inclusive por meio de geração distribuída, faz com que a carga líquida percebida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tenha um perfil horário mais variável, e, portanto, **espera-se que uma maior aproximação entre a formação do preço e a operação real do sistema permita a redução dos Encargos de Serviços de Sistema (ESS).**

28. Por outro lado, o GT Metodologia também destaca que a adoção do PLD horário possibilitaria a **representação da elasticidade da demanda e a utilização da flexibilização da carga (resposta da demanda) para auxiliar na compensação de variações da oferta**, além de liberar espaço para a **criação de novos produtos para o mercado de energia elétrica**, se inserindo, portanto, no conjunto de medidas para modernização do setor elétrico em estudo pelo MME.

29. Em 5 de abril de 2019, o MME publicou a Portaria nº 187 que instituiu o Grupo de Trabalho responsável por desenvolver propostas para modernização do setor elétrico, tratando de forma integrada o ambiente de mercado e os instrumentos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico, inclusive os mecanismos de formação de preços. Medida que enfatiza, portanto, que insere a metodologia de cálculo do PLD no conjunto de medidas necessárias para a modernização do setor elétrica, as quais devem ser harmonizadas, tanto do ponto de vista conceitual, quanto em relação ao cronograma de implantação.

30. **Por todo o exposto, tem-se que o problema regulatório a ser equacionado para a análise do impacto da adoção de PLD em base horária seria a suposta ineficiência operativa decorrente da diferença entre os Custos Marginais de Operação (CMO) considerados pelo ONS no despacho real e o PLD, cujo efeito financeiro poderia ser percebido na arrecadação do ESS.**



Além disso, a adoção do PLD horário também seria motivada pela oportunidade de criação de novos produtos de comercialização de energia elétrica, inclusive baseados na resposta da demanda, que seriam negociados em uma futura bolsa de energia elétrica, criada pelo mercado, com negociações padronizadas e funções de liquidação (*clearing house*). E, os novos produtos comerciais contribuiriam para a segurança da expansão do sistema protagonizada pelo ACL, mediante uma maior credibilidade dos preços e a melhor separação de lastro e energia, que seria a ferramenta principal de suprimento de confiabilidade sistêmica.

NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO

Encargo de Serviços de Sistema - ESS

31. Devido à predominância hidrelétrica de seu parque gerador, o modelo regulatório implantado no Brasil, a partir da concepção do RE-SEB, adotou a solução de despacho centralizado (*tight pool*), em que o montante de energia elétrica a ser produzido por cada usina integrante do sistema interligado é estabelecido com base em uma cadeia de modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios, cuja função objetivo é a minimização do Custo Marginal de Operação (CMO).

32. O CMO que determina o despacho elétrico e energético é calculado pelo ONS considerando todas as restrições operativas da Rede Básica. O CMO utilizado para definição dos direitos e obrigações comerciais, entretanto, é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) sem considerar as restrições operativas internas aos submercados. Sendo assim, a energia elétrica que circula em um determinado submercado é tratada como se fosse igualmente disponível em todos seus pontos, de modo a haver somente um PLD (calculado em função do CMO comercial da CCEE) em cada submercado.

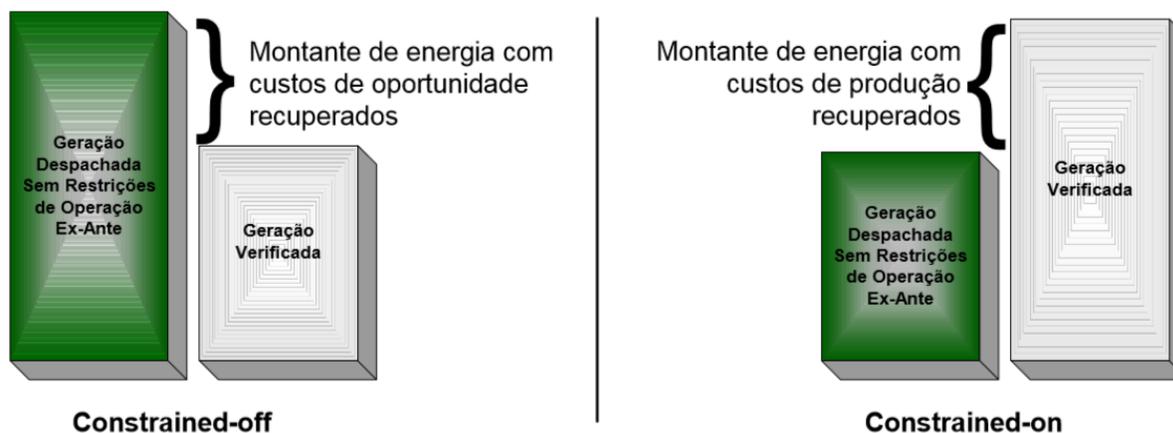
33. Pelo exposto, o despacho econômico requerido pelo ONS possui objetivo e premissas distintas do despacho comercial objeto da CCEE. Como ambos os despachos são disponibilizados aos agentes e fornecem os montantes que cada usina deveria gerar em cada situação (com e sem restrições), é possível então que o despacho real das usinas seja diferente daquele previsto. Essas diferenças, por não estarem contempladas no PLD³ calculado pela CCEE, são pagas a estas usinas através dos ESS.

³ Função do CMO comercial, calculado sem restrições internas aos Submercados.

34. Desse modo, as usinas cuja geração verificada for **maior** do que o despacho comercial da CCEE são classificadas em situação de “*constrained-on*” e recebem, além da sua geração verificada no Centro de Gravidade valorada ao PLD, um valor adicional referente à diferença entre o PLD e o preço pelos MWh a mais que produz (seu Custo Variável Unitário – CVU).

35. Alternativamente, as usinas cuja geração verificada for **menor** do que o despacho comercial da CCEE são classificadas em situação de “*constrained-off*” e recebem, além da sua geração verificada no Centro de Gravidade, valorada ao PLD, a diferença entre o PLD e sua oferta de preço pelos MWh que deixa de produzir.

Figura 1: Representação das situações de *constrain-on* e *constrain-off* e montantes de ESS



Fonte: CCEE – Regras de Comercialização, Figura reproduzida do Módulo 6 - Encargos de Serviços do Sistema

36. Além da cobertura dos custos associados às diferenças de CMO, o ESS também é destinado ao pagamento pela prestação de serviços ancilares necessários para garantir a qualidade e segurança da energia elétrica, contribuindo para a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional. Os serviços ancilares definidos pela ANEEL e remunerados através dos ESS são:

- a) Reserva de prontidão: O custo do combustível consumido durante o período em que a usina estiver em reserva de prontidão será ressarcido via Encargos de Serviços do Sistema – ESS, após confirmação do mesmo pela ANEEL;



- b) Compensação Síncrona: A parcela deste serviço ancilar não coberta pelos Contratos Equivalentes será remunerada através dos ESS. O Gerador receberá o equivalente à Energia Reativa gerada ou consumida valorada à Tarifa de Serviços Ancilares – TSA, descontada a parcela dos Contratos Equivalentes.

37. Finalmente, o ESS também se destina à cobertura dos 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.

38. Sendo assim, existem duas razões fundamentais para que a adoção do PLD horário com cálculo diário reduza a necessidade de arrecadação do ESS. Primeiro, o cálculo diário do PLD, em substituição ao semanal, possibilitaria a melhor representação da conjuntura operativa, especialmente restrições de transmissão, disponibilidades de usinas, previsões de afluências, de ventos e de insolação e flutuações da carga, redução da geração por *constrain-on* e *constrain-off*. Segundo, a discretização do PLD em base horária permitiria que o valor do CMO fosse mais aderente à realidade operação, reduzindo o número de usinas despachadas fora da ordem de mérito.

Eficiência do sinal econômico e impactos na matriz de risco do mercado

39. As reformas institucionais implementadas no setor elétrico brasileiro a partir de 1997 estabeleceram os mercados de geração e de comercialização de energia elétrica, bem como o de serviços de transmissão e de distribuição. Entretanto, por diversos motivos conjunturais e estruturais, a concepção original do modelo institucional do setor elétrico brasileiro não foi capaz de garantir a segurança do suprimento e o País foi submetido a um racionamento de energia elétrica em 2001.

40. Como consequência direta do racionamento, em 15 de março de 2004, foi publicada a Lei nº 10.848, que reforçou a segurança do suprimento por meio da separação entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o ACL e da segregação do mercado para empreendimentos novos e existentes no âmbito do ACR, que deveria contratar energia elétrica por meio de Leilões de contratos de longo prazo.

41. A segunda reforma do setor elétrico brasileiro teve êxito no objetivo de segurança do suprimento. De 2004 a 2017 a capacidade instalada de geração expandiu 64.615 MW, o volume



de energia transacionada no mercado livre 68.760 MW médios e a extensão das redes de transmissão 55.145 km, respectivamente incrementos de 71%, 440% e 75%.

42. O novo modelo foi particularmente bem sucedido no emprego de leilões regulados para criar um ambiente de negociação conjunta para os contratos de outorga de novas usinas geradoras, de comercialização de energia elétrica e de cessão de garantias financeiras que permitiram tornar os riscos dos projetos mais compreensivos e viabilizaram que os mesmos fossem financiados por meio da modalidade de *project finance*, que possibilita um maior investimento para um dado volume de garantias corporativas. Esse modelo também teve grande sucesso na introdução das fontes renováveis eólica e solar em nossa matriz energética por meio da representação de suas características técnicas e operacionais em suas obrigações contratuais de entrega de energia elétrica.

43. Por outro lado, as principais fontes energéticas do país são sazonais, estocásticas e em alguns casos intermitentes. As demais fontes, por terem custos variáveis mais elevados e atuarem como recursos complementares, tem seu despacho dominado pela disponibilidade dos recursos estocásticos. Vale dizer, contratos de energia elétrica são e sempre foram de alto risco.

44. O problema é que a parcela do risco de entrega de energia ao longo do ano (sazonalização) e ao longo das horas do dia (modulação) foi em grande medida tratada por fora dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Nos casos dos contratos por disponibilidade o risco, em maior ou menor medida, a depender da fonte, era repassado ao consumidor final e nos contratos por quantidade, até recentemente exclusividade de hidrelétricas, era tratado por meio do MRE, que estabelece o compartilhamento do risco da estocasticidade da geração hidrelétrica entre seus participantes.

45. Além da variabilidade das fontes energéticas, o consumo de energia elétrica também é sazonal e estocástico e, salvo felizes coincidências não terá a mesma sazonalidade típica de nenhuma das fontes, quando olhadas em separado. Assim, ao se olhar mais detalhadamente para os CCEARs, percebe-se que quando a obrigação de entrega de energia elétrica é sazonalizada pelos compradores, o gerador vende energia e compra risco, assim o preço do contrato deve corresponder ao preço da energia **mais** o prêmio de risco; já no contrato sazonalizado pelo gerador, ele vende energia e risco, então o preço do contrato deve ser o preço da energia **menos** o prêmio de risco.



46. Por outro lado, quando olhamos para o conjunto de recursos energéticos, verificamos alguma complementaridade entre as sazonalidades das diferentes fontes. O regime de ventos fica mais forte e constante no período de seca, que também é quando ocorre a colheita da biomassa e há mais incidência solar.

47. A obrigação contratual de entrega de energia elétrica, todavia, não envolve a geração efetiva da usina vendedora. Como exposto acima, a operação do sistema elétrico brasileiro é realizada por meio de despacho centralizado pelo ONS, com o objetivo de minimizar o CMO do SIN como um todo.

48. Sendo assim, o despacho físico das geradoras, por conceito, independe das condições comerciais decorrentes dos contratos de compra e venda de energia que são celebrados entre os integrantes do SIN. O despacho econômico do ONS e o despacho comercial da CCEE não consideram os contratos celebrados, nem o interesse dos vendedores e consumidores, mas a disponibilidade de recursos energéticos, presentes e futuros.

49. Por essa razão, o § 1º do art. 7º da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica (Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004) estabelece que os contratos registrados na CCEE não implicam, necessariamente, compromisso de entrega física de energia elétrica por parte dos agentes vendedores:

“Art. 7º Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica e respectivas alterações deverão ser registrados na CCEE, independentemente da data de início de suprimento, inclusive para fins de Contabilização e Liquidação Financeira, segundo as condições e prazos previstos em Procedimentos de Comercialização específicos, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL.

§ 1º Os contratos registrados na CCEE não implicam, necessariamente, compromisso de entrega física de energia elétrica por parte dos agentes vendedores, podendo a energia ser entregue por outro agente da CCEE, ressalvando-se, para todos os efeitos, que a responsabilidade contratual pela entrega da energia continua sendo do agente vendedor referido no contrato.”

50. As diferenças de geração e de consumo são apuradas pela CCEE e liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao valor do PLD, de modo que a liquidação da CCEE opera de fato como um mercado de contabilização de diferenças, no qual os contratos bilaterais são relações



financeiras de proteção contra a exposição ao PLD, negociadas entre as partes interessadas com processos próprios no ACR (leilões públicos) e ACL.

51. Sendo assim, a adoção do CMO horário para o despacho econômico do ONS parece trazer vantagens evidentes para a melhor representação dos recursos e requisitos do SIN e uma operação mais eficiente. O benefício do PLD horário como sinalizador econômico, todavia, não é tão evidente.

52. Isso, porque o mercado brasileiro de energia elétrica é restringido por energia e não potência e dominado por fontes energéticas com custos variáveis baixos e custos fixos relevantes, significando que o preço pode permanecer sistematicamente abaixo do custo médio dos geradores. Assim, a sinalização de investimento e consumo no Brasil é dominada pela expectativa de PLD médios de longo prazo. A adoção do PLD horário, *per se*, não altera o valor do PLD médio de longo prazo e agrega muita volatilidade ao mercado, tornando as decisões mais difíceis e custosas. No limite, o aumento da volatilidade constitui uma barreira a novos investimentos, na contramão do efeito pretendido.

53. Desse modo, a defesa de que o PLD horário poderia aumentar a eficiência da sinalização econômica dos agentes de mercado parece adotar a premissa de que o PLD horário permitiria a elevação do limite superior do PLD⁴, o qual poderia atuar como um preço de escassez para sinalizar a resposta da demanda e a atividade de arbitragem, inclusive com uso de tecnologias de armazenamento.

54. A segurança do suprimento seria então garantida por meio de mercados de capacidade ou pela separação de lastro e energia, cuja implantação também é assumida como certa, visto que a possibilidade de um mercado de energia elétrica com tal estrutura brasileira receber sinalização de investimento a partir do preço de escassez foi testada e resultou no racionamento de 2001.

55. Por todo o exposto, verifica-se que a adoção do PLD horário produzirá uma alteração radical na matriz de risco dos contratos celebrados em ambos os ambientes, livre e regulado, o que pode ensejar custos muito superiores aos benefícios pretendidos. Assim, mesmo que se tenha maturidade e robustez computacional suficientes para sustentar a adoção de precificação horária, é preciso identificar se o conjunto de benefícios superam os custos que

⁴ O tema está previsto na agenda regulatória da ANEEL para o ano de 2019.



decorreriam dessa estratégia, além de apontar as formas de mitigação dos impactos negativos identificados, especialmente em relação à matriz de riscos dos contratos existentes.

ANÁLISE DE ALTERNATIVAS

56. Inicialmente, cabe destacar que, a despeito da sinalização dado pelo MME no âmbito da Consulta Pública nº 33, de que a adoção do PLD horário seria precedida da discussão sobre a conveniência e oportunidade de adoção de modelos alternativos, a Consulta Pública nº 71 foi aberta com a discussão restrita à aplicação ou não do DESSEM. Ainda assim, a partir dos dados e documentos disponibilizados, bem como do problema regulatório e da necessidade de intervenção identificados, é possível analisar três alternativas:

Alternativa 1 – Manter a regra atual de cálculo semanal do PLD, considerando três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro, com a aplicação dos modelos NEWAVE e DECOMP.

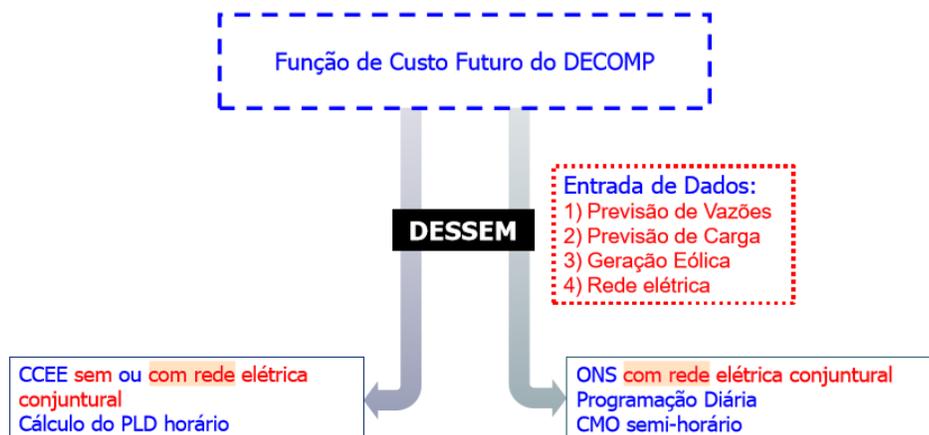
Alternativa 2 – Realizar o cálculo diário do PLD em base horária com a aplicação dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM e representação da rede elétrica completa (conjuntural), referenciado como **caso com rede**.

Alternativa 3 – Realizar o cálculo diário do PLD em base horária com a aplicação dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM e a representação somente dos intercâmbios entre os submercados, referenciado como **caso sem rede**.

57. Destaca-se, inicialmente, que a diferença entre as Alternativas 2 e 3 na representação ou não da rede de transmissão se restringe ao cálculo do PLD no âmbito da CCEE. O CMO do despacho econômico comandado pelo ONS sempre considera a rede conjuntural. A Figura 2 detalha essa diferença nas Alternativas 2 e 3.



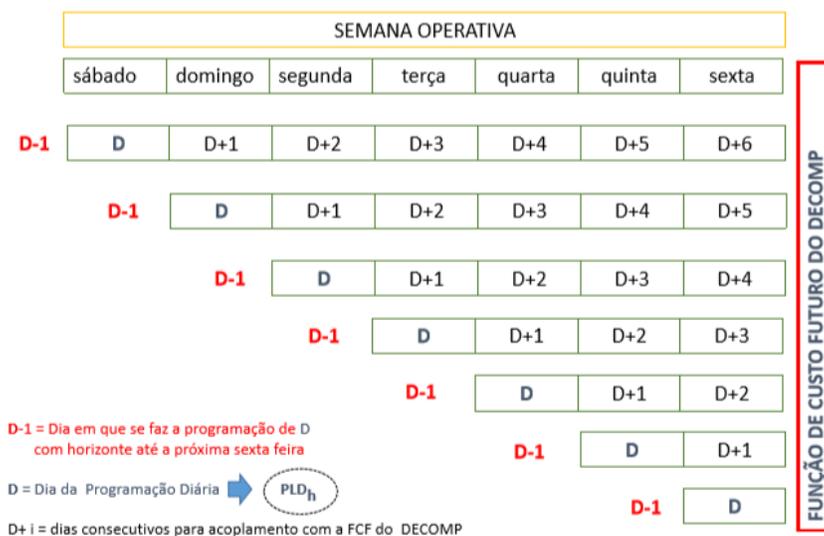
Figura 2 – Acoplamento do DESSEM com o DECOMP nas Alternativas 2 e 3



Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 01-2019

58. Destaca-se ainda que o DESSEM será executado diariamente em D-1, com horizonte de D até o final da semana operativa, em que é feita a consulta à função de custo futuro do modelo DECOMP, conforme mostrado na Figura 3.

Figura 3 - Acoplamento do DESSEM com o modelo DECOMP na semana operativa



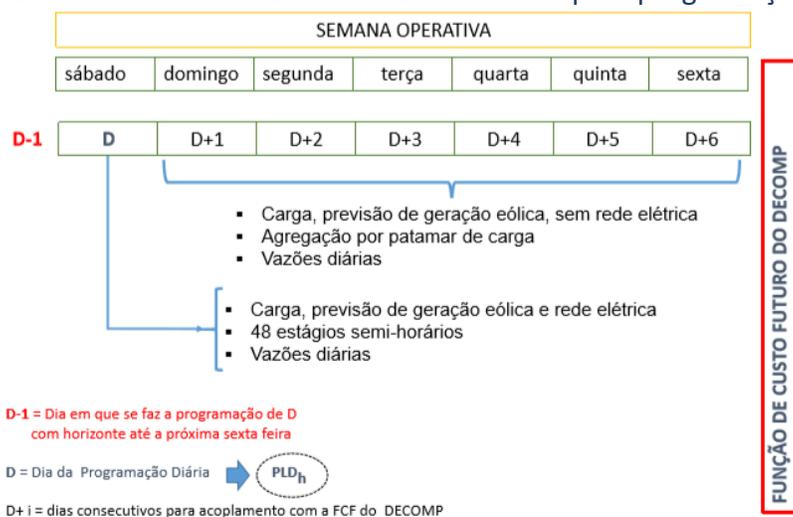
Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 01-2019

59. A representação explícita da rede elétrica conjuntural a ser considerada pelo DESSEM será a correspondente ao primeiro dia (dia D) da programação da operação.

60. Ressalta-se que os processos de programação diária da operação e determinação do preço horário serão realizados em todos os dias da semana, incluindo finais de semana e feriado.

61. O primeiro dia será detalhado em 48 etapas de 30 minutos (CMO semi-horário) e os demais dias permanecerão divididos em patamares de carga, como ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Detalhamento do PLD no horizonte de uso para programação da operação



Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 01-2019

62. Passa-se, portanto, à análise do impacto das alternativas.

Impacto sobre a necessidade de arrecadação do ESS

63. Como apresentado na seção anterior, o ESS cobre os custos de geração dos geradores termelétricos que atendem a solicitação de despacho do ONS de gerar fora da ordem de mérito de custo, bem como das usinas que estão enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito econômico pelo ONS e não despachadas em comparação ao PLD (despacho comercial da CCEE).



64. Para mensurar o impacto das diferentes alternativas na necessidade de arrecadação do ESS, a CCEE vem realizando uma “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 Tabela 1 apresenta os resultados comparativos da necessidade de ESS para o mês de fevereiro/2019⁵.

Tabela 1 – Contabilização Sombra do ESS para o mês de fevereiro de 2019

Componente	Contabilização	Contabilização Sombra PLD sem rede	Δ	Contabilização Sombra PLD com rede	Δ
Recebimento por Reserva Operativa	R\$ 126.426.659,17	R\$ 100.034.801,01	-R\$ 26.391.858,16	R\$ 88.981.978,57	-R\$ 37.444.680,60
Recebimento por <i>Constrain-on</i>	R\$ 57.139.411,39	R\$ 43.970.387,31	-R\$ 13.169.024,08	R\$ 44.285.889,99	-R\$ 12.853.521,40
Recebimento por Segurança Energética	R\$ 53.243.552,18	R\$ 43.264.465,74	-R\$ 9.979.086,44	R\$ 40.650.820,19	-R\$ 12.592.731,99
Recebimento por Deslocamento Hidráulico	R\$ 31.111.118,58	R\$ 31.900.964,69	R\$ 789.846,11	R\$ 31.544.141,55	R\$ 433.022,97
Recebimento por Compensação Síncrona	R\$ 9.425.048,25	R\$ 9.425.048,25	R\$ -	R\$ 9.425.048,25	R\$ -
Recebimento por Outros Serviços Ancilares	R\$ 8.585.831,73	R\$ 8.585.831,73	R\$ -	R\$ 8.585.831,73	R\$ -
Recebimento por <i>Constrain-off</i>	R\$ 5.452.536,15	R\$ 5.220.808,09	-R\$ 231.728,06	R\$ 6.292.533,31	R\$ 839.997,16
Recebimento por Importação de Energia	R\$ 1.118.596,95	R\$ 1.242,29	-R\$ 1.117.354,66	R\$ -	-R\$ 1.118.596,95
TOTAL	R\$ 292.502.754,40	R\$ 242.403.549,11	-R\$ 50.099.205,29	R\$ 229.766.243,59	-R\$ 62.736.510,81

Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019

65. Pelos resultados da Tabela 1 observa-se que, conforme premissa original, o PLD permite a redução do ESS tanto para Alternativa 2 (Contabilização Sombra PLD com rede), quanto para Alternativa 3 (Contabilização Sombra PLD sem rede). Em ambos os casos, a redução absoluta é mais expressiva nas rubricas de recebimentos por Reserva Operativa, por *constrain-on* e por Segurança Energética.

66. Destaca-se que, no caso da Alternativa 2 (com rede), os recebimentos por *constrain-off* aumentaram 15%, ante a expectativa de que deveriam ter sofrido alguma redução.

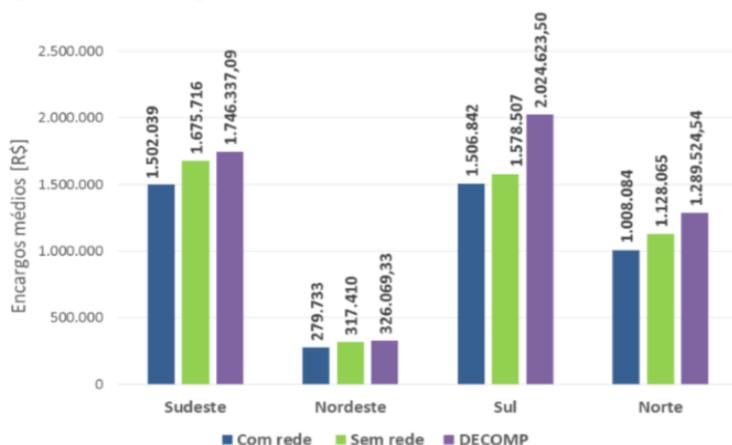
⁵ O mês de janeiro/2019 foi descartado pela necessidade de reprocessamento da contabilização, em que constarão os valores do PLD recalculados com a nova versão do modelo DESSEM, em que foram incorporados os aprimoramentos das restrições elétricas de segurança nos intercâmbios para o caso sem rede. A 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.



67. Complementarmente, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019, também incluído pela Consulta Pública nº 71, apresenta uma estimativa dos encargos que seriam gerados devido ao descolamento entre CVU e CMO para os meses de janeiro/2019, fevereiro/2019 e março/2019⁶.

A Figura 6 apresenta a estimativa dos custos de encargos que ocorreriam devido ao descolamento entre CVU e CMO. Observa-se que tanto para a Alternativa 2 quanto a Alternativa 3 haveria redução no valor do encargo quando comparado com os valores observados no PLD semana/patamar com os resultados do modelo DECOMP, Alternativa 1.

Figura 6 - Encargos (R\$) devido ao descolamento entre CVU e CMO



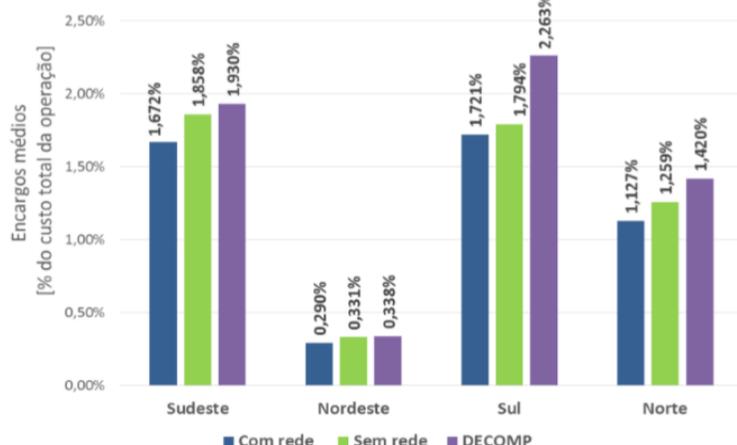
Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019

68. A Figura 7 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.

⁶ Já 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 7 - Encargos (%) devido ao descolamento entre CVU e CMO



Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019

69. Pelo que se extrai da análise realizada pelo Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019, não há diferenças significativas em termos de encargo para as três alternativas.

70. Entretanto, ressalta-se que os estudos foram realizados apenas com dados dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2019, sendo a amostra insuficiente para subsidiar a decisão. Recomenda-se que o CMO e o PLD sombra dos meses anteriores sejam recalculados com a incorporação das novas funcionalidades nos *deck de preços com rede e sem rede* utilizadas no período em análise, de *unit commitment* térmico, ciclo combinado, restrições de segurança linear por partes e restrições de segurança por tabelas, *ceteris paribus*, para ampliar o horizonte de análise.

71. Adicionalmente, destaca-se que a adoção do PLD horário afeta significativamente o regime de receitas das usinas eólicas contratadas como reserva de energia nos termos do art. 3º e 3º-A, da Lei nº 10.848/2004, de modo que seria imprescindível a análise dos efeitos do PLD horário sobre a necessidade de arrecadação do Encargo de Energia de Reserva (EER), para se realizar, inclusive, uma análise dos custos e benefícios líquidos dos dois encargos. Da mesma forma, é pertinente identificar instrumentos regulatórios e ajustes de regras comerciais que mitiguem eventuais efeitos danosos do PLD horário sobre o EER, e assegurem o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de energia de reserva.



Aderência do sinal econômico

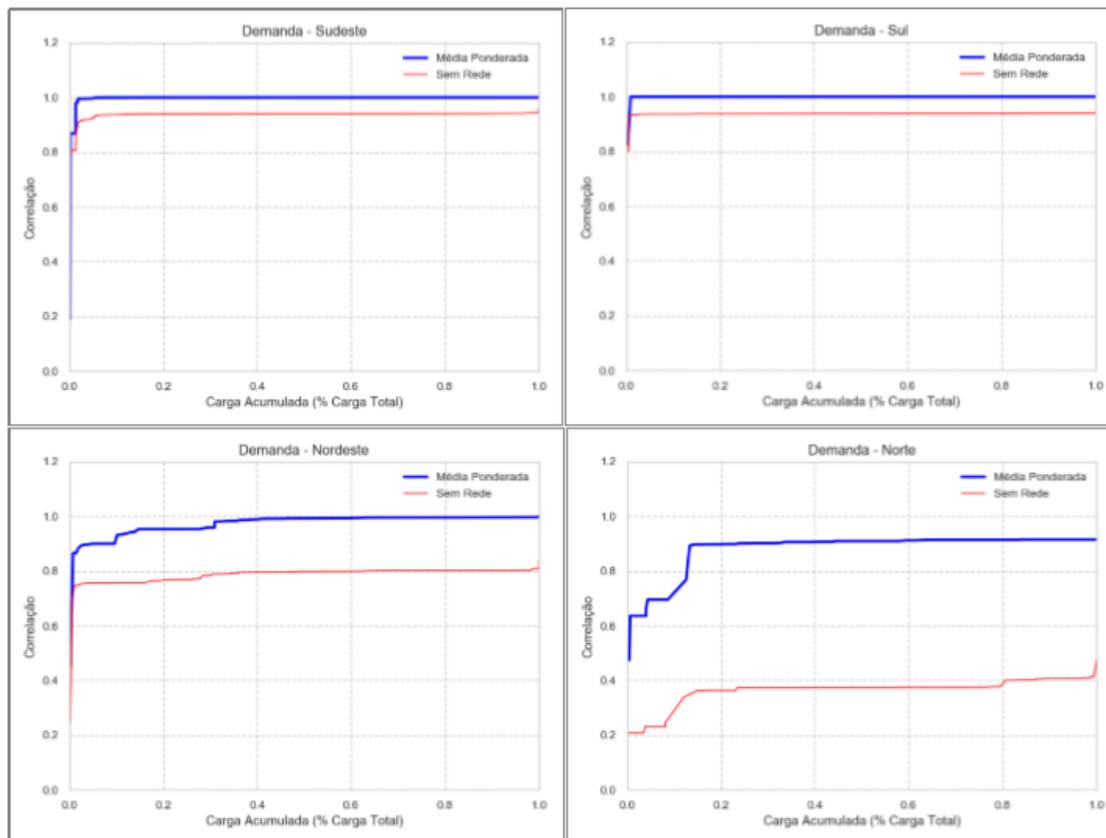
72. Para subsidiar a tomada de decisão da adoção do PLD horário com rede ou sem rede, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 apresenta uma série de estudos com o objetivo de avaliar a qualidade do sinal econômico do CMO/PLD.

73. A primeira métrica empregada avalia a correlação do CMO das barras (demanda e geração) com o CMO calculado (com rede e sem rede). Na sequência, também é avaliada a correlação entre o CMO e o PLD semanal calculado pelo modelo DECOMP para as diferentes alternativas.

74. De acordo com o Relatório, a correlação permite verificar o grau de relacionamento entre duas variáveis, além de indicar a força e a direção do relacionamento entre essas variáveis. 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 1 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 -1 a correlação ficar, mais forte será essa relação entre as duas variáveis.

75. Dessa forma, para avaliar a qualidade do sinal econômico de cada uma das opções de cálculo do PLD, foi calculada a correlação da demanda de uma determinada barra “k” de um submercado, para cada um dos estágios “i”, relacionada ao CMO calculado para o estágio considerando o mesmo estágio “i” em questão.

Figura 8 – Correlação do CMO das barras de demanda com o CMO horário



Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019

76. Os resultados apresentados⁷ pelo Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 indicam que existe uma correlação entre 0,8 e 1,0 entre o CMO das barras de demanda e o CMO calculado para Alternativa 2 (com rede) nos submercados Sudeste, Sul e Nordeste⁸. Já para o submercado Norte a correlação encontrada se situa entre 0,5 e 0,9.

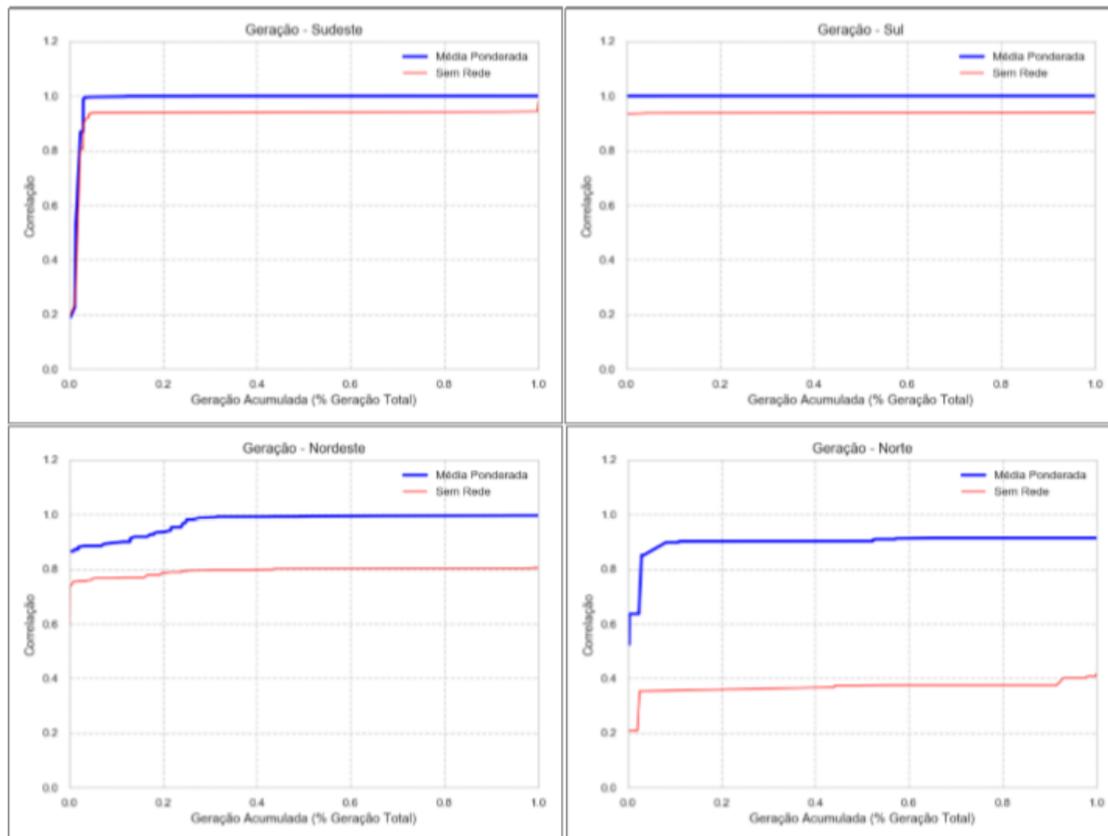
⁷ Para as análises apresentadas nesse relatório não foram considerados os limites do PLDmin e PLDmax e a discretização considerada é a semi-horária para ambas as alternativas.

⁸ De acordo com o critério adotado pelo Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP, 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 1,0 a correlação é forte.

77. No caso da Alternativa 3 (sem rede) a correlação se situa entre 0,8 e 0,9 para os submercados Sudeste e Sul, entre 0,2 e 0,8 para o submercado Nordeste e entre 0,2 e 0,5 para o submercado Norte.

78. A mesma análise de comportamento foi realizada considerando a correlação do CMO com a geração em cada barra, obtendo-se resultados semelhantes ao estudo da correlação da demanda. De modo geral, há uma forte correlação entre o CMO das barras de geração e o CMO calculado para a Alternativa 2. Para a Alternativa 3, essa correlação não é tão forte para os submercados Sudeste, Sul e, em menor medida, Nordeste.

Figura 9 – Correlação do CMO das barras de geração com o CMO horário



Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019



79. Em ambos os casos, a correlação é positiva, o que indica que as variáveis se movem na mesma direção e que há coerência do sinal econômico do CMO.

80. A fraca correlação encontrada para o submercado Norte, de acordo com o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP, seria justificada pela especificação que foi adotada até então pelo Subgrupo de Operações e Preços (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.

81. Um aperfeiçoamento nessa especificação, para que sejam tratadas as restrições internas aos submercados, já teria sido solicitado ao CEPEL que está trabalhando na modelagem e implementação de tais restrições.

82. Ainda assim, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 ressalta que, com essa implementação, a conclusão do relatório não mudaria substancialmente pois, espera-se que a correlação entre o CMO da barra (demanda ou geração) e o CMO do caso sem rede, para o submercado Norte, seja bem próxima da correlação obtida para os demais submercados cujos resultados já constam no relatório.

83. Com o objetivo de complementar a análise do sinal econômico e avaliar o impacto da Alternativa 1, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 apresenta estudos adicionais comparando a correlação entre o CMO do caso com rede (Alternativa 2) e do caso sem rede (Alternativa 3) e o PLD semanal por patamar calculado pela CCEE com o modelo DECOMP também para o período de janeiro a março de 2019.

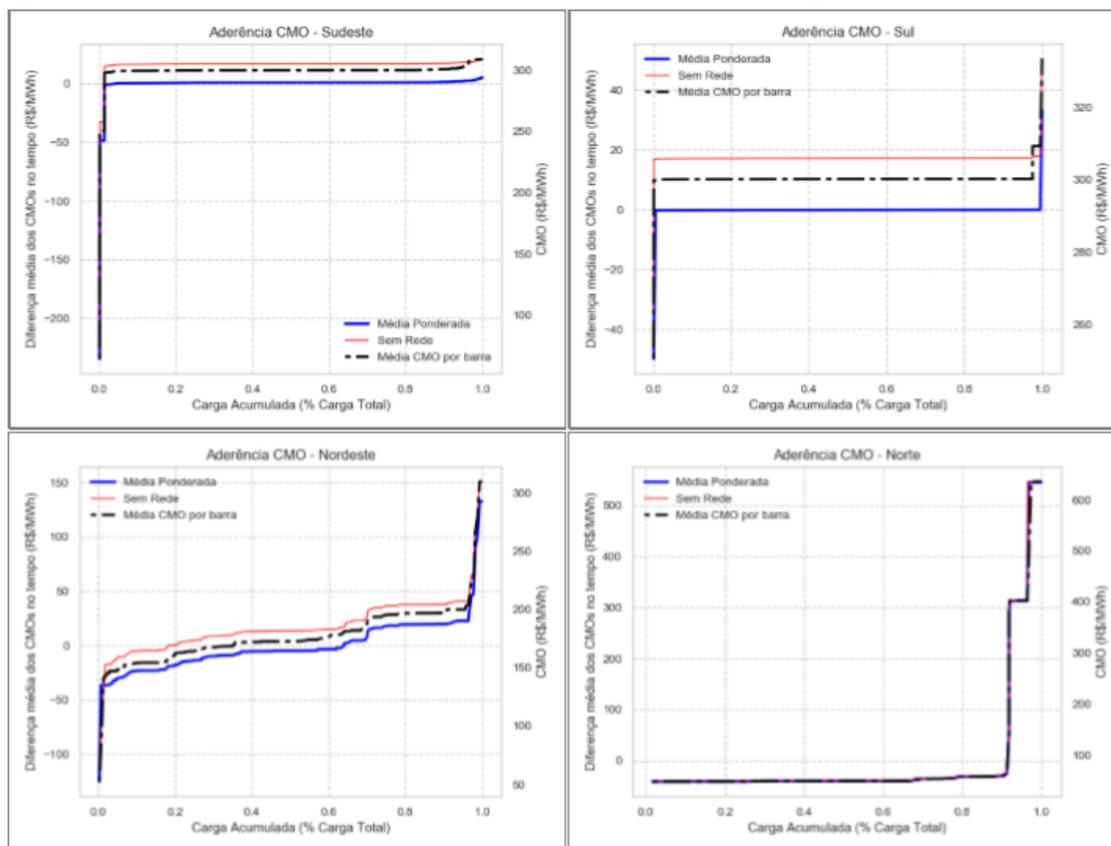
84. Os resultados indicam que as correlações entre o CMO das Alternativas 2 e 3 e o PLD semanal são semelhantes para os submercados Sudeste e Sul, com maior correlação para o caso sem rede. Em aproximadamente dois terços dos dias analisados, há uma forte correlação ($>0,7$) entre os resultados apresentados, o que denota consistência entre os comportamentos dos preços semanais e horários.

85. Todavia, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 não realizou a mesma análise para os submercados Nordeste e Norte, sob o argumento de que teriam ocorrido poucas 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 teria

inviabilizado 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.

86. Ainda com o propósito de avaliar a aderência do sinal econômico dado pelo CMO de uma determinada barra em relação ao CMO das Alternativas 2 e 3, a segunda métrica utilizada no Relatório consiste em comparar as aderências das variáveis duais associadas às barras de cada caso, ordenando os resultados da menor à maior diferença, de forma a indicar qual a parcela da carga (% do total do submercado) cuja diferença é inferior a um dado valor.

Figura 10 – Aderência do sinal econômico para as barras de carga

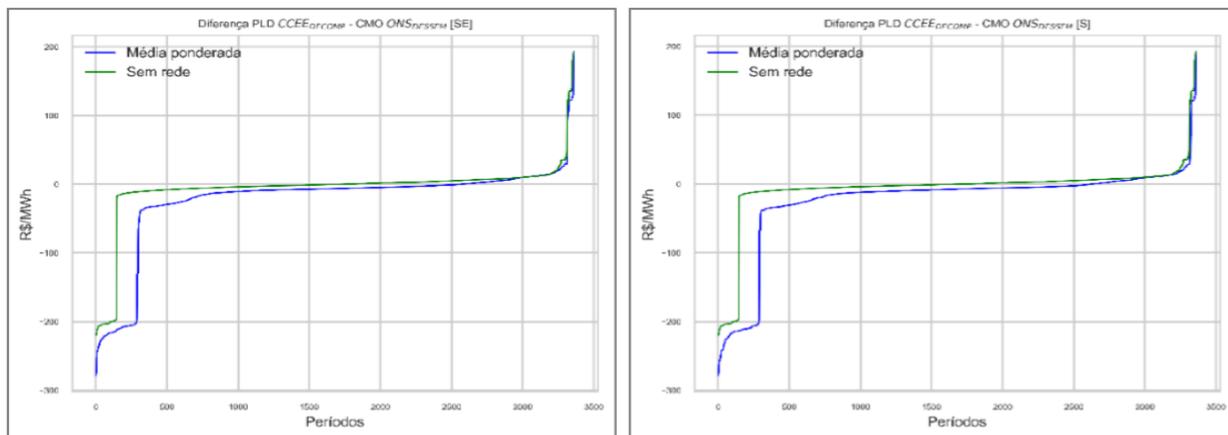


Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019



87. Nos submercados Sudeste e Sul, para a Alternativa 2, 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 -R\$ 250/MWh para o Sudeste e de R\$ 50/MWh para o Sul.
88. Já para a Alternativa 3, observam-se desvios na ordem de R\$ 20/MWh para os submercados Sudeste e Sul. No Nordeste observam-se desvios de -R\$ 150/MWh a R\$ 150/MWh em ambas Alternativas. Por fim, no submercado Norte não se observam desvios em nenhuma das duas representações de cálculo de CMO.
89. A mesma análise do comportamento da aderência do sinal econômico foi realizada considerando a geração em cada barra. Observa-se que a aderência para as barras de geração do submercado Sudeste apresenta resultados similares aos obtidos nas análises das barras de geração.
90. No Nordeste, para as barras que representam mais de 80% da geração do submercado, observam-se desvios de -R\$ 25/MWh a R\$ 150/MWh tanto para a Alternativa 2, quanto para a Alternativa 3. Por último, o submercado Norte apresenta desvios na ordem de -R\$ 60/MWh para ambas as representações.
91. Análise semelhante foi realizada a partir da comparação da aderência entre o CMO das Alternativas 2 e 3 com o PLD semanal calculado pela CCEE com o modelo DECOMP, Alternativa 1.
92. Observa-se na Figura 11 que as aderências das Alternativas 2 e 3 com relação à Alternativa 1 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 para alguns períodos, observam-se desvios de até R\$ 250/MWh para o caso com rede e de R\$ 220/MWh para o caso sem rede.
93. Similarmente à métrica anterior, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 não realizou essa última análise para os submercados Nordeste e Norte.

Figura 11 - Aderência do sinal econômico das três alternativas



Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019

94. Por todo o exposto, nota-se que os resultados em ambas as metodologias, bem como os avaliados a partir do impacto nos ESS, não destacam a vantajosidade das Alternativas 2 ou 3 sobre a Alternativa 1. Assim, a partir dos resultados resumidos acima, não é possível concluir que a adoção das Alternativas 2 ou 3 melhorariam a qualidade do sinal econômico proporcionada pela Alternativa 1.

95. Ressalta-se, ainda, que os estudos foram realizados apenas com dados dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2019 por já terem incorporados os aprimoramentos relacionados às funcionalidades de *unit commitment* térmico, ciclo combinado, restrições de segurança linear por partes e restrições de segurança por tabelas. No entanto, a amostra é insuficiente para subsidiar uma decisão com a relevância estratégia e potencial de risco como a alteração da granularidade do preço da energia elétrica.

96. Nota-se, inclusive, que o comportamento das variáveis observadas é historicamente semelhante durante esse período de análise⁹, o que pode contribuir para uma análise enviesada da correlação e aderência dos dados. Também, a análise integral em todos os submercados foi prejudicada pela constância observada do PLD calculado em patamares nesse curto período.

⁹ Os meses de janeiro, fevereiro e março compõem o período úmido (dezembro-abril), com preços horo-sazonais historicamente inferiores e com comportamentos operacional e de preços semelhantes no período.



97. **Recomenda-se, portanto, que o CMO e o PLD sombra dos meses anteriores sejam recalculados com a incorporação das novas funcionalidades, *ceteris paribus*, para ampliar o horizonte de análise e contemplar a análise para os todos os submercados.**

Volatilidade

98. O Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 realiza a análise comparativa entre os efeitos das Alternativas 2 e 3, quais sejam, CMO com e sem rede, no que tange à volatilidade média do PLD ao longo de um dia, por meio da métrica do desvio padrão¹⁰. O período observado também compreende os meses de janeiro a março de 2019.

99. Muito embora as equações descritas no relatório mencionem as variáveis CMO – com e sem rede - como sendo as variáveis objeto de análise, os gráficos dispostos na sequência indicam que se trata de análise de volatilidade do PLD, a qual muito provavelmente contempla os limites máximos e mínimos, limitando, assim, os reais CMO observados. Ainda assim, o objetivo dessa análise trazida no Relatório nº 03-2019 é meramente comparar a variação horária, em base diária, da utilização de CMO com rede (Alternativa 2) e CMO sem rede (Alternativa 3).

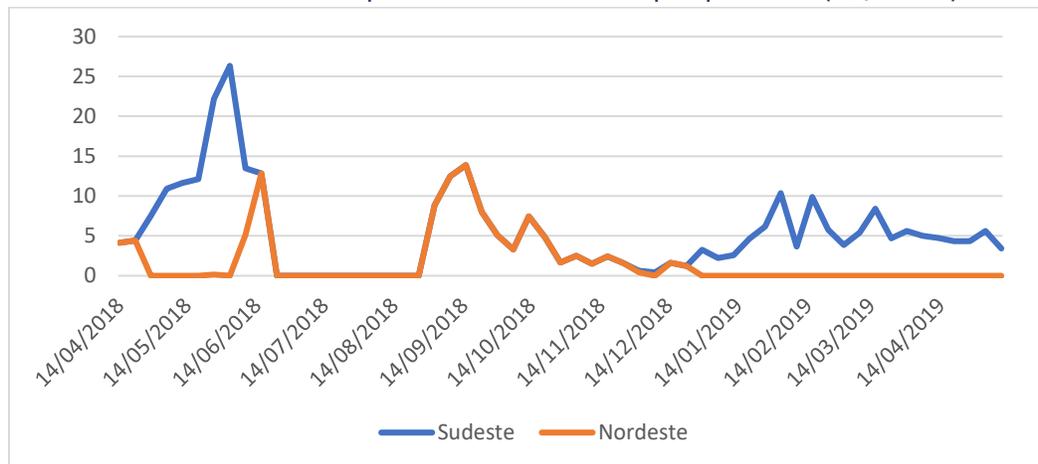
100. Entretanto, de forma a superar a suposta ambiguidade desse tópico no relatório, bem como algumas lacunas observadas nos tópicos anteriores, apresenta-se, a seguir, uma análise com escopo mais amplo para os submercados Sudeste e Nordeste, contemplando, além da métrica de volatilidade dos PLD para as Alternativas 2 e 3, a volatilidade do PLD semanal por patamar calculado pela CCEE com o modelo DECOMP e do PLD horário calculado pela CCEE com o modelo DESSEM e a volatilidade do CMO semi-horário publicado pelo ONS.

101. O Gráfico 1 apresenta o desvio padrão verificado no PLD por patamar (Alternativa 1), em cada semana operativa, de 14 de abril de 2018 a 11 de maio de 2019, para os submercados Sudeste e Nordeste. O maior desvio padrão foi de R\$ 26/MWh no submercado Sudeste e de R\$ 14/MWh no submercado Nordeste.

¹⁰ Medida que indica o grau de dispersão dos dados dentro de uma amostra com relação à média.



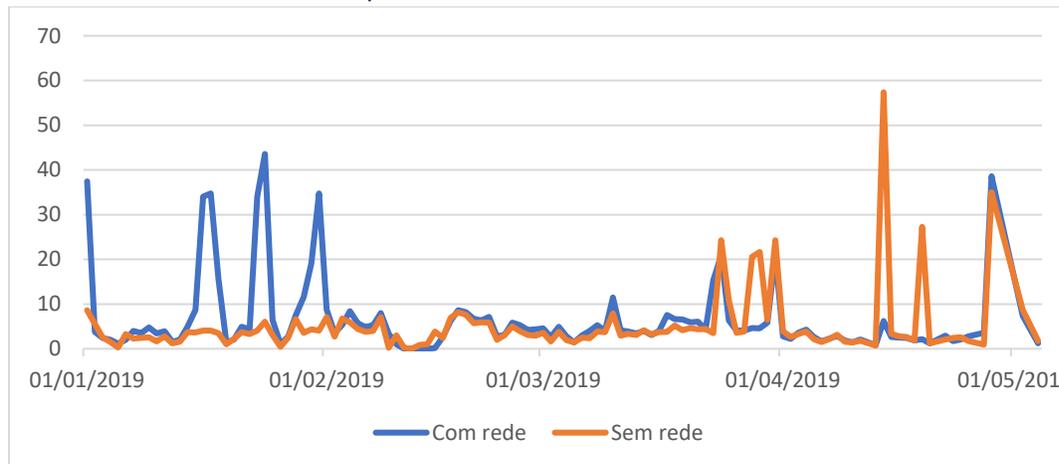
Gráfico 1 – Volatilidade temporal do PLD semanal por patamar (R\$/MWh)



Fonte: CCEE

102. O Gráfico 2 apresenta o desvio padrão diário do PLD horário no submercado Sudeste para as Alternativas 2 e 3, no período de 1º de janeiro de 2019 a 4 de maio de 2019. O maior desvio padrão no submercado Sudeste foi de R\$ 44/MWh¹¹ para a Alternativa 2 e de R\$ 57/MWh¹² para a Alternativa 3.

Gráfico 2 – Volatilidade temporal do PLD horário no submercado Sudeste



Fonte: CCEE

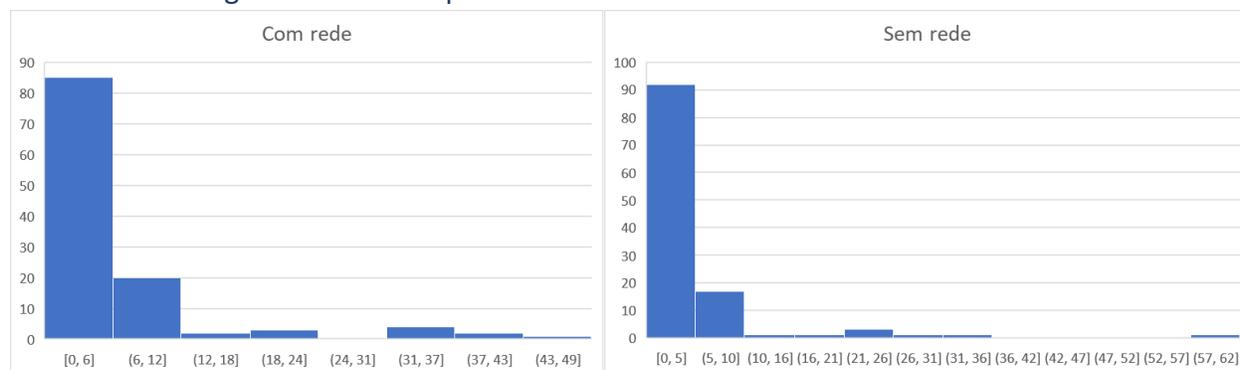
¹¹ Ocorrido em 24 de janeiro de 2019.

¹² Ocorrido em 14 de abril de 2019.



103. O Gráfico 3 apresenta o histograma dos desvios padrões diários dos PLD horários para as Alternativas 2 e 3 no submercado Sudeste, no período de 1º de janeiro de 2019 a 4 de maio de 2019.

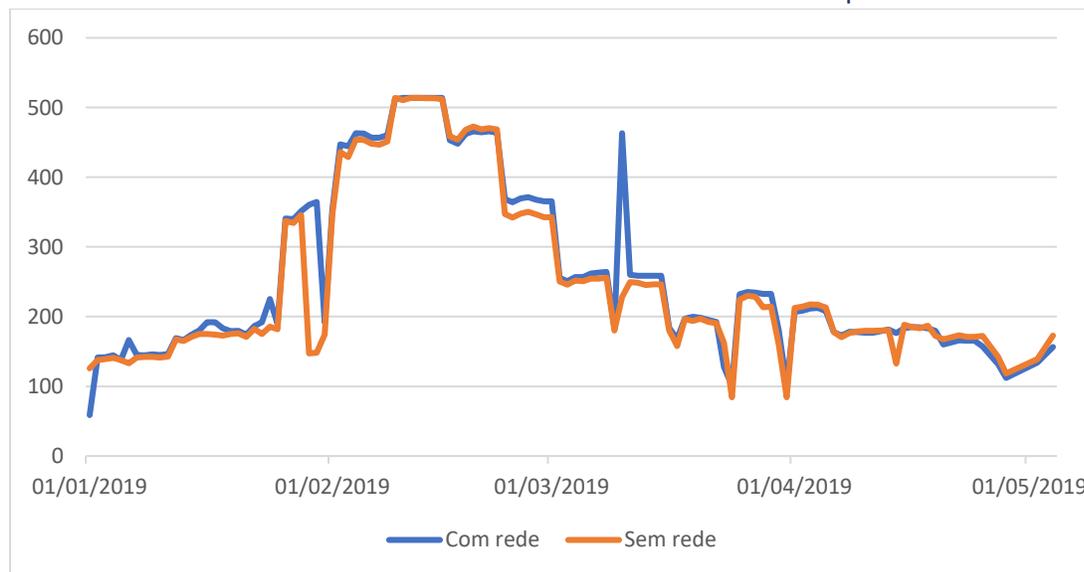
Gráfico 3 – Histograma do desvio padrão das Alternativas 2 e 3 no submercado Sudeste



Fonte: CCEE

104. O Gráfico 4 apresenta o valor médio diário do PLD horário no submercado Sudeste para as Alternativas 2 e 3.

Gráfico 4 – Média diária do PLD horário no submercado Sudeste para as Alternativas 2 e 3



Fonte: CCEE

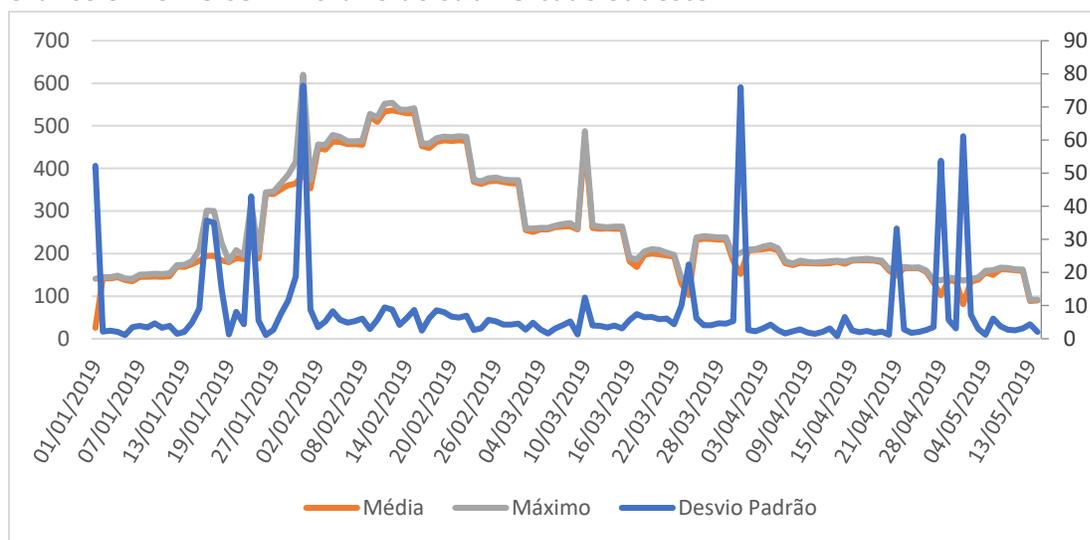


105. Pelo exposto, no submercado Sudeste, a adoção de PLD horário aumenta significativamente a volatilidade medida tanto pelo desvio padrão (Gráfico 2) quanto pela frequência de eventos de oscilação brusca (Gráficos 3 e 4). O valor máximo de desvio padrão são 69% maiores na Alternativa 2 e 119% superior na Alternativa 3. Além disso, o período de menor volatilidade diária, compreendido entre 1º de fevereiro e 23 de março de 2019, coincide com valores elevados de PLD médio, inclusive com o atingimento do limite máximo.

106. Ressalta-se, também, o fato de o PLD horário com rede (Alternativa 2) ter uma volatilidade significativamente superior a do PLD horário sem rede (Alternativa 3) no mês de janeiro de 2019 e que essa relação se inverte nos meses de abril e maio de 2019, conforme demonstrado no Gráfico 2. O fenômeno é contra intuitivo e precisa ser investigado com mais detalhe, visto que pode resultar de problemas de modelagem.

107. Resultado semelhante é encontrado quando se analisa, não o PLD horário sombra divulgado pela CCEE, mas o CMO semi-horário publicado pelo ONS. O Gráfico 5 apresenta os valores do CMO médio e máximo diário, bem como o desvio padrão dentro de cada dia. O valor do desvio padrão máximo, nesse caso é de R\$ 76/MWh¹³.

Gráfico 5 – CMO semi-horário do submercado Sudeste



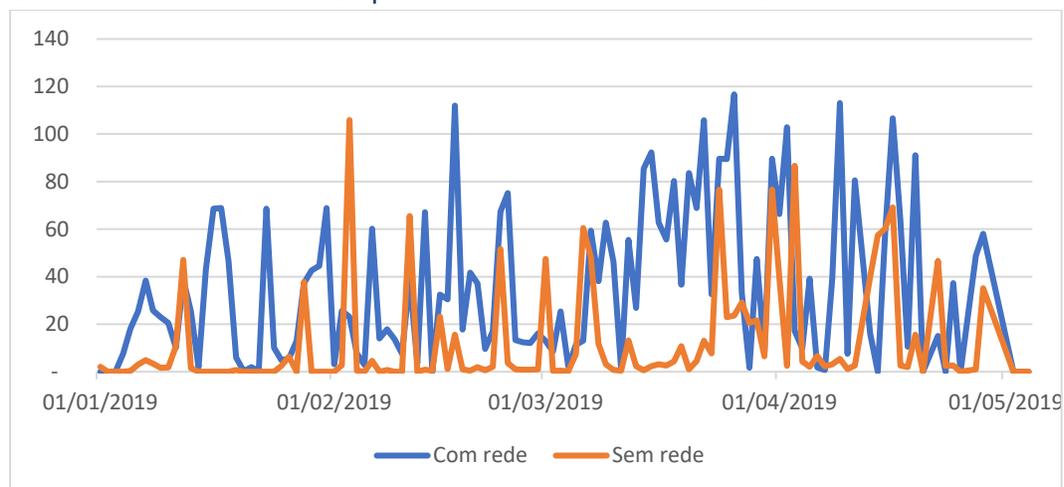
Fonte: ONS

¹³ Ocorrido em 31 de março de 2019.



108. Do mesmo modo como obtido para o submercado Sudeste, o Gráfico 6 a seguir apresenta o desvio padrão diário do PLD horário no submercado Nordeste para as Alternativas 2 e 3.

Gráfico 6 – Volatilidade temporal do PLD horário no submercado Nordeste



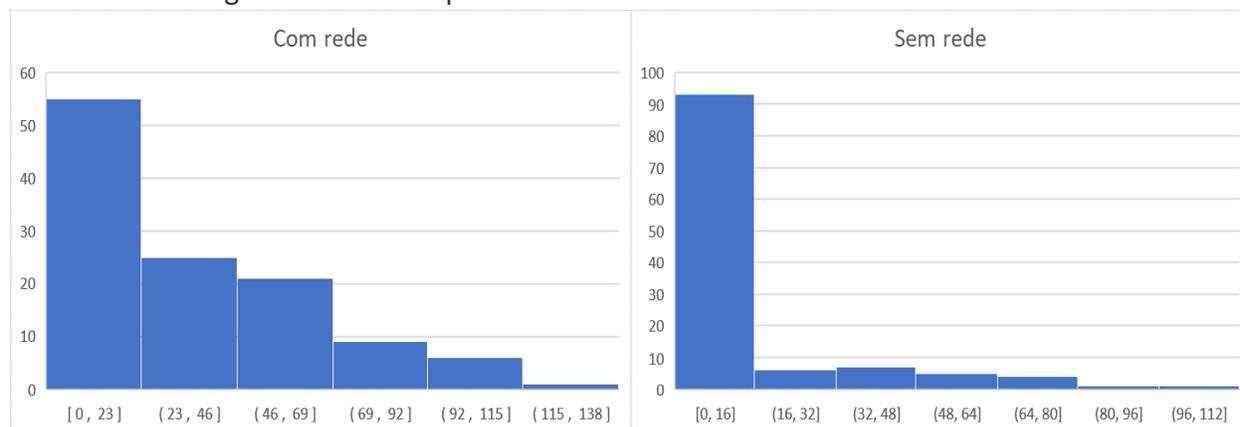
Fonte: CCEE

109. O Gráfico 7 apresenta o histograma dos desvios padrões dos PLD diários para as Alternativas 2 e 3, no período de 1º de janeiro de 2019 a 4 de maio de 2019. O maior desvio padrão no submercado Nordeste foi de R\$ 117/MWh¹⁴ para a Alternativa 2 e de R\$ 106/MWh¹⁵ para a Alternativa 3.

¹⁴ Ocorrido em 26 de março de 2019.

¹⁵ Ocorrido em 3 de fevereiro de 2019

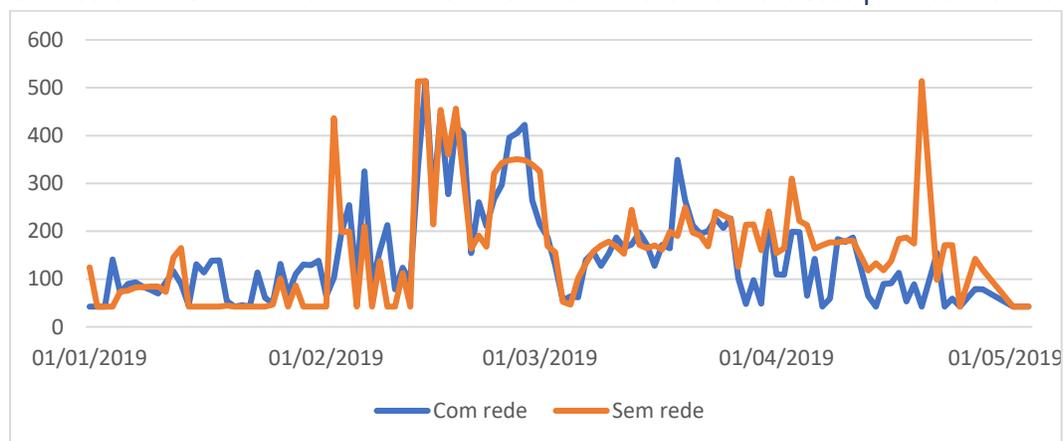
Gráfico 7 – Histograma do desvio padrão das Alternativas 2 e 3 no submercado Nordeste



Fonte: CCEE

110. O Gráfico 8 apresenta o valor médio diário do PLD horário no submercado Nordeste para as Alternativas 2 e 3.

Gráfico 8 – Média diária do PLD horário no submercado Nordeste para as Alternativas 2 e 3



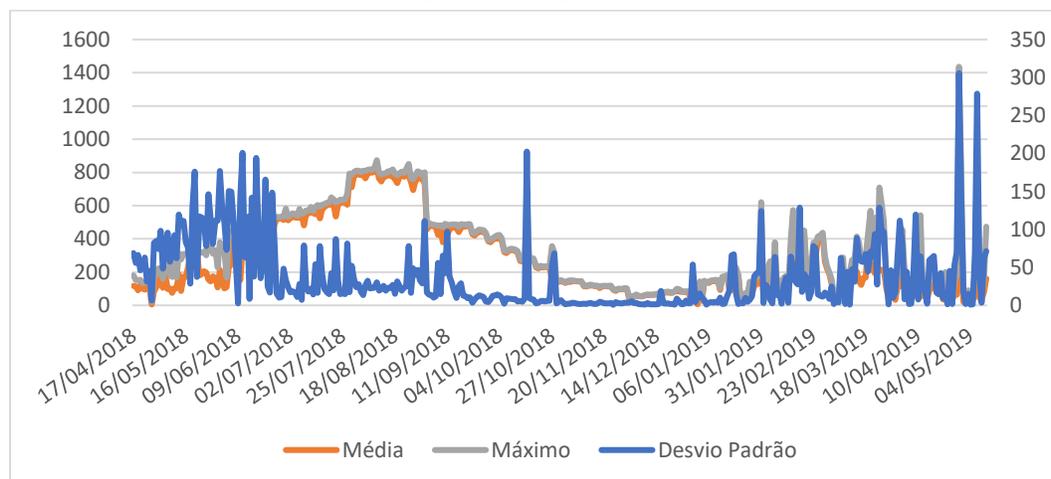
Fonte: CCEE

111. O Gráfico 9 apresenta os valores do CMO médio e máximo diário do submercado Nordeste, bem como o desvio padrão dentro de cada dia. O valor do desvio padrão máximo, nesse caso é de R\$ 306/MWh¹⁶.

¹⁶ Ocorrido em 29 de abril de 2019.



Gráfico 9 – CMO semi-horário do submercado Nordeste



Fonte: ONS

112. Em relação aos resultados apresentados acima, percebe-se o aumento da volatilidade em ambos submercados a partir do mês de março, evidenciando a necessidade de dispor de série de dados maiores para realização das análises.

113. Adicionalmente, a volatilidade do submercado Nordeste, com o PLD horário (Alternativas 2 e 3), atinge níveis bastante significativos, ao contrário do desempenho observado com o PLD por patamar (Alternativa 1), com volatilidade nula no ano de 2019.

114. Finalmente, destaca-se que a volatilidade indicada para o submercado Nordeste, caso adotado a Alternativa 2 ou 3 sem uma maior atenção para as regras de liquidação no MCP provocará uma alteração radical na matriz de riscos dos contratos por disponibilidade de usinas eólicas e por quotas de garantia física de usinas hidrelétricas, como será analisado mais adiante.

Impactos na matriz de risco do mercado

115. Como visto acima, a adoção do PLD horário foi inserida na relação de medidas para modernização do setor elétrico brasileiro, como um instrumento de redução de distorções alocativas e como um elemento de coesão para um mercado mais liberalizado que independa da opção de despacho centralizado.



116. Por outro lado, o GT Metodologia do CPMAP também destaca que a adoção do PLD horário possibilitaria a representação da elasticidade da demanda e a utilização da flexibilização da carga (resposta da demanda) para auxiliar na compensação de variações da oferta, além de liberar espaço para a criação de produtos de resposta da demanda. Da mesma forma, foi aventado que a adoção do PLD horário poderia contribuir para uma melhor sinalização de contratação e, portanto, de investimento na expansão da geração suportado por contratos do ACL.

117. Como já destacado acima, por trás de ambas premissas existe a presunção de que o PLD horário seria capaz de atuar eficazmente como um preço de escassez no mercado brasileiro e que seus limites superiores poderiam ser dilatados e os limites inferiores eventualmente retirados.

118. É preciso ter muita cautela com essa presunção. O mercado brasileiro é restringido por energia e não por potência. Vale dizer, a capacidade instalada no Brasil é de 165 GW frente uma demanda de ponta de 86 GW. O que determina o preço é a disponibilidade de recursos energéticos renováveis e estocásticos, especialmente água e vento, sendo a volatilidade típica desse contexto acentuada pelo fato de que o parque térmico disponível foi contratado privilegiando-se flexibilidade e custo fixo baixo, o que resultou em uma rampa de custos variáveis muito íngreme no parque termelétrico.

119. Isso significa que os eventos de PLD são extremos. O PLD tende a ficar longos períodos muito abaixo ou muito acima do custo médio de geração. A transição de um período para o outro também tende a ser rápida, significando que o preço de escassez é atingido sem que haja uma sinalização tempestiva para a realização de novos investimentos. Nesse sentido, possibilitar que o PLD seja livremente definido pelo CVU das termelétricas despachadas reduz o ESS, mas aumenta o excedente do “produtor¹⁷” muito mais do que proporcionalmente e não assegura que o sinal econômico terá eficácia para sinalizar investimento – vide o racionamento de 2001. O importante é que o PLD máximo seja significativamente maior do que o custo médio de geração e que o valor esperado do PLD com e sem limites seja igual, de modo a não distorcer o sinal econômico dos agentes e das instituições de crédito.

¹⁷ O consumidor é proprietário de grande medida do risco de geração, inclusive em decorrência da energia de reserva.



120. O mesmo vale para a resposta da demanda, com o fato adicional que não existe nenhuma regra de mercado ou regulação que trate da questão no Brasil, com exceção de alguns projetos pilotos cujo desempenho tem sido prejudicado pelos efeitos da judicialização do GSF na liquidação do MCP. Assim, seria oportuno primeiro criar as regras para o mercado de resposta da demanda antes de se alterar o regime de PLD com base na justificativa de que seria um dos elementos necessários (e não suficiente) para o seu desenvolvimento.

121. Adicionalmente, os resultados obtidos com a amostra disponível desde janeiro de 2019 não permitem concluir que o sinal econômico da adoção da Alternativa 2 ou 3 seria mais eficiente do que aquele provido pela Alternativa 1. De fato, uma vez que o CMO e o PLD continuarão sendo definidos por modelos de otimização da função de custo futuro, a qualidade de sinal agregada pelo DESSEM é marginal ante o momento de inércia trazido pelos resultados do NEWAVE e do DECOMP.

122. A capacidade do PLD horário reduzir distorções alocativas, especialmente via o ESS, também é reduzida e não alcança patamar suficiente para justificar a transição para o PLD horário já em 2020, sobretudo diante do aumento da volatilidade que essa medida traria para o mercado e do risco real de que os custos do ERR se elevem a partir da redução da receita líquida da geração de eólicas no nordeste

123. Nesse ponto, cabe destacar que os documentos produzidos pelo MME no âmbito da Consulta Pública nº 33, juntamente com a Portaria MME nº 187/2019, apontaram a conveniência da adoção de preços horários ser acompanhada da previsão de aporte diário de garantias financeiras para fechamento de posições no MCP. Tal medida foi justificada exatamente pela necessidade de mitigação do risco de inadimplência nas liquidações, que seria elevado pela maior volatilidade e imprevisibilidade do PLD horário em relação ao PLD semanal por patamar.

124. O fechamento de posições diárias, nesse sentido, permitiria que os montantes de diferenças a serem cobertos no MCP não escalassem por um período muito longo e, por essa razão, reduziriam a exposição setorial a um risco de contágio. Em contrapartida, haveria um consequente aumento dos custos de transação.

125. Mesmo assim, a medida tende a ser insuficiente. Como visto acima, o desenho atual do mercado brasileiro de energia elétrica faz com que praticamente todos os contratos tenham que ser liquidados no MCP, já que o risco da geração centralizada hidrelétrica é compartilhado



no MRE e que as demais fontes, pelo menos no âmbito do ACR, estão majoritariamente contratadas na modalidade por disponibilidade.

126. A liquidação financeira do MCP, referente a março de 2019, concluída no dia 9 de maio de 2019, por exemplo, envolveu 7.660 agentes, sendo 1.256 devedores e 6.404 credores, e movimentou R\$ 1,91 bilhão, dos R\$ 9,60 bilhões contabilizados. Do valor não pago, R\$ 7,12 bilhões estão relacionados com liminares de risco hidrológico (*generation scaling factor* - GSF) do ACL e R\$ 570 milhões representam outros valores em aberto da liquidação.

127. Para que o risco de mercado seja gerenciável, antes da adoção do PLD horário é preciso promover reformas na convenção e nas regras de comercialização de energia elétrica para que os vendedores e compradores tenham apenas exposição contratual e financeira residual no MCP.

128. O mesmo vale para os contratos negociados no ACR. Conforme cláusulas típicas dos CCEAR, o gerador deverá possuir lastro de venda, ao longo de todo o período de suprimento, constituído por garantia física de usinas de sua titularidade ou de contratos bilaterais na modalidade de quantidade de energia elétrica, sob sua exclusiva responsabilidade.

129. O lastro, todavia, é apurado conforme regra de sazonalização e modulação contratual, que variam em função do leilão e da fonte energética contratada. A tabela 2 apresenta diferentes redações para obrigações de sazonalização e modulação exigidas nos CCEAR negociados no Leilão A-6 de 2018.

Tabela 2 – Sazonalização e modulação dos montantes contratados no Leilão A-6/2018

CCEAR POR QUANTIDADE EÓLICO	CCEAR POR QUANTIDADE HIDRELÉTRICO	CCEAR POR DISPONIBILIDADE BIOMASSA COM CVU NULO
CLÁUSULA 4ª – DOS MONTANTES CONTRATADOS <i>4.5. A SAZONALIZAÇÃO da(s) ENERGIA(S) CONTRATADA(S) será realizada <u>de acordo com a DISPONIBILIDADE MENSAL da usina</u> nos termos do Anexo I, considerando a proporção da energia contratada em relação à GARANTIA FÍSICA da USINA, (...)</i>	CLÁUSULA 4ª – DOS MONTANTES CONTRATADOS <i>4.5. A SAZONALIZAÇÃO da ENERGIA CONTRATADA conforme critérios definidos nas REGRAS e no PROCEDIMENTO DE COMERCIALIZAÇÃO específico, <u>a SAZONALIZAÇÃO deverá ser feita seguindo o perfil de carga declarada pelo COMPRADOR</u> ao</i>	CLÁUSULA 4ª – DOS MONTANTES CONTRATADOS <i>4.3. A SAZONALIZAÇÃO da ENERGIA CONTRATADA será obtida a partir da discretização uniforme dos montantes definidos no QUADRO RESUMO (<u>sazonalização flat</u>).</i>



<p>4.5.3 A SAZONALIZAÇÃO da(s) ENERGIA(S) CONTRATADA(S) poderá ser revisada anualmente conforme REGRAS e PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, tendo como referência obrigatória a disponibilidade declarada estabelecida no Anexo I, limitada a 20%, para mais ou para menos.</p> <p>4.6. <u>A MODULAÇÃO da(s) ENERGIA(S) CONTRATADA(S) deverá ser realizada seguindo o perfil de geração da USINA.</u></p>	<p>final de cada ano e consolidada pelo SIMPLES/EPE ou seu sucedâneo, de acordo com limites máximos e mínimos situados entre 85% (oitenta e cinco por cento) e 115% (cento e quinze por cento) da média anual da ENERGIA CONTRATADA, respeitados os limites de POTÊNCIA ASSOCIADA.</p> <p>4.6. <u>A MODULAÇÃO da ENERGIA CONTRATADA para cada PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO de cada MÊS CONTRATUAL, respeitados os limites de POTÊNCIA ASSOCIADA, deverá ser realizada pelo SCL em conformidade com as REGRAS e PROCEDIMENTOS de COMERCIALIZAÇÃO aplicáveis.</u></p> <p>4.7. Os PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO regerão os prazos para informação da SAZONALIZAÇÃO e da MODULAÇÃO da ENERGIA CONTRATADA, bem como o tratamento a ser dado em caso de seu descumprimento.</p>	<p>4.4. <u>A MODULAÇÃO da ENERGIA CONTRATADA será realizada em conformidade com as REGRAS e PROCEDIMENTOS de COMERCIALIZAÇÃO.</u></p>
---	---	--

130. A importância dessa questão, foi inclusive apontada em contribuição da ABEEólica na Audiência Pública promovida pela ANEEL que aprovou o edital do Leilão A-6 de 2018, primeiro certame em que a fonte eólica foi contratada pela modalidade por quantidade. De acordo com a Associação, as Regras de Comercialização vigentes ainda não preveem a operacionalização da sazonalização e modulação de contratos por quantidade de fonte eólica, ensejando assim um maior cuidado com a minuta do CCEAR em tela.

Não obstante, a geração dos empreendimentos eólicos é variável e depende essencialmente do regime de ventos, podendo variar de forma expressiva na periodicidade intradiária e entre os diferentes meses do ano. Além disso, a geração das centrais pode variar também de acordo com sua localização geográfica, uma vez



que o regime de ventos das diferentes regiões do país é distinto, dependendo do estado, da proximidade do litoral, dentre outros fatores.

Dessa forma, concordamos com a proposta desta Agência de associar a sazonalização do contrato com a disponibilidade mensal declarada da usina e com a proposta de modulação associada à geração do empreendimento. Isto porque a proposta em curso incentiva o gerador a maximizar sua eficiência com vistas a cumprir com sua obrigação contratual, sendo este montante conhecido por ele e dependente apenas das características que dão causa à sua produção, **além de proporcionar ao investidor segurança de uma precificação ao risco correta e não a assunção de um prêmio dadas incertezas imensuráveis.** Além disso, por parte da distribuidora, tal sazonalização contribui para a segurança do sistema e aperfeiçoa a gestão do seu portfólio já que a energia contratada declarada fica mais próxima do perfil de produção real do que uma curva flat, que não traz consigo os atributos da fonte geradora. (grifou-se)

A modalidade de contratação por quantidade já é praticada no ambiente de contratação Livre – ACL, porém com características bastante distintas do ambiente regulado. Isto porque no Mercado Livre as condições de contratação são negociadas e precificadas bilateralmente, abrangendo as questões de sazonalização, modulação e flexibilidade. Assim, é possível encontrar o ponto de equilíbrio entre os perfis de aversão dos agentes de geração e consumo na alocação dos riscos de mercado, já que a decisão de consumo e de venda só é efetivada quando o seu benefício marginal é pelo menos igual ou superior ao custo marginal de sua realização, culminando no contrato firmado bilateralmente entre ambas as partes. (grifou-se)

131. O risco da volatilidade do PLD sobre as regras atuais de sazonalização e modulação é ainda agravado pelo fato de que a maior parte do risco de exposição ao MCP está alocada ao consumidor regulado por meio de contratos de disponibilidade e em decorrência da repactuação do risco hidrológico, das quotas de Itaipu e das quotas de garantia física das usinas hidrelétricas com concessão renovada. Com isso existe um claro problema de agente-principal, já que as decisões de sazonalização e modulação são tomadas por agentes em nome do consumidor (principal), associado com risco moral, já que, mesmo com o risco alocado ao consumidor, é possível para o agente extrair algum benefício financeiro e econômico adicional.



132. Com isso, a adoção do PLD horário deve ser precedida da revisão dos critérios para sazonalização e modulação dos contratos com risco hidrológico repactuado e para as quotas de garantia física.

133. Além disso, é preciso aprofundar o debate sobre as regras de comercialização relativas a sazonalização e modulação da geração e seus rebatimentos no CCEAR.

134. Finalmente, é preciso estar atento para a possibilidade de *gaming*¹⁸ e de abuso de poder de mercado, particularmente no caso dos agentes que possuem liberdade para arbitrarem suas posições no MCP¹⁹, podendo escolher ficar *short* (precisa comprar lastro), *long* (precisa vender lastro) ou neutro com o conhecimento prévio do preço que será praticado. Nesse caso, o comportamento estratégico dos agentes em busca de lucro adicional distorce a decisão de despacho do ONS, podendo levar, inclusive, ao aumento do custo do CMO e do ESS. Sendo assim, o correto seria que o preço horário fosse adotado em conjunto com regras específicas para mitigar tais riscos.

Previsibilidade e complexidade

135. Para subsidiar a tomada de decisão da adoção do PLD com rede ou sem rede, além das análises quantitativas, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 também realiza análises qualitativas que tratam da previsibilidade dos dados e o tempo de execução do modelo DESSEM, conforme trecho colacionado abaixo:

Para execução da Alternativa 2, 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.

¹⁸ Abuso de falhas de mercado.

¹⁹ Comercializadores, Consumidores Livres e centrais elétricas não despachadas centralizadamente.



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.

136. Além do entendimento e montagem de cada arquivo, como apontado pelo Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019, 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, disponibilidades de geração para uma determinada região e/ou barra, dentre outros fatores.

137. Sendo assim, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 conclui que:

(...) 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. (grifou-se)



Desempenho das Diferentes Alternativas

138. A Tabela 3 sintetiza as análises qualitativas e quantitativas apresentadas acima por meio da ferramenta gráfica conhecida como *Harvey Balls*²⁰. Na métrica adotada para a avaliação, quanto mais cheia a bola, melhor é o desempenho do critério avaliado.

Tabela 3 – Resumo da análise comparativa

Critério	Métrica	Alternativa 1 (atual)	Alternativa 2 (com rede)	Alternativa 3 (sem rede)
Qualidade do sinal econômico	Correlação			
	Aderência			
Encargos				
Volatilidade				
Impactos na matriz de riscos do mercado				
Previsibilidade e complexidade				

Fonte: Elaboração própria, com base na análise elaborada nesse relatório.

139. Sendo assim, verifica-se que, a despeito do potencial benéfico da adoção do PLD horário, dada a conjuntura atual e as informações disponíveis, o risco de prejuízo e perdas é superior. Não há, portanto, motivação suficiente para a implantação do PLD horário, sendo, o interesse público, melhor atendido pela manutenção do *status quo* até que se disponha de uma base de dados de liquidação sombra maior e até que os efeitos colaterais sobre o mercado de energia elétrica sejam endereçados pela regulação.

CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

140. Além de todo o exposto, considerando que o processo de consulta pública também se presta à solicitação de melhor esclarecimento acerca dos parâmetros apresentados pelo poder público, destaca-se que algumas questões essenciais permaneceram indefinidas no material disponibilizado pelo MME, quais sejam:

²⁰ Mesma metodologia empregada pelo Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019.



- a) Metodologia de incorporação da previsão de geração eólica no modelo de otimização, visto que a redação dos Manuais do DESSEM, na versão disponibilizada, indicam que a mesma é abatida da carga;
- b) Apresentação de contabilidade sombra para o impacto do PLD horário no EER;
- c) O Detalhamento da metodologia e dos parâmetros empregados no modelo de *unit commitment* de cada termelétrica, inclusive para efeitos de homologação;
- d) Definição de regras e critérios mínimos de antecedência para atualização dos parâmetros de *unit commitment* das termelétricas;
- e) Possibilidade de disponibilização do modelo de previsão de cargas;
- f) Definição do protocolo de contingência para a operação e o cálculo do PLD em caso de não convergência ou falha não prevista do DESSEM; e
- g) Possibilidade de realização de *back-tests* para comprovar a estabilidade dos modelos.

CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

141. O motivo precípua da implantação do preço horário é sinalizar com melhor refinamento temporal a ocorrência de escassez em um sistema de energia elétrica. Por óbvio, tal sinalização terá alguma eficácia apenas se produzir respostas apropriadas. Nos casos de maior impacto, quando o preço horário atinge valores elevados, a resposta desejada contempla: a conexão de geradores com custo marginal elevado; a desconexão de consumidores com benefício marginal que não seja tão elevado. Isso, porém, exige, tanto da parte dos geradores quanto dos consumidores, as seguintes premissas: capacidade de observar o preço e controlar a conexão (liga/desliga) em tempo real. Ademais, os requisitos de observabilidade e controlabilidade devem ser processados em tempo exíguo, sob pena de desta atuação tornar-se



contraproducente. Isto é, o sinal de controle só atuar quando o sinal de preço já estiver comutado.

142. Então a contrapartida do preço horário deve ser a disponibilidade de instrumentos que permitam observar e responder à sua sinalização. Por exemplo, A PJM opera, dentre outros: mercado de energia *day-ahead*; mercado de energia em tempo real; mercado *day-ahead* de escalonamento de reserva. Nessas circunstâncias, um sinal de preço elevado no âmbito da PJM desencadeia um processo de avaliação que encontra ao final instrumentos e ambientes que abriguem uma resposta adequada.

143. Porém, temos no Brasil uma situação bastante diferente. O PLD não é exatamente o preço na energia elétrica no mercado de curto prazo, mas o preço de liquidação das diferenças entre os volumes de energia contratado e praticado. Isso é, a eficiência econômica que o PLD horário poderia sinalizar fica, em grande medida, dependente da disponibilidade de instrumentos e ambientes contratuais que permitam ajustes em horizonte horário nos contratos de energia registrados na CCEE.

144. Não é suficiente que o PLD horário motive ou seja motivado pela “oportunidade de criação de novos produtos de comercialização de energia elétrica, inclusive baseados na resposta da demanda, que seriam negociados em uma futura bolsa de energia elétrica, criada pelo mercado, com negociações padronizadas e funções de liquidação (*clearing house*)”. É necessário que o PLD horário seja implantado simultaneamente com estes novos produtos e ambientes de mercado. **O sinal de preço deve se fazer acompanhar dos instrumentos de resposta ao sinal de preço, sob pena da eficiência econômica restar apenas presumida.**

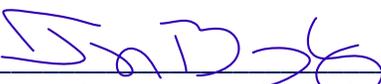
145. Também deve-se ter em conta que a quase indiferença manifestada na análise estatística das três alternativas, consideradas no Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019, fica acentuada pela quebra da série histórica de dados causada pela inclusão do *unit commitment* no Modelo Dessem. Nestas circunstâncias, acrescidas pelos indícios de aumento da volatilidade vislumbrada para o PLD, recomenda-se alongar o prazo de cotejamento do PDL sombra.

146. Ademais, recomenda-se a formulação de instrumentos de resposta ao PLD horário que seja atinente à estrutura do mercado de energia elétrica brasileiro, sem prejuízo das medidas já objetos de exame aprofundado e constantes na pauta de aperfeiçoamento do Setor Elétrico Brasileiro.

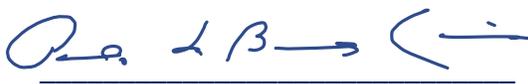


147. Por todo o exposto, verifica-se que o interesse público será melhor atendido pela adoção da Alternativa 1, isto é, manutenção do PLD semanal por patamar até que se disponha de uma base de dados de liquidação sombra maior e até que os efeitos colaterais sobre o mercado de energia elétrica sejam endereçados pela regulação.

Brasília, 7 de junho de 2019.



Tiago de Barros Correia
Sócio-diretor



Paulo de Barros Correia
Sócio-diretor



PARECER TÉCNICO

Consulta Pública nº 071/2019-MME

Simulação dos efeitos da aplicação do PLD horário no Encargo de Serviço de Sistemas (ESS) e no Encargo de Energia de Reserva (EER) e avaliação da consistência e da coerência metodológica dos documentos disponibilizados pela Consulta Pública MME nº 71

7 de junho de 2019



ÍNDICE

ÍNDICE	2
SUMÁRIO EXECUTIVO	3
OBJETO	5
INTRODUÇÃO	6
EFEITOS DO PLD HORÁRIO NOS ENCARGOS DE SERVIÇO DE SISTEMAS E DE ENERGIA DE RESERVA	7
Encargo de Serviço de Sistemas	7
Encargo de Energia de Reserva	18
MANUAL DE METODOLOGIA DO DESSEM	23
Nota Técnica ONS 0064/2018: Alocação das cargas por barras para aplicação no modelo DESSEM .	27
Nota Técnica ONS 0097/2018-RV3: Aplicação do modelo SMAP/NOS para previsão de vazões no âmbito do SIN	28
Nota Técnica ONS 151/2018: Desenvolvimento metodológico para previsão de geração de fonte eólica	29
Relatório de validação da versão 1.0.1 do Módulo 2 - FT-EÓLICA	29
Nota Técnica ONS DPL 0343/2018: Restrições elétricas para representação no processo de otimização da programação diária da operação - 1º quadrimestre 2019	30
MANUAL DO USUÁRIO DESSEM	31
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	33



SUMÁRIO EXECUTIVO

1. É notório o esforço despendido durante todo o processo de adoção do preço horário. Prova disso são os recorrentes ajustes, aperfeiçoamentos e refinamentos realizados desde a implantação da contabilização sombra, em abril de 2018. Assim, nota-se que o processo atingiu, de fato, um nível de amadurecimento generoso, mais precisamente a partir das contabilizações verificadas a partir de fevereiro de 2019.
2. Os Relatórios Técnicos produzidos no âmbito da Consulta Pública MME nº 71, por conseguinte, possuem o rigor técnico e metodológico pertinente para a avaliação do tema. Não obstante, em razão das quebras da série histórica de dados, resultando em um espaço amostral extremamente reduzido (fevereiro de 2019), as avaliações reais de potenciais benefícios e riscos são prejudicadas. Ademais, os axiomas adotados *a priori*, de redução de encargos por exemplo, podem não ser verdadeiros. Como demonstrado, essa suspeita é reforçada quando ampliamos o horizonte de análise e o espaço de busca por outras variáveis explicativas.
3. De fato, a análise realizada permite concluir que não é possível demonstrar a existência de relação explícita e direta entre a adoção do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) horário e a redução do Encargo de Serviço de Sistemas (ESS). Embora os valores globais de ESS tenham apresentado uma diminuição para os meses de fevereiro e março, não foram observadas as reduções esperadas nas rubricas associadas à restrição de operação por *constrained-on e constrained-off* e aos custos devido ao descolamento entre Custo Marginal de Operação (CMO) e PLD.
4. Por outro lado, a adoção do PLD horário pode perturbar substancialmente a arrecadação do Encargo de Energia de Reserva (EER), visto que o mesmo é calculado a partir do saldo entre o pagamento de receitas fixas aos geradores contratados como reserva e as receitas de liquidação da energia gerada no Mercado de Curto Prazo ao PLD corrente.
5. Ainda assim, os documentos disponibilizados na Consulta Pública MME nº 71 não fazem menção aos possíveis impactos da aplicação do preço horário nos EER.
6. Diante do real risco identificado de que os custos do EER se elevem a partir de uma potencial redução da receita líquida com a adoção de preços horários, sobretudo das usinas eólicas no submercado Nordeste, torna-se imprescindível tal análise. Da mesma forma, é



pertinente identificar instrumentos regulatórios e ajustes de regras comerciais que mitiguem eventuais efeitos danosos do PLD horário sobre o EER, e assegurem o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos existentes.

7. No que se refere à consistência e coerência metodológica dos documentos disponibilizados pela Consulta Pública nº 71, nota-se que, sem sombra de dúvida, grandes avanços já foram alcançados de modo a atender a iminente aplicação de preço horário.

8. A formulação matemática do DESSEM resulta em um PLIM de grande porte. Ele é resolvido pelo CPLEX, programa que é o estado da arte em *solver* de programação matemática. A existência de *gap* de dualidade, devido às variáveis inteira, impede a extração direta dos custos marginais da solução dual. Assim, os custos marginais são calculados seguindo a prática usual de formular um PL considerando a envoltória convexa da solução ótima do PLIM, sendo os Custos Marginais das Barras (CMB) extraídos das variáveis duais das restrições das barras deste PL. O CMO de cada submercado é então calculado como a média CMBs das barras do submercado, ponderada pelas respectivas cargas.

9. O modelo DESSEM segue a linha de sofisticação dos modelos NEWAVE e DECOMP, cabendo destacar a proeminência que o Brasil desfruta no contexto mundial, junto ao Canadá e à Noruega, no que se refere à operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte. Porém, ao se cotejar os manuais metodológicos dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, é inafastável a sensação que este último tenha sido divulgado de modo um tanto precipitado, sem os detalhamentos metodológico e didático que permeiam os dois primeiros.

10. Especificamente, na ótica das preocupações das empresas eólicas, resente-se do tratamento superficial usado, tanto ao nível conceitual quanto ao nível de formulação. A contribuição do parque eólico é tratada abatendo-se da carga a geração prevista no horizonte de programação, por submercado.

11. Feito isto, o parque eólico desaparece do modelo DESSEM, ficando exposto passivamente às flutuações do CMO, que é afetado por vários outros fatores presentes com muita riqueza de detalhes nas restrições e nos dados de entrada do modelo.

12. Finalmente, destacasse algumas questões metodológicas que, salvo melhor juízo, permanecem em aberto:



- a) Como a seleção do acoplamento com o DECOMP, se por Função de Custo Futuro, ou se meta semanal de operação, interfere no CMO calculado, qual protocolo será usado para escolher o padrão de acoplamento do DESSEM com o DECOMP?
- b) Como o DESSEM implementa um procedimento de penalização hard para suas restrições não atendidas, indicando ao usuário um conjunto restrições que devam ser examinadas, selecionando-se algumas delas para serem relaxadas, qual protocolo será usado para hierarquizar a ordem de relaxação das restrições violadas?
- c) Como o DESSEM permite uma discretização temporal não uniforme para horizonte alongado (além do horizonte imediato das primeiras 24 horas do período programado), qual protocolo será usado na definição dos intervalos não uniformes de discretização?

OBJETO

13. A Consulta Pública nº 71 instituída recentemente pelo Ministério de Minas e Energia (MME), disponibilizou, para análise e contribuições, a documentação técnica do Grupo de Trabalho (GT) Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), que descreve os aspectos metodológicos do processo de implantação do preço horário no mercado de energia brasileiro.

14. Em suma, os Relatórios apresentados defendem que uma maior aproximação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) à realidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) propiciaria, dentre outros fatores, a representação mais fidedigna das fontes intermitentes e a conseqüente redução de encargos.

15. O presente Parecer Técnico analisa a consistência e a coerência metodológica dos documentos disponibilizados na Consulta Pública MME nº 71, bem como os efeitos da aplicação do preço horário sobre o Encargo de Serviço do Sistema (ESS) e o Encargo de Energia de Reserva (EER).



INTRODUÇÃO

16. A Consulta Pública MME nº 71 disponibilizou um conjunto de três Relatórios Técnicos elaborados pelo GT Metodologia da CPAMP.
17. O Relatório Técnico nº 01-2019 trata da metodologia de implantação do modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo – DESSEM nas atividades de programação da operação e na formação do preço horário.
18. O Relatório Técnico nº 02-2019 apresenta um resumo das atividades e resultados no âmbito da Força de Trabalho (FT) – DESSEM, uma vez que a validação do modelo DESSEM é condição necessária à implantação desse modelo na programação da operação (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) e formação de preço horário (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), conforme deliberações da CPAMP.
19. Por sua vez, o Relatório Técnico nº 03-2019, elaborado pelo Subgrupo de Trabalho de Operação e Preço (SGOP), criado pelo GT Metodologia da CPAMP, apresenta 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.
20. Adicionalmente, a Consulta Pública MME nº 71 disponibilizou o Manual de Metodologia e do Usuário do DESSEM e outras documentações técnicas que subsidiaram as atividades do GT Metodologia da CPAMP:
 - a) Nota Técnica ONS 0064/2018 que o determinou a forma de alocação da carga e perdas nas barras do SIN a partir da previsão por agente, estado e/ou área geoeletrica;
 - b) Nota Técnica ONS 097/2018-RV3 que apresenta a metodologia do modelo SMAP/ONS bem como os locais e parâmetros onde o modelo é utilizado no âmbito da previsão de vazões da primeira semana operativa do Programa Mensal da Operação (PMO);



- c) Nota Técnica ONS 151/2018 que apresentou o desenvolvimento metodológico para a previsão de geração de fonte eólica
- d) para a programação diária e operação em tempo real;
- e) Nota Técnica ONS DPL 0343/2018 que apresenta os limites elétricos a serem considerados no processo de otimização eletroenergética da programação elétrica com o modelo DESSEM;
- f) Relatório de Validação da versão 1.0.1 do Módulo 2 – FT Eólica que apresenta os resultados da validação operacional do modelo de previsão de geração eólica; e
- g) o Despacho ANEEL nº 1.934, de 24 de agosto de 2018, que autoriza o ONS a utilizar o programa computacional SMAP, no processo de previsão de vazões para o PMO e suas revisões em todas as bacias hidrográficas do SIN.

EFEITOS DO PLD HORÁRIO NOS ENCARGOS DE SERVIÇO DE SISTEMAS E DE ENERGIA DE RESERVA

Encargo de Serviço de Sistemas

21. Atualmente, a formação de preço semanal e a programação diária da operação são realizadas a partir de cada revisão semanal do PMO, onde são definidos os CMO, que estabelecem o despacho por ordem de mérito que orienta a programação diária, e determinam o PLD e as demais diretrizes operativas, como a política de intercâmbios entre regiões, de forma indicativa para a atuação da programação diária ao longo da semana.

22. No processo de programação diária e formação de preço horário, o modelo DESSEM opera a partir da função de custo futuro do modelo DECOMP e da inserção das variáveis de previsão de vazões e carga, geração eólica e rede elétrica, de modo a fornecer os CMO semi-horário ao ONS, com rede elétrica conjuntural, e os PLD horários à CCEE, com e sem rede elétrica conjuntural.



23. Nessas circunstâncias, os documentos disponibilizados na Consulta Pública MME nº 71 defendem que uma maior aproximação do PLD à realidade operativa do SIN, mediante a adoção do PLD horário, propiciaria a representação mais fidedigna das disponibilidades de usinas, das fontes intermitentes, das restrições de transmissão e a consequente redução da geração por restrição de operação *constrained-on*¹ e *constrained-off*² resultando, assim, na redução de encargos, tratando, especificamente, do ESS.

24. O ESS é atualmente constituído a partir das diferenças entre os resultados semanais do modelo DECOMP (CMO) e a geração termelétrica adicional identificada no tempo real, seja por razão elétrica, restrição operativa ou por segurança energética.

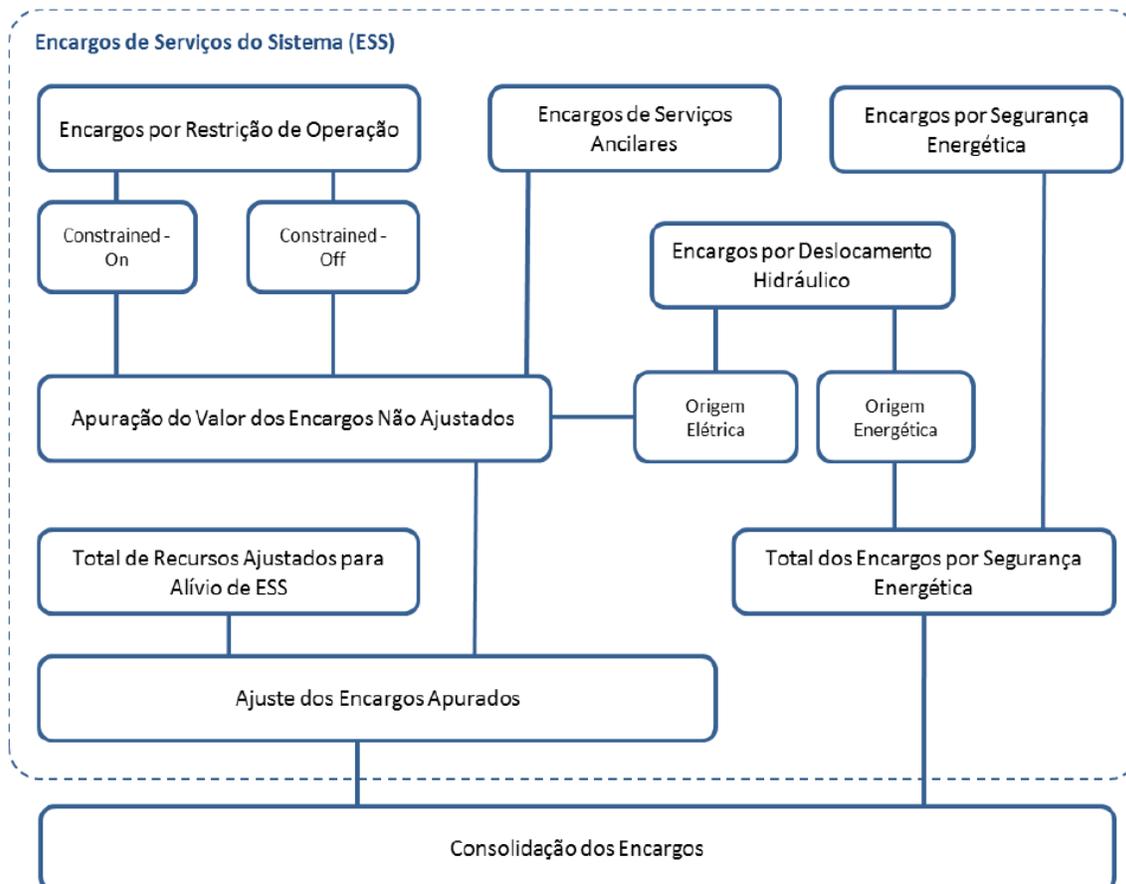
25. Da mesma forma, o ESS decorrente da aplicação do PLD horário deve ser originado a partir das diferenças entre os resultados do DESSEM e a necessidade de geração termelétrica adicional identificada no tempo real. Além da cobertura dos custos associados às diferenças de CMO, o ESS também é destinado ao pagamento pela prestação de serviços ancilares necessários para garantir a qualidade e segurança da energia elétrica. Compõe ainda a apuração mensal dos ESS o total de recursos ajustados para alívio de ESS, os quais são utilizados para ajuste dos valores dos encargos (desconsiderando os encargos por segurança energética) calculados, reduzindo o montante de encargos a serem rateados pelos consumidores. A Figura 1 a seguir resume a composição dos ESS.

26. Nota-se que a Figura 1 não inclui os encargos por reserva operativa, discriminados a partir de outubro de 2018, quando da publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 822/2018 que até então eram classificados como razão de segurança energética.

¹ Usina despachada fora de ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais (desvios positivos entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE).

² Usina que tem sua geração reduzida em relação à ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais (desvios negativos entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE).

Figura 1 – Composição dos Encargos de Serviços do Sistema



Fonte: Regras de Comercialização da CCEE – Encargos – Versão 2019.1.0

27. O GT Metodologia aponta, em seu Relatório nº 01-2019, que a redução do grau de regularização hidráulica do SIN, somada à crescente participação de fontes de geração variáveis (hidrelétricas a fio d'água, eólica e solar fotovoltaica), inclusive por meio de geração distribuída, faz com que a carga líquida percebida pelo ONS tenha um perfil horário mais variável. Dessa forma, entende que a **aplicação de um preço em patamar horário com uma maior aproximação entre a formação do preço e a operação real do sistema permitiria a redução da necessidade de arrecadação do ESS.**



28. Entretanto, esse Relatório apenas aponta ser “*necessário que as condições de contorno e premissas a serem consideradas no DESSEM sejam estabelecidas de forma criteriosa, e que a viabilidade operativa dos seus resultados seja bem conhecida.*”. (grifo nosso)

29. As análises conceituais e resultados das simulações atreladas à metodologia de implantação do modelo DESSEM nas atividades de programação da operação e formação do preço horário são apresentadas no Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019.

30. Desde abril de 2018, a CCEE vem realizando a “Contabilização Sombra” em paralelo aos cálculos do PLD e contabilizações do Mercado de Curto Prazo vigentes, de modo a antecipar os eventuais impactos da adoção da nova granularidade do preço.

31. Entretanto, dos valores divulgados na “Contabilização Sombra” para as análises dos impactos nos ESS decorrentes da implementação do preço horário, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 utiliza apenas os resultados dos ESS de fevereiro de 2019, período em que 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.

32. Para o mês de janeiro de 2019, embora também já incorpore as novas funcionalidades, o GT expõe que será realizado um reprocessamento da contabilização, em que constarão os valores do PLD recalculados com a nova versão do modelo DESSEM considerando os aprimoramentos das restrições elétricas de segurança nos intercâmbios para o caso sem rede.

33. Sendo assim, registra-se que os valores para janeiro de 2019 atualmente constantes do InfoMercado Sombra 2019, disponibilizado pela CCEE, indicam um **aumento de ESS** na “Contabilização Sombra preço horário sem rede” em relação à contabilização vigente em aproximadamente **3,5%**, cujo aumento é mais expressivo para os encargos associados ao despacho por Reserva Operativa. Já a “Contabilização Sombra preço horário com rede” registra-se uma queda do ESS em aproximadamente 10,5%, cuja redução é mais expressiva para os encargos associados ao despacho por Reserva Operativa e por Restrição de Operação *Constrained-on*.



34. Quanto à contabilização sombra para o mês de março/2019, essa não estava disponível quando da emissão dos Relatórios Técnicos. Entretanto, com a publicação dos mesmos pela CCEE, os valores também são aqui expostos.

35. A Tabela 1 a seguir, replicada do Parecer Técnico RegE - Análise de Impacto Regulatório, apresenta os resultados dos ESS da contabilização sombra para o mês de fevereiro de 2019. E, a Tabela 2 apresenta os resultados dos ESS da contabilização sombra para o mês de março de 2019.

Tabela 1 – Contabilização Sombra do ESS para o mês de fevereiro/2019

Componente	Contabilização	Contabilização Sombra PLD sem rede	Δ	Contabilização Sombra PLD com rede	Δ
Recebimento por Reserva Operativa	R\$ 126.426.659,17	R\$ 100.034.801,01	-R\$ 6.391.858,16	R\$ 88.981.978,57	-R\$ 37.444.680,60
Recebimento por <i>Constrained-on</i>	R\$ 57.139.411,39	R\$ 43.970.387,31	-R\$ 3.169.024,08	R\$ 44.285.889,99	-R\$ 12.853.521,40
Recebimento por Segurança Energética	R\$ 53.243.552,18	R\$ 43.264.465,74	-R\$ 9.979.086,44	R\$ 40.650.820,19	-R\$ 12.592.731,99
Recebimento por Deslocamento Hidráulico	R\$ 31.111.118,58	R\$ 31.900.964,69	R\$ 789.846,11	R\$ 31.544.141,55	R\$ 433.022,97
Recebimento por Compensação Síncrona	R\$ 9.425.048,25	R\$ 9.425.048,25	R\$ -	R\$ 9.425.048,25	R\$ -
Recebimento por Outros Serviços Ancilares	R\$ 8.585.831,73	R\$ 8.585.831,73	R\$ -	R\$ 8.585.831,73	R\$ -
Recebimento por <i>Constrained-off</i>	R\$ 5.452.536,15	R\$ 5.220.808,09	-R\$ 231.728,06	R\$ 6.292.533,31	R\$ 839.997,16
Recebimento por Importação de Energia	R\$ 1.118.596,95	R\$ 1.242,29	-R\$ 1.117.354,66	R\$ -	-R\$ 1.118.596,95
TOTAL	R\$ 92.502.754,40	R\$ 242.403.549,11	-R\$ 0.099.205,29	R\$ 229.766.243,59	-R\$ 2.736.510,81

Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019

Tabela 2 – Contabilização Sombra do ESS para o mês de março/2019

Componente	Contabilização	Contabilização Sombra PLD sem rede	Δ	Contabilização Sombra PLD com rede	Δ
Recebimento por Reserva Operativa	R\$ 132.548.925,17	R\$ 118.507.770,32	-R\$ 14.041.154,85	R\$ 115.498.705,75	-R\$ 17.050.219,42
Recebimento por <i>Constrained-on</i>	R\$ 86.939.153,98	R\$ 87.811.139,31	R\$ 871.985,33	R\$ 86.850.873,81	-R\$ 88.280,17
Recebimento por Segurança Energética	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Recebimento por Deslocamento Hidráulico	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Recebimento por Compensação Síncrona	R\$ 13.329.038,00	R\$ 13.329.038,00	R\$ -	R\$ 13.329.038,00	R\$ -
Recebimento por Outros Serviços Ancilares	R\$ 8.591.755,99	R\$ 8.591.755,99	R\$ -	R\$ 8.591.755,99	R\$ -
Recebimento por <i>Constrained-off</i>	R\$ 15.542.967,49	R\$ 13.004.594,85	-R\$ 2.538.372,64	R\$ 13.884.624,62	-R\$ 1.658.342,87
Recebimento por Importação de Energia	R\$ 694,54	R\$ 123.490,44	R\$ 122.795,90	R\$ 63.363,21	R\$ 62.668,67
TOTAL	R\$ 256.952.535,17	R\$ 241.367.788,91	-R\$ 15.584.746,26	R\$ 238.218.361,38	-R\$ 18.734.173,79

Fonte: InfoMercado Sombra 2019, CCEE

36. Pelos resultados da Tabela 1 observa-se, de modo global, a redução do ESS tanto para a “Contabilização Sombra preço horário sem rede”, quanto para “Contabilização Sombra preço



horário com rede”, em 17% e 21%, respectivamente. Em ambos os casos, a redução absoluta é mais expressiva nas rubricas de recebimentos por Reserva Operativa, por Restrição de Operação *Constrained-on* e por Segurança Energética. Especialmente em relação aos recebimentos por Restrição de Operação *Constrained-off*, registra-se um **aumento de 15%** no caso da “Contabilização Sombra preço horário com rede” em relação ao caso base, e um decréscimo de apenas 4% no caso da “Contabilização Sombra preço horário sem rede”, o que refuta o disposto no Relatório Técnico nº 03-2019.

37. Pelos resultados da Tabela 2 também se observa redução, em menor proporção, do ESS global tanto para o caso do PLD horário sem rede quanto o com rede, os quais reduziram em 6% e 7%, respectivamente. Em ambos os casos, a redução absoluta é mais expressiva para os encargos associados ao despacho por Reserva Operativa e por Restrição de Operação *Constrained-off*.

38. Vale observar que, para o mês de março, os recebimentos por Reserva Operativa, *Constrained-on* e *Constrained-off* elevaram-se significativamente em relação aos de fevereiro. Ainda assim, não foram observadas variações expressivas como as de fevereiro na rubrica de recebimento por *Constrained-on*. No caso da “Contabilização Sombra preço horário com rede” o recebimento por *Constrained-on* diminuiu apenas 0,1%, enquanto no caso da “Contabilização Sombra preço horário sem rede” **aumentou 10%**, configurando, portanto, a mesma expectativa frustrada de redução nos recebimentos por Restrição de Operação *Constrained-off* observada em fevereiro.

39. Os efeitos observados nas rubricas de restrição operativa do ESS da contabilização sombra podem ser explicados pelo aumento da diferença entre os valores dos PLD e CVU das usinas específicas utilizadas na apuração dos encargos por Restrição de Operação *Constrained-off* (fevereiro) e *Constrained-on* (março). Na Tabela 3 abaixo são apresentados o efeito total dos custos associados ao descolamento entre o PLD e CMO para os três cenários analisados, nos dois meses.



Tabela 3 – Efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO (R\$)

Componente	Contabilização Fevereiro/19	Contabilização Sombra Fevereiro/19 Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Fevereiro/19 Preço Horário Com Rede	Contabilização Março/19	Contabilização Sombra Março/19 Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Março/19 Preço Horário Com Rede
Efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO	249.721,70	3.628.756,79	1.407.267,94	89.082,47	6.008.252,38	8.476.587,10

Fonte: InfoMercado Sombra 2019, CCEE

40. O valor de descolamento entre PLD e CMO foi de R\$ 249.721 em fevereiro e de R\$ 89.082 em março, porém nas contabilizações horárias (sem rede e com rede) os valores foram muito superiores. Isso ocorre porque na contabilização por patamar, para o recebimento deste custo, as usinas têm de atender a condição de custo declarado da usina não hidráulica ser maior que o PLD e inferior ao CMO. Já nas contabilizações horárias, a condicionante para o recebimento é diferente, ou seja, as usinas devem estar despachadas por ordem de mérito. **Dessa forma, essa é uma característica peculiar da aplicação do preço horário com potencial implicação nos ESS, a qual cabe uma investigação detalhada e criteriosa pela CPAMP.**

41. Diante da indisponibilidade dos dados de contabilização sombra dos ESS para o preço horário, com um horizonte de tempo maior e necessários ajustes já sinalizados pelo GT da CPAMP, são dispostos na Figura 2, a seguir, os dados das contabilizações efetivadas em 2018 e 2019 a partir das diferenças entre os resultados semanais do modelo DECOMP e a geração termelétrica adicional, bem como a geração térmica verificada. O objetivo é identificar se há correlação do ESS global com as principais rubricas que compõem os ESS (por restrição de operação³, por segurança energética e por reserva de potência operativa) conforme dispostas nas Tabelas 1 e 2, e se poderiam então ser replicadas e/ou observadas nos resultados horários do modelo DESSEM, após os ajustes necessários.

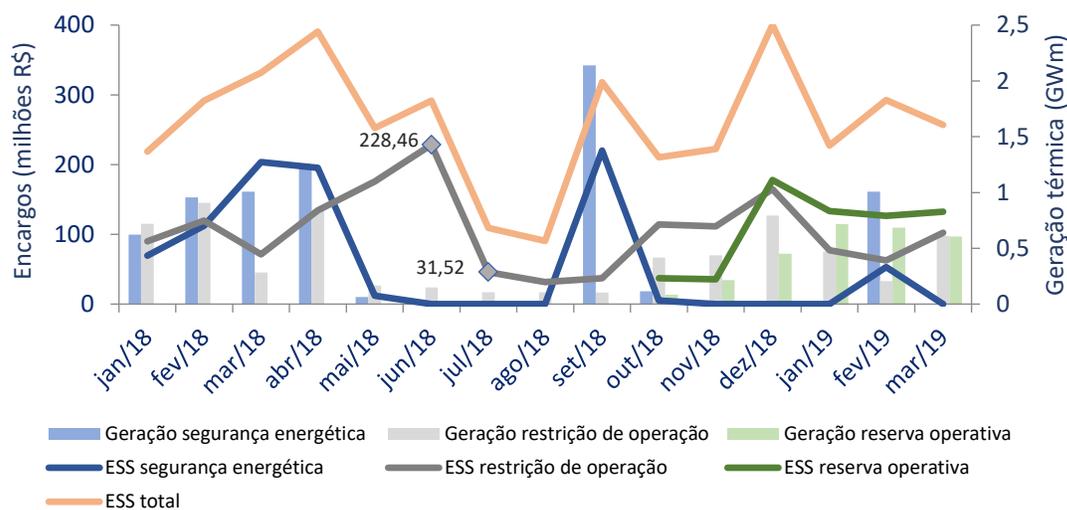
42. Primeiramente, pela Figura 2 nota-se que os ESS calculados por restrição de operação (*constrained-on* e *constrained-off*) observados no período de janeiro, fevereiro e março/2018

3 Os ESS por restrição de operação estão agregados, considerando *Constrained-on* e *Constrained-off*. Já a geração por restrição de operação refere-se apenas a *Constrained-on*. Assim, os descolamentos observados entre ESS e geração são atribuídos aos encargos por *Constrained-off*.



possuem aproximadamente a mesma ordem de grandeza, desviando-se consideravelmente dos valores mínimos e máximos observados no ano, de R\$ 31,52 milhões (agosto/2018) e R\$ 228,46 milhões (junho), respectivamente. **Dessa forma, corrobora-se o entendimento exposto no tópico anterior, de que a amostra unicamente observada a partir dos meses de fevereiro e março/2019, sem grandes desvios entre si, é insuficiente para representar as distintas condições operativas e, conseqüentemente, seus impactos a partir da aplicação do preço horário.**

Figura 2 – Encargos e geração por restrição de operação, segurança energética, reserva operativa e total, contabilizados em 2018 e 2019



Fonte: Infomercado Dados Gerais 2018 e 2019, CCEE.

43. Ainda de acordo com a Figura 2, para o período de 2018-2019 destacado, observa-se um grau de correlação entre a variável ESS total com as variáveis ESS por restrição de operação e ESS por segurança energética na ordem de 0,45 e 0,54, respectivamente⁴. Contudo, a partir dessa correlação moderada, não podemos concluir precisamente que a oscilação do ESS total possa ser justificada pela variação dessas rubricas. Do mesmo modo não podemos aferir se tal

⁴ De acordo com o critério adotado pelo Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP nº 03-2019, 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 1,0 a correlação é forte.



correlação seria observada com os resultados horários do modelo DESSEM. **Neste ponto, propõe-se que haja a investigação detalhada e criteriosa pelo GT da CPAMP de modo a aferir a variável explicativa para as oscilações do ESS total, em consonância com o efeito dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO citados anteriormente.**

44. Os ESS por restrição de operação foram superiores na maior parte do tempo, seguidos pelos ESS por segurança energética. Desde a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 822/2018, são observados valores expressivos da rubrica por reserva operativa, com forte correlação entre essa variável e a variável ESS total (da ordem de 0,77).

45. Por fim, nota-se que os resultados da operação sombra do modelo DESSEM preveem a alocação da reserva operativa como dado de entrada para o cálculo do preço horário. **Nessas condições, é imprescindível que haja a análise detalhada e criteriosa pela CPAMP de modo a aferir qual o potencial impacto do PLD horário para definição dos montantes e variações relativas aos ESS por reserva operativa, e vice-versa.**

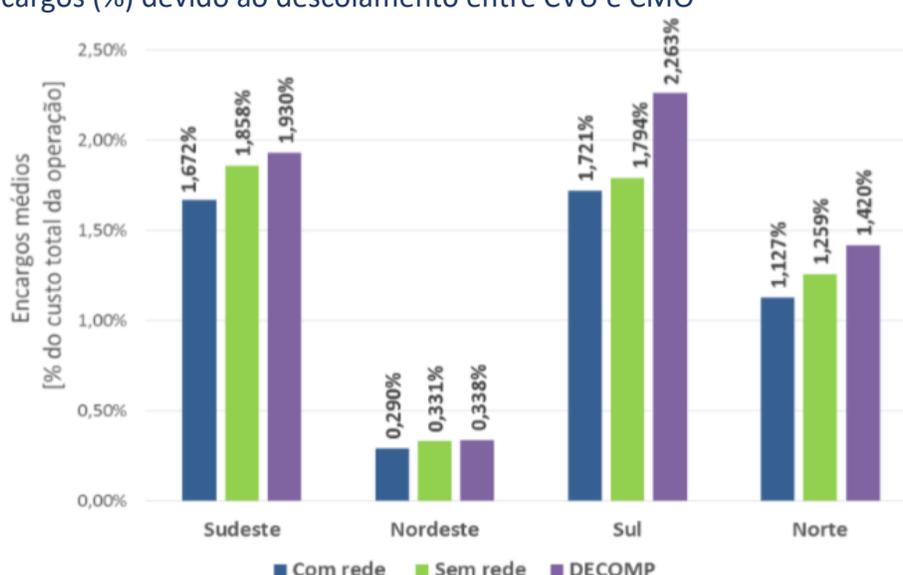
46. Adicionalmente às rubricas do ESS descritas acima, têm-se também aquelas destinadas a cobertura dos custos com geração adicional ao compromisso previsto no CCEAR, denominados de “Custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”. Trata-se de custos associado às usinas termelétricas enquadradas na condição $CMO \geq CVU > PLD$, ou seja, despachadas por ordem de mérito no *deck* do ONS (CMO) e não despachadas em comparação ao PLD. Assim, essa rubrica recupera os custos não cobertos pelo PLD para cobertura do CVU, sendo pago por todos os consumidores de energia.

47. O Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019 apresenta uma estimativa dos encargos que seriam gerados devido ao descolamento entre CVU e CMO (caso processado pelo ONS, com rede) para os meses de janeiro a março de 2019⁵, apresentados na Figura 3.

⁵Já incorporados os aprimoramentos relacionados às funcionalidades de *unit commitment* térmico, ciclo combinado, restrições de segurança linear por partes e restrições de segurança por tabelas.



Figura 3 - Encargos (%) devido ao descolamento entre CVU e CMO



Fonte: Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019

48. Assim, conforme explanado no Parecer Técnico RegE – Análise de Impacto Regulatório, observa-se que para ambos os casos de PLD horário, com e sem rede, há, para o período analisado, uma pequena redução no valor do ESS quando comparado com os valores observados no PLD semana/patamar resultantes do modelo DECOMP. 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. Entretanto, como adequadamente exposto no Relatório Técnico nº 03/2019, não há diferenças significativas em termos de encargo para a representação com ou sem a rede elétrica, pois a representação do caso sem rede leva a um encargo 0,15% maior do que aquele obtido com o caso com rede.

49. De modo complementar, verifica-se que também não há diferenças significativas na necessidade de arrecadação do ESS para os casos de preço horário com ou sem rede com o caso do PLD semana/patamar processado pelo DECOMP. A representação dos casos sem e com rede leva a um encargo de 0,18% e 0,28%, respectivamente, maior do que aquele obtido com o caso do PLD semana/patamar resultante do modelo DECOMP.



50. Pelo exposto nesta seção, nota-se que não é possível demonstrar a existência de relação explícita e direta entre a adoção da aplicação do PLD horário e a necessidade de arrecadação do ESS. Embora os valores globais de ESS, para ambos os casos com e sem rede, tenham apresentado uma redução para os meses de fevereiro e março, não foram observadas as reduções esperadas nas rubricas associadas à restrição de operação por *constrained-on e constrained-off* e aos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD. A análise amostral a partir das contabilizações de apenas dois meses é insuficiente para subsidiar a decisão.

51. Propõe-se que haja o reprocessamento da contabilização dos meses anteriores com a incorporação das novas funcionalidades, bem como com os valores do PLD recalculados com a nova versão do modelo DESSEM. Sendo impraticável tal medida, propõe-se que os estudos sejam revisitados quando houver a disponibilidade de um horizonte amostral de, pelo menos, um ano contemplando as novas funcionalidades a ajustes até então aprovamos pelo CPAMP.

52. Também, é imprescindível que haja a análise detalhada e criteriosa pela CPAMP de modo a aferir qual o potencial impacto do PLD horário para definição dos montantes e variações relativas aos ESS por reserva operativa, e vice-versa. Igualmente, deve-se avaliar a variável explicativa para as oscilações do ESS total, em consonância com o efeito dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO.

53. Por fim, adicionalmente às rubricas do ESS aqui descritas, que compõem a parcela dos “valores a serem recebidos” pelos agentes geradores, vale lembrar também das rubricas referentes aos “valores pagos”, que são utilizadas para alívio e rateio dos ESS como um todo. São utilizados para alívio dos ESS, por exemplo, os recursos devidos às penalidades de medição e por falta de combustível; as multas pelo não aporte de garantias financeiras e por inadimplência na liquidação do MCP; o saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente; e sobra de receitas advindas do mês anterior. Destaca-se que o encargo de segurança energética não tem direito a alívio como ocorre com os demais encargos de serviços do sistema.

54. A partir dos dados das contabilizações sombra para fevereiro e março/2019 dispostos na Tabela 4, podemos observar que os valores dessa última componente, sobretudo referentes à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados, são expressivos e, para ambos os casos, com e sem rede, têm se mostrado inferiores à contabilização com PLD semanal, fator que pode reduzir ainda mais o esperado efeito de redução do ESS por restrição operativa.



Tabela 4 – Contabilização Sombra dos recursos utilizados para alívio de ESS para o mês de fevereiro/2019

Contabilização Fevereiro/19	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Com Rede	Contabilização Março/19	Contabilização Sombra Março/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Março/19 - Preço Horário Com Rede
R\$ 1.605.100.928,71	R\$ 1.204.408.785,49	R\$ 1.318.744.909,87	R\$ 873.372.902,79	R\$ 570.514.165,82	R\$ 761.589.416,33

Fonte: InfoMercado Sombra 2019, CCEE

55. **Assim, é imprescindível que haja a análise detalhada e criteriosa pela CPAMP de modo a aferir qual o potencial impacto do PLD horário para definição dos montantes e variações relativas aos ESS total, incluindo também os montantes a serem pagos pelos geradores, sobretudo aqueles referentes à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados.**

Encargo de Energia de Reserva

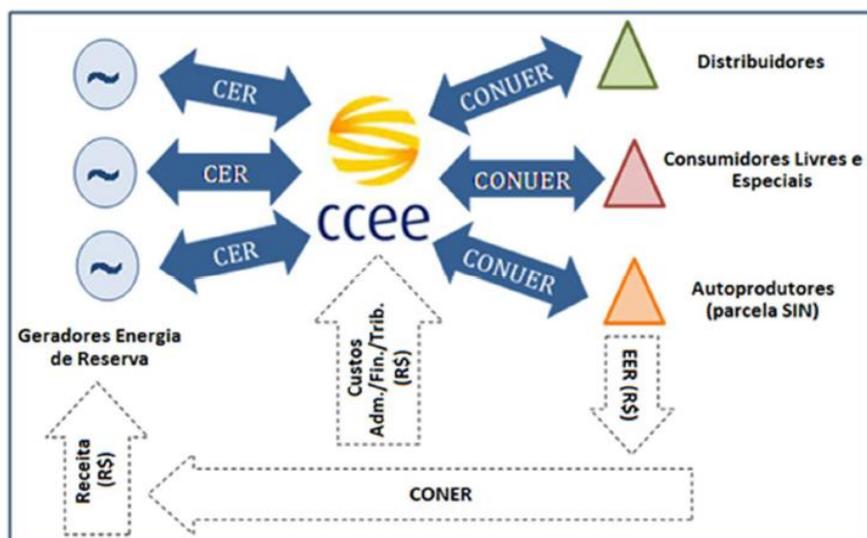
56. O mecanismo de contratação da energia de reserva foi criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN, nos termos do art. 3º e 3º-A, da Lei nº 10.848/2004, e regulamentado posteriormente por meio do Decreto nº 6.353/2008. Os Contratos de Energia de Reserva (CER) e os Contratos de Uso de Energia de Reserva (CONUER) são firmados entre os agentes vendedores nos leilões específicos para contratação dessa modalidade – os leilões de energia de reserva (LER) – e a CCEE, na condição de representante dos agentes de consumo, livres e regulados.

57. **A princípio, nota-se que os documentos disponibilizados na Consulta Pública MME nº 71 não fazem menção aos possíveis impactos da aplicação do preço horário nos EER.** Assim, diante do real risco identificado de que os custos desses encargos se elevem a partir de uma potencial redução da receita líquida com a adoção de preços horários, sobretudo das usinas eólicas contratadas nessa modalidade no submercado Nordeste, torna-se imprescindível tal análise. Da mesma forma, é pertinente identificar instrumentos regulatórios e ajustes de regras comerciais que mitiguem eventuais efeitos danosos do PLD horário sobre o EER, e assegurem o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos existentes. Vejamos.

58. Conforme consta das Regras de Comercialização da CCEE – Contratação de Energia de Reserva – Versão 2019.1.0, nos meses em que há geração das usinas comprometidas com

CER, observado o período de apuração da entrega da energia contratada, a energia produzida é liquidada no MCP e **valorada ao PLD do submercado do gerador**. A receita auferida mensalmente com essa liquidação é destinada à Conta de Energia de Reserva (CONER) para fins de composição dos recursos financeiros necessários para cobertura das obrigações decorrentes da contratação de Energia de Reserva (receita fixa mensal dos geradores, fundo de garantia e custos administrativos, financeiros e tributários). Assim, o descompasso entre essas obrigações e o saldo da CONER é que define o EER a ser rateado entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN. A Figura 3 a seguir ilustra o mecanismo de contratação da energia de reserva e a alocação de seus encargos.

Figura 3 – Contratos e fluxos financeiros decorrentes da contratação de Energia de Reserva



Fonte: Regras de Comercialização da CCEE – Contratação de Energia de Reserva – Versão 2019.1.0

59. Em resumo, referente ao modelo de contratação dessa modalidade, tem-se que:

- a Energia de Reserva é contratada em leilões regulados por um preço final de venda;
- os geradores recebem uma receita fixa anual, dividida em doze parcelas mensais e toda a energia gerada, pertencente ao consumidor, é liquidada no MCP, pelo valor do PLD vigente;
- caso o preço de venda das usinas contratadas nessa modalidade, fixado no leilão, seja superior ao PLD, é necessário o recolhimento do EER para custear a geração dessa usina;



- caso o PLD verificado seja superior ao preço da energia de reserva, a operação gera um excedente, o qual é retido na CONER e repassado aos consumidores usuários dessa energia;
- os geradores possuem compromissos de entrega anuais, e quadrienais, com níveis de comprometimento definidos nos contratos, a depender da fonte; e
- os geradores detêm alguma receita adicional (ressarcimento) ou custo (penalidade) caso o compromisso de entrega seja cumprido antes do final do período de apuração/descumprido ao final do período de apuração.

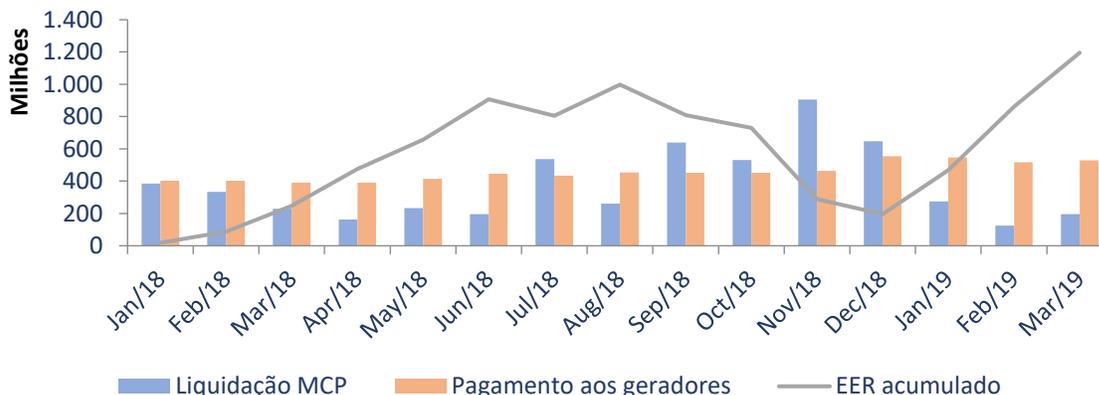
60. Desta forma, é notório que tanto a geração quanto o PLD são variáveis fundamentais que influenciam no resultado dos EER. Todavia, por serem altamente voláteis e independentes de decisões de despacho⁶, torna-se impossível mapear com acurácia os possíveis impactos do repasse de excedente ou cobrança de EER *vis-à-vis* à alteração do preço horo sazonal. **Entretanto, uma análise similar ao *back-test* conferido para os impactos nos ESS é necessária, a partir dos dados de contabilizações por patamar e as operações sombra para os preços horários com e sem rede.**

61. Diante da indisponibilidade dos dados de contabilização sombra dos EER para o preço horário, são dispostos na Figura 5 a seguir os dados das contabilizações efetivadas em 2018 e 2019 referentes à liquidação no MCP, com PLD semanal, dos contratos de energia de reserva. Para capturar o efeito mensal dos EER, foi desconsiderado o saldo acumulado na CONER acumulado do período anterior, bem como os demais custos e receitas que compõem a conta e independem da variabilidade dos preços.

⁶ Aproximadamente 71% da geração de energia de reserva verificada nos meses de janeiro, fevereiro e março/2019 foram decorrentes da fonte eólica, 24% da fonte solar fotovoltaica e 5% da fonte hidráulica e térmica a biomassa. No que tange à geração eólica, consta do Relatório de Validação da versão 1.0.1 do Módulo 2 - FT-EOLICA disponibilizado na Audiência Pública nº 71, com os testes elaborados com a versão 1.0.1 do Módulo 2 do Modelo de Previsão de Geração Eólica, que os participantes da FT-Eólica não observaram problemas que desaconselhem o uso desta versão para previsão de geração de fonte eólica como insumo do modelo DESSEM com vistas a elaborar o despacho hidrotérmico, política de intercâmbio e CMO voltados para a Programação Diária do ONS e cálculo do PLD por submercado. Ainda assim, constam **recomendações de criação de indicadores que quantifiquem a incerteza ou variação da previsão de geração eólica.**



Figura 5 – Liquidação e pagamento dos CER contabilizados em 2018 e 2019 (milhões R\$)



Fonte: InfoMercado, Dados Gerais 2018 e 2019, CCEE.

62. Nota-se que em grande parte do período observado as receitas oriundas das liquidações desses contratos no MCP não foram suficientes para cobrir as receitas fixas e variáveis dos geradores, resultando em um saldo acumulado de EER deficitário em R\$ 1,195 bilhão. Isto posto, resgata-se aqui a elevação da volatilidade verificada nos preços horários (com e sem rede) em relação ao preço semanal nos submercados Sudeste e Nordeste, onde concentram-se a maior parte das usinas contratadas via energia de reserva, apresentados no Parecer Técnico RegE – Análise de Impacto Regulatório (Gráficos 1 a 9).

63. A mesma incerteza pode ser verificada entre os cenários de contabilização sombra realizada pela CCEE observados a partir dos PLD médios mensais dispostos na Tabela 5 a seguir, para os três cenários analisados, nos meses de fevereiro de março, dos submercados Sudeste e Nordeste.

Tabela 5 – PLD médio (R\$/MWh)

PLD médio submercado	Contabilização Fevereiro/19	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Com Rede	Contabilização Março/19	Contabilização Sombra Março/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Março/19 - Preço Horário Com Rede
SE/CO	443,66	442,68	448,95	234,49	214,89	229,93
NE	164,24	248,23	54,97	154,15	179,73	162,76

Fonte: InfoMercado Sombra 2019, CCEE



64. A despeito da elevação da volatilidade já verificada, as Figuras 6 e 7 na sequência apresentam os PLD verificados hora a hora no período.

Figura 6 – PLD da contabilização sombra da CCEE, submercado Sudeste, fevereiro e março de 2019



Fonte: InfoMercado Sombra 2019, CCEE

Figura 7 – PLD da contabilização sombra da CCEE, submercado Nordeste, fevereiro e março de 2019



Fonte: InfoMercado Sombra 2019, CCEE



65. Pelo exposto, pode-se afirmar que a aplicação do PLD horário pode, de fato, perturbar substancialmente os EER. Ou seja, ao considerarmos que os EER são apurados meramente a partir do descompasso entre receitas e custos, visto o comportamento invariável dos pagamentos necessários (custos) face ao comportamento volátil das liquidações (receitas) – sobretudo no submercado Nordeste, uma elevação/redução brusca dessas receitas afetam significativamente o montante de EER a ser rateado pelos consumidores.

66. Propõe-se que haja o reprocessamento da contabilização dos meses anteriores com a incorporação das novas funcionalidades, bem como com os valores do PLD recalculados com a nova versão do modelo DESSEM. Sendo impraticável tal medida, propõe-se que os estudos sejam revisitados quando houver a disponibilidade de um horizonte amostral de, pelo menos, um ano contemplando as novas funcionalidades a ajustes até então aprovados pelo CPAMP.

MANUAL DE METODOLOGIA DO DESSEM

67. O DESSEM é um modelo de curtíssimo prazo para otimização da operação SIN que complementa e se acopla com a cascata de modelos formada pelo NEWAVE, médio prazo, e pelo DECOMP, curto prazo. O Manual de Metodologia do DESSEM assim o apresenta:

"O programa DESSEM é um modelo de otimização desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) desde 1998 [1], que tem como principal objetivo determinar a programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos, incluindo as fontes intermitentes, em um horizonte de algumas semanas e discretização de até meia-hora. Atualmente, o modelo está em fase final de validação para ser utilizado a partir de janeiro de 2020 para a determinação do despacho da operação semi-horário e o preço de energia horário para o dia seguinte, atuando de forma coordenada com os modelos DECOMP [2] e NEWAVE [3],[4] já utilizados desde 2000 para estabelecimento do preço semanal, em três patamares de carga. Mais especificamente, o DESSEM se acopla, ao final do horizonte de estudo, com a função de custo futuro fornecida pelo DECOMP.

As usinas podem ser representadas ao nível de unidade geradora e considera-se a rede elétrica por meio de uma modelagem DC com ou sem perdas [5], [6],



incluindo-se restrições de segurança [7]. Representam-se também as restrições de unit commitment das usinas termoeletricas [8] e a operação das usinas térmicas a ciclo combinado [9]. A variação da produtividade das usinas hidroelétricas em função da altura de queda é modelada com detalhes [10] e representa-se de forma acurada o balanço de água nos reservatórios e ao longo dos rios, por meio de tempos de viagem fixos ou curvas de propagação [11]. Usinas de bombeamento (reversíveis) e canais entre reservatórios também são consideradas pelo modelo, além de fontes intermitentes (geração eólica e solar) e unidades de armazenamento de energia (baterias).”

68. O DESSEM é implementado por um Programa Linear Inteiro-Misto (PLIM), para tratar as restrições de *unit commitment* do despacho termelétrico, sendo resolvido pelo Método de Decomposição de Bender através do solver comercial CPLEX. Sem dúvida, é uma implementação sofisticada, rica em detalhes, resolvida por um *solver* que é o estado da arte em programação matemática.

69. Entretanto, como é usual nos modelos atuais de despacho ótimo, o DESSEM não otimiza **endogenamente** o despacho das fontes intermitentes, como a eólica. Ele apenas inclui a previsão de geração das fontes intermitentes, com sinal negativo, na previsão da carga, em base semi-horária para o primeiro dia do horizonte de estudo, e para os intervalos temporais selecionados no restante do horizonte. Isto é, informa-se ao DESSEM tanto a carga por barra quanto a geração das fontes intermitentes. O modelo então procede os abatimentos pertinentes, **otimizando o despacho para a carga líquida resultante**.

70. Além do despacho ótimo, o DESSEM calcula o Custo Marginal das Barras (CMB) para as barras consideradas na representação da rede elétrica. Aqui há um detalhe, a não convexidade do problema resulta na existência de *gap* de dualidade. Assim, não é possível ao DESSEM extrair as variáveis duais diretamente da solução do PLIM. Esta dificuldade é resolvida da forma usual. A fixação das variáveis inteiras obtidas da solução ótima do PLIM resulta em um Programa Linear (PL) cujo politopo de restrições corresponde à envoltória convexa do PLIM. Este PL é resolvido, com as variáveis duais correspondentes às restrições das barras sendo extraídas diretamente da solução. O Custo Marginal de Operação (CMO) é então calculado como a média ponderada pela carga dos CMB do submercado.



71. A exemplo do NEWAVE e DECOMP, o DESSEM conjuga um horizonte de programação imediato, mais refinado, com outro horizonte estendido, menos refinado. Isto é feito para o modelo não resultar excessivamente pesado.

72. Os detalhes da modelagem do sistema hidrelétrico são apresentados de forma um tanto sintética, sendo sua compreensão mais acessível àqueles que tenham familiaridade com os manuais dos modelos NEWAVE e DECOMP. Isto é, a leitura do manual do DESSEM fica comprometida caso não se conheça a fundo os manuais do NEWAVE e DECOMP.

73. A representação de usinas termelétricas é bastante flexível no DESSEM. Ele admite diferentes arranjos de turbinas a gás e a vapor, que podem ser compostos em ciclos combinados. Cabe observar que a consideração de instalação de maior porte e mais integradas, que teriam custo fixo elevado e custo variável reduzido, é auspiciosa. Ela sinaliza algum afastamento da prática atual de leiloar termelétricas exclusivamente por disponibilidade, prática que tende a privilegiar instalações de custo fixo baixo e custo variável elevado, o que nem sempre corresponde a melhor alternativa.

74. **A seção que trata a geração não despachada centralizadamente é minúscula, sendo dedicado apenas dois parágrafos de quatro linhas às usinas eólicas. Por certo, o fato de a geração eólica ser da ordem de 8% da geração total resultou decisivo para este tratamento superficial. No entanto, uma justificativa desta natureza contempla alguma assimetria. Se a geração eólica tem um impacto reduzido no despacho centralizado e, conseqüentemente, na formação do CMO, o inverso é preocupante: a formação do CMO pode ter um impacto decisivo na rentabilidade das usinas eólicas.**

75. **O manual do DESSEM menciona, *en passant*, a tendência já observada na literatura internacional do uso de modelos de otimização robusta para alocar as fontes renováveis intermitentes. Mas o tema resta apenas mencionado, não sendo objeto de uma reflexão mais abrangente, mesmo que fosse apenas de natureza exploratória.**

76. O problema de otimização tem por objetivo a minimização do custo de operação, formado pelas parcelas de: custo de geração térmica; custo de partidas e paradas de unidades termelétricas; custo de importação e exportação de energia; custo futuro; custo de violação de restrições; custo de penalização de variáveis; custo de déficit. Este último, com o intuito de



mitigar déficits profundos, é conformado em uma função convexa linear por partes com três segmentos.

77. As restrições funcionais do problema abrangem: condicionantes energéticos, tais como atendimento da demanda, alocação de reservas de energia por usina ou área de controle, metas de intercâmbio; e condicionantes elétricos como limite de fluxo de potência por linha, restrições de segurança elétrica, reservas de potência.

78. Também são contempladas restrições de natureza hidráulica: uso da água para outras finalidades, enchimento de volume morto, vazões máximas e mínimas por trecho de rio ou canal.

79. A formulação matemática do DESSEM resulta em um PLIM de grande porte. Ele é resolvido pelo CPLEX, programa que é o estado da arte em *solver* de programação matemática. A existência de *gap* de dualidade, devido às variáveis inteira, impede a extração direta dos custos marginais da solução dual. Assim, os custos marginais são calculados seguindo a prática usual de formular um PL considerando a envoltória convexa da solução ótima do PLIM, sendo os Custos Marginais das Barras (CMB) extraídos das variáveis duais das restrições das barras deste PL. O CMO de cada submercado é então calculado como a média CMBs das barras do submercado, ponderada pelas respectivas cargas.

80. O modelo DESSEM segue a linha de sofisticação dos modelos NEWAVE e DECOMP, cabendo destacar a proeminência que o Brasil desfruta no contexto mundial, junto ao Canadá e à Noruega, no que se refere à operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte. Porém, ao se cotejar os manuais metodológicos dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, é inafastável a sensação que este último tenha sido divulgado de modo um tanto precipitado, sem os detalhes metodológico e didático que permeiam os dois primeiros.

81. Especificamente, na ótica das preocupações das empresas eólicas, resente-se do tratamento superficial usado, tanto ao nível conceitual quanto ao nível de formulação. A contribuição do parque eólico é tratada abatendo-se da carga a geração prevista no horizonte de programação, por submercado. **Feito isto, o parque eólico desaparece do modelo DESSEM, ficando exposto passivamente às flutuações do CMO, que é afetado por vários outros fatores presentes com muita riqueza de detalhes nas restrições e nos dados de entrada do modelo.**



82. Por fim, destaca-se a seguir alguns aprimoramentos apenas quanto à forma do documento.

83. Mesmo que aparentemente ela não comprometa o entendimento do texto, cabe apontar uma frase incompleta no final do primeiro parágrafo, página 32: “O acoplamento do”.

84. O comentário sobre o uso de nós fictícios, página 37, contempla algum equívoco e podia ser melhorado:

“. A existência de nós (bifurcações / ramificações) no sistema de transmissão pode ser feita definindo-se submercados fictício, que não possuem geração nem carga. Podem ser utilizados para modelar a restrição de transporte entre as gerações 50Hz e 60 Hz de Itaipu e os submercados SU/SE (nó de Ivaiporã).”

85. Há também um equívoco no último parágrafo da página 42. Leia-se “É importante ressaltar que o argumento do polinômio é o **volume armazenado** da usina”, onde se lê “É importante ressaltar que o argumento do polinômio é o **volume total** da usina”.

86. A Figura 5.2 denomina **volume máximo**, quando o texto referente denomina **volume total**. Estas nomenclaturas usadas em texto e figura podiam ser unificadas em **volume máximo**, que predomina em todo manual.

Nota Técnica ONS 0064/2018: Alocação das cargas por barras para aplicação no modelo DESSEM

87. A Nota Técnica ONS nº 0064/2018 tem por objetivo determinar a forma de alocação da carga e perdas nas barras do SIN a partir da previsão por agente, estado e/ou área geoeletrica. Assim, apresentam-se os cálculos de ajuste das cargas do caso base de fluxo de potência.

88. Para reduzir o esforço computacional do DESSEM, as perdas elétricas são consideradas como dado de entrada junto com a carga, e não calculadas endogenamente pelo



modelo. Isto é feito ajustando-se as cargas e perdas do caso base através de fatores de ajuste de carga (K_c) e de ajuste de perdas (K_p).

89. No entanto, a Nota Técnica também menciona a possibilidade de ser conveniente considerar algumas cargas fixas (caso base sem ajuste). Mas, não esclarece quais considerações instruiriam a escolha das cargas a serem selecionadas como fixas. Ela apenas exhibe um exemplo onde são escolhidos os consumidores livres. Como os ajustes de carga interferem na formação do CMO, deve-se questionar o protocolo para selecionar as cargas fixas.

90. Finalmente, aponta-se a própria ressalva feita na NT, que também pode ter reflexos no CMO:

“Deve-se ressaltar, contudo, que ao concentrar nas barras do SIN as perdas previstas, em substituição da realização do cálculo das perdas, essa formulação implica em aumento da imprecisão para a previsão de carga global do submercado e pode também resultar em agravamento de eventuais problemas de carregamento de transformadores de fronteira da rede básica.”

Nota Técnica ONS 0097/2018-RV3: Aplicação do modelo SMAP/NOS para previsão de vazões no âmbito do SIN

91. A Nota Técnica ONS nº 0097/2018-RV3 apresenta a metodologia do modelo SMAP/ONS bem como os locais e parâmetros onde o modelo é utilizado no âmbito da previsão de vazões da primeira semana operativa do PMO.

92. O relatório justifica a uniformização e introduz a metodologia de previsão de vazão, em processo de extensão a todas as bacias hidrográficas do SIN. Ele, porém, não apresenta testes de validação cotejando os ganhos de precisão que se almeja nas bacias onde a metodologia será modificada.



Nota Técnica ONS 151/2018: Desenvolvimento metodológico para previsão de geração de fonte eólica

93. A Nota Técnica ONS nº 151/2018 apresenta o desenvolvimento metodológico para previsão de geração de fonte eólica, dividido em três módulos. O Módulo 1 está relacionado aos processos de tratamento e preparação dos dados para a etapa de previsão, dada no Módulo 2, enquanto o Módulo 3 trata dos algoritmos de análises e de impressão de dados para processos internos do ONS. Ao final do processo, tem-se a previsão de geração de fonte eólica para o Nordeste e Sul, para o dia corrente e para n dias à frente.

94. O relatório é bastante detalhado, especialmente no Módulo 1 onde se faz a eliminação de dados espúrios, destacando o desafio que se reveste a previsão de ventos e de geração eólica, em horizonte diário com discretização semi-horária.

95. De fato, os resultados obtidos com o modelo até o momento demonstram acerto na escolha das técnicas utilizadas, sejam elas para o tratamento dos dados, a estimação dinâmica das curvas Vento x Potência e a correção do viés da previsão de vento. Os resultados já alcançados estimulam o prosseguimento do avanço dos estudos visando à melhoria do processo de previsão da geração de fonte eólica, tanto para Programação Diária quanto para a operação em Tempo Real. Ademais, a disseminação da metodologia e a distribuição do programa em código aberto pode incrementar seu aperfeiçoamento.

96. Merece destaque o ponto de que os resultados apontam tacitamente a conveniência, ou até mesmo necessidade, de um modelo robusto de despacho ótimo para acomodar apropriadamente as incertezas inerentes às fontes intermitentes, dentre elas a eólica.

Relatório de validação da versão 1.0.1 do Módulo 2 - FT-EÓLICA

97. O Relatório tem por objetivo apresentar os resultados dos testes realizados no processo de validação da versão 1.0.1 do Módulo 2 do modelo de previsão de geração eólica. Assim, nesse processo de validação foram feitos os testes de validação operacional, não sendo realizada a avaliação qualitativa dos resultados frente aos dados reais.

98. Trata-se de um relatório sucinto, que valida a parte operacional do sistema. De modo geral, não observaram problemas que desaconselhem o uso desta versão 1.0.1 para previsão de



geração de fonte eólica como insumo do modelo DESSEM com vistas a elaborar o despacho hidrotérmico, política de intercâmbio e CMO voltados para a Programação Diária do ONS e cálculo do PLD por submercado.

99. Entretanto, recomenda-se criar indicadores que quantifiquem a incerteza ou variação da previsão de geração eólica e que, os impactos dos desvios observados no modelo de previsão de geração eólica sejam continuamente avaliados no modelo DESSEM.

Nota Técnica ONS DPL 0343/2018: Restrições elétricas para representação no processo de otimização da programação diária da operação - 1º quadrimestre 2019

100. Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os limites elétricos a serem considerados no processo de otimização eletroenergética da programação elétrica com o modelo DESSEM.

101. A Nota Técnica apresenta os limites linearizados para o sistema de transmissão considerado no DESSEM. A única menção explícita ao parque eólico é feita na definição do Recebimento Nordeste (RNE):

“FATORES DE INFLUÊNCIA:

- *Carga da Região Nordeste;*
- *Exportação Norte;*
- *Geração de três grupos de usinas eólicas e solares da Bahia.*

O limite de RNE pode ser determinado pela expressão:

$$RNE = F1(Exp_N) + F2(G1) + F3(G2) + F4(G3)$$

(...)

Devido à grande influência da geração eólica e solar da Bahia nos limites de RNE, foram definidos três grupos contendo conjuntos de eólicas e solares na Bahia. Os grupos definidos são:



- *Grupo 1: Conjuntos conectados nas subestações Bom Jesus da Lapa e Tabocas do Brejo – Valor Referência: 238 MW;*
- *Grupo 2: Conjuntos conectados nas subestações Campo Largo, Umburanas, Campo Formoso, Morro do Chapéu II, Irecê, Gentio do Ouro I, Brotas de Macaúbas e Brumado II – Valor Referência: 984 MW;*
- *Grupo 3: Conjuntos conectados nas subestações Igaporã II, Igaporã III e Pindaí II – Valor Referência: 1088 MW.*

As funções que indicam a sensibilidade da geração dos grupos de eólicas e solares em relação ao limite de RNE são dadas pelas expressões:

$$F2(G1) = (238 - G1) * 1,0$$

$$F3(G2) = (984 - G2) * 0,8$$

$$F4(G3) = (1088 - G3) * 1,0$$

102. Observa-se que a contribuição do Grupo 2 na definição do limite de RNE é atenuado pelo fator 0,8. Nenhum outro limite é definido considerando a participação das fontes intermitentes.

MANUAL DO USUÁRIO DESSEM

103. O Manual do Usuário de DESSEM (Versão 16.7) é bastante detalhado, e tem sido a referência usada pelas entidades envolvidas nos testes de validação do modelo. Sendo assim, queremos crer que se trate de documento coerente e consistente com sua finalidade: instruir a execução do modelo DESSEM, considerando inclusive seu acoplamento do modelo DECOMP.

104. A aplicação do modelo DESSEM contempla diversas funcionalidades, especificamente no diz respeito ao Módulo de Otimização, destaca-se o que segue:

“Acoplamento com o DECOMP: o acoplamento com o modelo de curto prazo (DECOMP) é feito através da conjunção do fornecimento de valores da água para os reservatórios (através de uma Função de Custo Futuro) e do estabelecimento de metas semanais para a operação do sistema.”



105. **Neste ponto, cabe a seguinte explicação: Como a seleção do acoplamento com o DECOMP, se por Função de Custo Futuro, ou se meta semanal de operação, interfere no CMO calculado, qual protocolo será usado para escolher o padrão de acoplamento do DESSEM com o DECOMP?**

106. Além de determinar um despacho hidrotérmico de mínimo custo operativo para o sistema, o modelo DESSEM pode ser utilizado para outras finalidades: Cálculo do despacho ótimo a partir das condições finais dos reservatórios; Simulação do balanço hidráulico no sistema; Simulação do fluxo de potência no sistema; Avaliação dos custos marginais de geração de curtíssimo prazo; Análise de sensibilidade em relação às restrições do sistema; Análise de sensibilidade em relação a fatores externos; e Consideração dos usos múltiplos da água.

107. Dadas as condições de uma determinada semana operativa, algumas destas diferentes finalidades podem resultar em diferentes valores de CMO (e conseqüentemente de PLD). Considerando que isto possa resultar em resultados financeiros bastante dispersos para o parque eólico, aqui também cabe a seguinte explicação: qual protocolo será observado para seleção da finalidade de uso do DESSEM que na definição do CMO semi-horário?

108. **O DESSEM implementa um procedimento de penalização *hard* para suas restrições não atendidas (Manual do Usuário, Fig. 1.2), indicando ao usuário um conjunto restrições que devam ser examinadas, selecionando-se algumas delas para serem relaxadas. Novamente, considerando o impacto de tais relaxações no CMO, qual protocolo será usado para hierarquizar a ordem de relaxação das restrições violadas?**

109. O DESSEM permite uma discretização temporal não uniforme para horizonte alongado – além do horizonte imediato das primeiras 24 horas do período programado –, sendo os intervalos desta discretização definidos pelo usuário:

“1.3.3 MÓDULO III: Obtenção do preço de energia.

Uma vez resolvido o problema no período de programação (módulo II), fixam-se os valores das variáveis binárias associadas ao status das unidades geradoras, e resolve-se um problema de programação linear final para determinação do preço de energia, na discretização desejada pelo usuário.”



110. Diferentes escolhas para estes intervalos resultam em condições diversas de carregamento, mais ou menos severo no horizonte alongado, o que afeta, por conta do acoplamento temporal do despacho dinâmico, o CMO do horizonte imediato. Qual protocolo será usado na definição dos intervalos não uniformes de discretização?

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

111. Como mencionado no Parecer Técnico RegE nº 01/2019 – Análise de Impacto Regulatório, a adoção do PLD horário foi inserida na relação de medidas modernização do setor elétrico brasileiro no conjunto de instrumentos destinados a redução de distorções alocativas e como um elemento de coesão para um mercado mais liberalizado que independa da opção de despacho centralizado.

112. É notório o esforço despendido durante todo o processo de adoção do preço horário. Prova disso são os recorrentes ajustes, aperfeiçoamentos e refinamentos realizados desde a implantação da contabilização sombra, em abril de 2018. Assim, nota-se que o processo atingiu, de fato, um nível de amadurecimento generoso, mais precisamente a partir das contabilizações verificadas a partir de fevereiro de 2019.

113. Os Relatórios Técnicos contemplam, por conseguinte, o rigor técnico e metodológico pertinente para a avaliação do tema. Não obstante, em razão das quebras da série histórica de dados, resultando em um espaço amostral extremamente reduzido (fevereiro de 2019), as avaliações reais de potenciais benefícios e riscos são prejudicadas. Ademais, os axiomas adotados *a priori*, de redução de encargos por exemplo, podem não ser verdadeiros. Como demonstrado, essa suspeição é reforçada quando ampliamos o horizonte de análise e o espaço de busca por outras variáveis explicativas.

114. Além disso, como convenientemente destacado no Relatório Técnico do GT Metodologia CPAMP – nº 03-2019, muitos parâmetros do mercado foram realizados de acordo com o preço em patamar semanal, o que pode provocar algumas diferenças no comportamento após a implementação oficial do preço horário.



115. Assim, propõe-se que haja o reprocessamento da contabilização dos meses anteriores com a incorporação das novas funcionalidades nos *deck* de preços com rede e sem rede utilizadas no período em análise, de *unit commitment* térmico, ciclo combinado, restrições de segurança linear por partes e restrições de segurança por tabelas, bem como com os valores do PLD recalculados com a nova versão do modelo DESSEM, *ceteris paribus*, para ampliar o horizonte de análise.

116. Sendo impraticável tal medida, propõe-se que os estudos sejam revisitados quando houver a disponibilidade de um horizonte amostral de, pelo menos, um ano contemplando as novas funcionalidades a ajustes até então aprovamos pelo CPAMP. De modo subsequente, propõe-se ainda que haja uma investigação mais detalhada e criteriosa quanto aos reais benefícios e riscos da aplicação do preço horário para cada uma das rubricas dos ESS e EER, conforme apontamentos deste Parecer.

117. No que se refere à consistência e coerência metodológica dos documentos disponibilizados pela Consulta Pública nº 71, nota-se que, sem sombra de dúvida, grandes avanços já foram alcançados de modo a atender a iminente aplicação de preço horário.

118. A inclusão do DESSEM na cadeia de modelos de operação energética do SIN é um desafio enorme. O despacho individualizado de usinas, o tratamento de *unit commitment* térmico com restrições de rampa, a inclusão explícita de restrições elétricas, o porte do modelo de Programação Linear Inteira Mista, a abordagem refinada usada na sua resolução, tudo isto é fruto de trabalho árduo e persistente, envolvendo equipes grandes, de competência sólida e natureza multidisciplinar.

119. Entretanto, como é usual nos modelos atuais de despacho ótimo, o DESSEM não otimiza endogenamente o despacho das fontes intermitentes, como a eólica. Ele apenas abate da carga a geração prevista para estas fontes, em base semi-horária para o primeiro dia do horizonte de estudo, e para os intervalos temporais selecionados no restante do horizonte. Isto é, informa-se ao DESSEM tanto a carga por barra quanto a geração das fontes intermitentes. O modelo então procede os abatimentos pertinentes, otimizando o despacho para a carga líquida resultante. Porém, talvez não seja esta a melhor alternativa por várias razões. Inclusive, a documentação apensada faz referências apropriadas ao exame de formulações robustas de otimização para a inclusão de fontes intermitentes. Aqui, o conceito de robustez diz respeito à



busca de ótimos (ou sub-ótimos) que se mantenham bons numa gama variada de cenários prováveis. Isto é crucial no caso das usinas eólicas, que padecem de dificuldades ainda não removíveis na previsão da sua geração.

120. Por sua contribuição ainda reduzida, o erro na previsão da geração de um parque eólico pode vir a ser desprezível em relação à carga líquida do sistema. Porém, o mesmo não se aplica ao seu risco de exposição. Atente-se que este risco pode ser involuntário. Por exemplo, a certeza na geração eólica prevista pode resultar no descomissionamento de uma termelétrica de CVU baixo, que não admita ser despachada emergencialmente devido a restrições de rampa. Nesta circunstância a saída forçada do parque eólico resultaria possivelmente na exposição a um PLD mais elevado, consequência do despacho emergencial de outra termelétrica mais flexível de CVU elevado.

121. Outro aspecto, que ainda não está completamente maduro, refere-se aos serviços ancilares. Considere duas barras com a mesma carga líquida, uma contemplando apenas carga e a outra incluindo carga e geração intermitente. Talvez elas não exijam os mesmos requisitos de reservas, nas suas mais diversas modalidades. Isto exige um tratamento mais explícito e detalhado para a geração intermitente.

122. Finalmente, considerando a riqueza de detalhes metodológicos do modelo DESSEM, recomenda-se uma revisão e ampliação do seu Manual de Metodologia, para trazê-lo, ao menos, ao patamar de completude e clareza dos manuais do NEWAVE e DECOMP.

Brasília, 7 de junho de 2019.

Natália Addas Porto
Sócia

Paulo de Barros Correia
Sócio-diretor

Tiago de Barros Correia
Sócio-diretor