



Contribuições da Neoenergia para a Consulta Pública MME nº 71

PLD horário

Sumário

| | |
|--|----|
| Introdução..... | 3 |
| Modelo DESSEM..... | 3 |
| Estabilidade do modelo..... | 3 |
| Resultados..... | 6 |
| Cálculo do CMO na programação inteira..... | 9 |
| Processo sombra..... | 9 |
| Procedimentos de rede..... | 11 |
| Regulação..... | 13 |
| Térmicas..... | 13 |
| TEO Itaipu..... | 14 |
| Limites do PLD..... | 14 |
| Questões adicionais..... | 15 |
| Erro da previsão de geração eólica..... | 15 |
| Encargos..... | 18 |
| PLD com rede versus sem rede..... | 18 |
| Resumo e considerações finais..... | 18 |

Introdução

O preço de liquidação de diferenças é importante para o setor elétrico não apenas por valorar as diferenças entre recursos e requisitos nas liquidações mensais. Ele também influencia os preços da energia vendida em contratos, bem como na análise econômica dos novos projetos de geração, que garantem a expansão do sistema, e conseqüentemente, a segurança de suprimento. Adicionalmente, o processo de formação de preços orienta o planejamento da operação e, portanto, orienta a priori o despacho dos geradores buscando a minimização dos custos no longo prazo.

Dessa forma, o processo de formação do preço de liquidação de diferenças e despacho dos geradores deve (i) ser capaz de indicar momentos de escassez e de abundância de recursos, (ii) orientar a operação do sistema através da correta utilização dos recursos, (iii) ser reprodutível e possível de ser previsto. O preço deve ser crível por ser a base do bom funcionamento de mercado ao sinalizar a tomada de decisão eficiente para os agentes individuais, alinhando suas operações de compra e venda e a valorização dos serviços prestados aos interesses sistêmicos.

Há vários anos o processo de formação de preços via modelos computacionais tem sofrido críticas. Alguns alegam que os preços calculados dessa forma não são críveis e que isso prejudica a liquidez do mercado, impedindo diversos avanços.

Porém, o setor elétrico brasileiro atualmente enfrenta vários problemas, alguns mais graves e mais urgentes e que influenciam a formação de preços. Assim, qualquer mudança na metodologia de cálculo dos preços deve ser feita com cautela, de forma a assegurar que haverá melhorias ao invés do agravamento de problemas já existentes.

Modelo DESSEM

Estabilidade do modelo

Uma das propostas da Consulta Pública n° 33 foi a implantação dos preços horários em 2020. Em 2017 se iniciaram os esforços para que isso ocorresse já em 2019. Foi, então, aberta a Consulta Pública n° 42, ainda em 2017. O tema foi bastante debatido ao longo do primeiro semestre de 2018, até que em 6 de junho daquele ano a CPAMP divulgou um comunicado, cujas partes principais estão reproduzidas a seguir:

“A EPE, coordenadora do GT Metodologia, apresentou o andamento das atividades do Grupo de Trabalho, mostrando os avanços e desafios de cada tema. Destacou que a implantação do Preço Horário está na competência do subgrupo Operação e Preço, sob coordenação do ONS e da CCEE. Esse subgrupo demonstrou a complexidade desse tema, em relação aos aspectos técnicos, operacionais, processuais e regulatórios.”

*Dessa forma, foi apresentada à plenária a proposição do subgrupo Operação e Preço pela postergação da implantação do Preço Horário considerando a análise dos trabalhos, que apontaram a **necessidade de aprimoramentos no modelo, de forma a melhor representar alguns aspectos da realidade operativa, e nos demais aspectos relativos à sua implantação.***

Como os prazos previstos para esses aperfeiçoamentos superaram a data limite estabelecida pela Resolução CNPE 07/2016, a qual tem por objetivo conferir maior previsibilidade na implantação dos aprimoramentos metodológicos na cadeia de modelos computacionais utilizados pelo Setor Elétrico, a CPAMP deliberou pela postergação da implantação do Preço Horário, que estava inicialmente prevista para janeiro de 2019, mantendo as equipes mobilizadas para a continuidade dos trabalhos, inclusive com a manutenção da divulgação da operação sombra, com o objetivo de implantá-lo em janeiro de 2020.”

O processo de validação do modelo DESSEM teve continuidade, tendo sido definido que todas as novas implementações seriam feitas em 2018, de forma que em 2019 tivesse início uma nova fase da operação sombra, com o modelo estabilizado.

Porém, parece que essa meta não foi alcançada. No “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019”, disponibilizado no âmbito da presente Consulta Pública, consta que:

“Para o mês de janeiro/2019 será realizada um reprocessamento da contabilização, em que constarão os valores do PLD recalculados com a nova versão do modelo DESSEM, em que foram incorporados os aprimoramentos das restrições elétricas de segurança nos intercâmbios para o caso sem rede.”

O Comunicado 258/19, divulgado no site da CCEE em 22 de abril de 2019, confirma essas implementações:

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE atualizou os resultados do reprocessamento da contabilização sombra do PLD horário referente a janeiro de 2019.

(...)

Esse reprocessamento decorreu da necessidade de atualizar os preços horários com e sem rede, em função dos aprimoramentos implementados na versão 16.1 do modelo DESSEM disponibilizada no início de março de 2019, principalmente a funcionalidade para a representação das restrições elétricas de segurança (inclusive as restrições associadas aos limites de interligações entre submercados).

Adicionalmente, na reunião aberta do GT Metodologia da CPAMP, realizada em 09 de maio de 2019, foi informado que até então a CCEE não havia disponibilizado os resultados do PLD horário sombra de abril porque eram necessários aprimoramentos na representação da região Norte.

Finalmente, em 17 de maio de 2019, a coordenação da FT-DESSEM, composta por membros do ONS, CCEE e EPE, enviou o seguinte comunicado aos agentes:

*“Em recentes estudos da operação sombra, **algumas inconformidades foram detectadas com o uso das restrições elétricas de segurança. O ONS e CEPEL estão estudando as restrições inseridas e as implementações para tentar entender o comportamento.** Isso inviabilizará o agendamento da 17ª reunião para data próxima ao PMO. Portanto, a Coordenação sugere o adiamento por uma semana, com data prevista para dia 06 de junho de 2019, período da tarde.”*

Desta forma, fica claro que o modelo ainda não está estabilizado, ou no mínimo que não se tem certeza disso, em função das recentes mudanças. Tal constatação não tem como objetivo desmerecer os trabalhos que foram desenvolvidos no âmbito da FT-DESSEM, da qual inclusive a Neoenergia participa e contribui. Diversos aprimoramentos foram realizados ao longo dos últimos meses e também muitos erros foram corrigidos. Entretanto, dada a complexidade do modelo, é normal levar tempo até que se alcance uma versão estabilizada. A elaboração da Programação Diária sombra certamente poderá contribuir para a finalização dessa primeira versão oficial do modelo. Essa operação sombra, se realizada durante vários meses, possibilitará a avaliação dos resultados do modelo, tanto do ponto de vista sistêmico como dos agentes de geração individualmente, em diferentes condições operativas.

Cabe ressaltar também que a constatação de que o modelo ainda não se encontra estabilizado compromete os resultados da contabilização sombra, que também deverão ser revisados após a correção de todas as inconformidades e implementação das citadas melhorias.

A falta de um período razoável testes da Programação Diária é uma lacuna que impede que realmente se possa concluir pela validação do modelo. Será através destes testes que será verificada a viabilidade da operação indicada pelo modelo e identificar o que ainda precisa ser ajustado/corrigido no modelo. Só após estes testes completos é que se poderá dizer que o modelo apresenta estabilização dos resultados, pois estará indicando preços que estarão mais aderentes à operação. Não se pretende aqui sugerir que não mais sejam feitos ajustes pontuais pelo Operador na operação resultante do modelo, o que se quer é que estes sejam mínimos e que se comprove a necessidade dos mesmos. Há particularidades que não são possíveis de serem perfeitamente representados, por exemplo, a R11 de Itaipu.

A questão que se coloca após as constatações anteriores é que hoje não se tem um histórico de resultados que possa embasar a validação do modelo. O que se tem é uma série de testes,

que foram muito relevantes, através dos quais se identificou que havia problemas e erros que comprometiam a qualidade dos resultados obtidos.

Finalmente, ainda não há resultados suficientes para a deliberação a respeito da utilização do modelo DESSEM para formação de preço horário a partir de janeiro de 2020.

Resultados

A título ilustrativo, as figuras mostradas na sequência apresentam graficamente alguns resultados do PLD horário em 2019 que demonstram a complexidade de se realizar análises de impactos associadas ao processo sombra.

Inicialmente, a Figura 1 mostra a variação horária do PLD no submercado Sudeste nos dias 9 e 10 de março de 2019. Observa-se que entre as 23 horas do dia 9 e 0 hora do dia 10 ocorre uma variação positiva igual a 287 R\$/MWh para o caso com rede e 48 R\$/MWh para o caso sem rede.

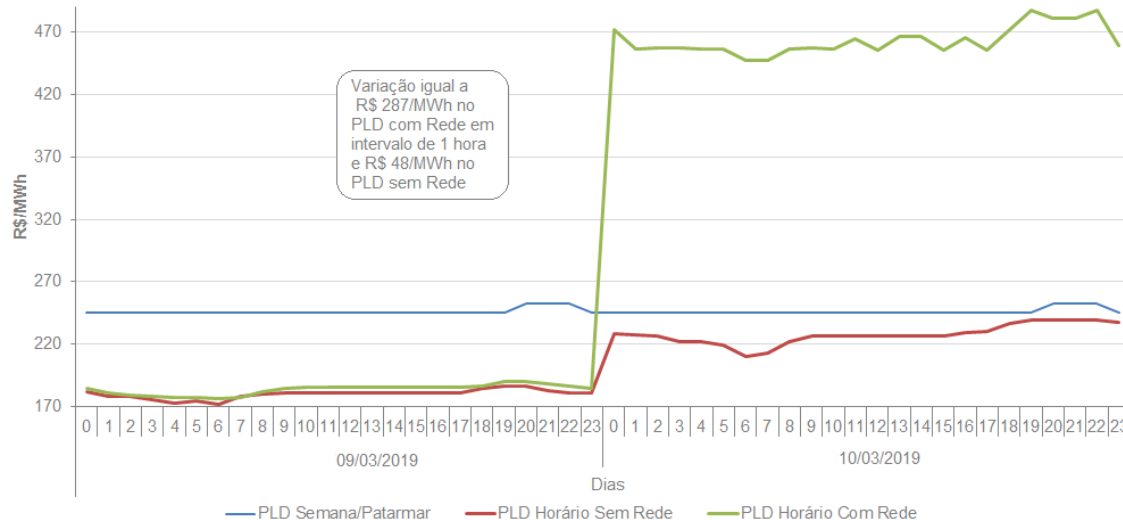


Figura 1: Variação do PLD Sudeste em dois dias de março de 2019.

De forma similar, a Figura 2 apresenta a variação do PLD com rede no submercado Sudeste durante o período que vai da 0 hora até às 3 horas do dia 14 de abril de 2019, apresentando uma variação igual a 138 R\$/MWh em curto período de tempo.

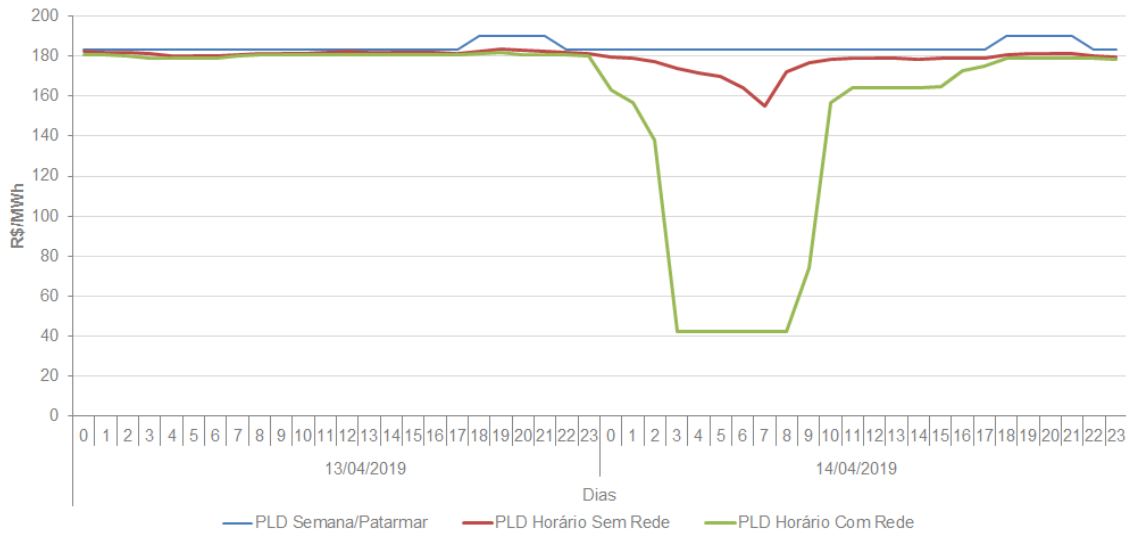


Figura 2: Variação do PLD Sudeste em dois dias de abril de 2019.

O mesmo comportamento pode ser observado na Figura 3, correspondente aos dias 18 e 19 de abril de 2019 no submercado Sudeste. Observa-se que durante as horas 5 e 7 o PLD com rede apresenta variação igual a 128 R\$/MWh.

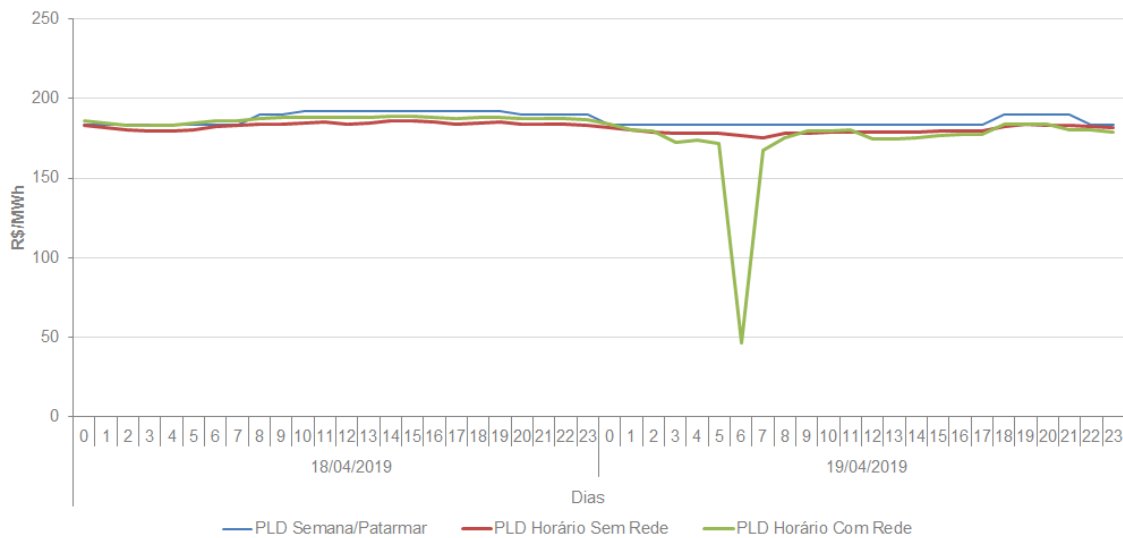


Figura 3: Variação do PLD Sudeste em dois dias de abril de 2019

A Figura 4 apresenta os resultados do PLD no submercado Nordeste durante os dias 24 a 29 de março. É possível observar maior volatilidade horária se comparado com o submercado Sudeste, que pode ser explicada em grande parte devido ao nível de geração variável da fonte eólica. Contudo, os resultados para os casos com ou sem rede parecem não guardar relação entre si.

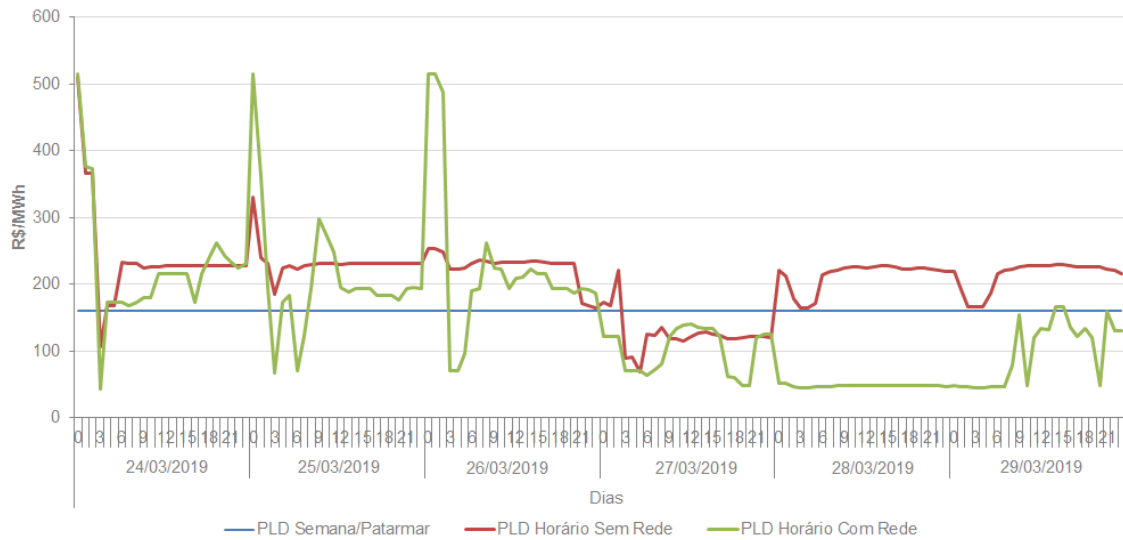


Figura 4: Variação do PLD Nordeste em seis dias de março de 2019

A Figura 5 também apresenta os resultados do PLD do submercado Nordeste, para o período entre os dias 7 e 10 de abril. Neste exemplo, o fato mais curioso que pode ser observado se refere à volatilidade do PLD no caso sem rede ser maior que o caso com rede, o que é contra intuitivo.

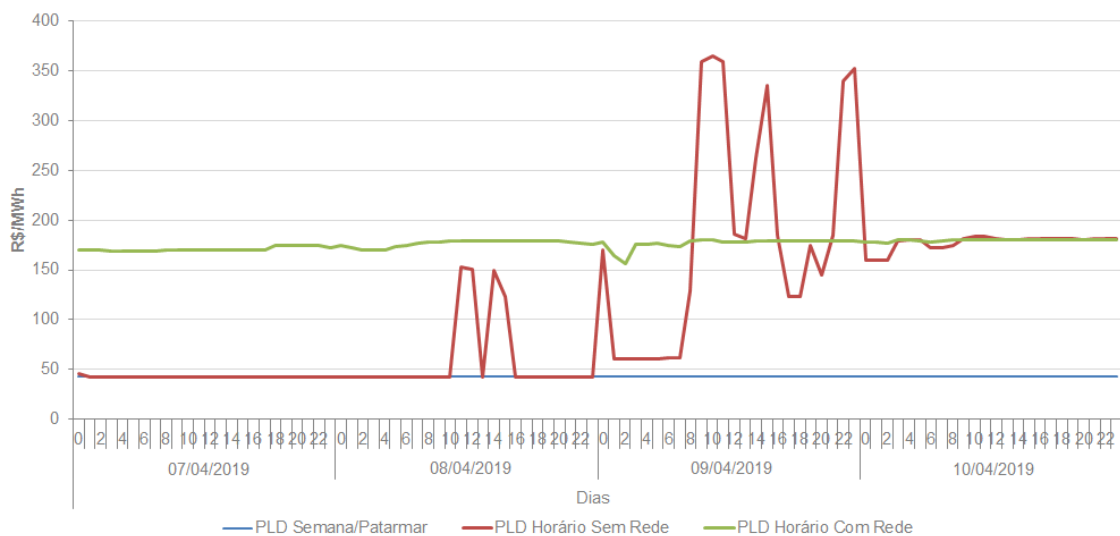


Figura 5: Variação do PLD Nordeste em quatro dias de abril de 2019

Embora possam existir explicações técnicas para a solução encontrada pelo modelo para o problema de otimização (uma possível solução dentre outras tantas), esse conhecimento precisa ser disseminado entre os agentes e tal solução validada. Caso isso não ocorra, poderão ser observadas as seguintes consequências:

- A credibilidade do processo de formação de preços pode ficar ainda mais prejudicada.
- O esperado desenvolvimento de novas tecnologias e produtos pode não se verificar.

- O gerenciamento de risco por parte dos agentes se tornará ainda mais difícil, uma vez que as empresas terão que se proteger de resultados imprevisíveis. Em outras palavras, mais risco no mercado...

Cálculo do CMO na programação inteira

O capítulo 4 do “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019” indica a existência de duas opções de modelagem associadas às decisões inteiras no cálculo do CMO quando se considera o *unit commitment*. A conclusão é que a melhor opção seria a de número 1, conforme os trechos destacados abaixo:

“(…)

Em particular, a modelagem explícita de tais custos na função objetivo tende a majorar o PLD sob a opção atualmente identificada como 2 (onde se fixam apenas as variáveis inteiras das unidades desligadas, enquanto as unidades previamente acionadas podem excursionar no intervalo entre 0 e 1). (...)

Considerando isso e observando a impossibilidade de analisar conjuntamente todos os fatores relevantes em análises realizadas sem a modelagem dos custos de decisões inteiras, opta-se neste momento por recomendar a opção 1 para a formação de preço, por entender-se que sua maior simplicidade facilitará a compreensão do mercado sobre a precificação.”

Além disso, o capítulo 5 do Relatório contém a seguinte afirmação a respeito desse tema:

“(…)

(iii) Tratamento das decisões binárias para determinação do CMO/PLD, foram apresentadas neste relatório diferentes alternativas de implantação e foram avaliados o desempenho de cada uma destas alternativas em relação a diversos critérios, que vão desde qualidade do sinal econômico embutido nos preços até tempo de processamento dos modelos computacionais oficiais utilizados na formação de preços.”

Contudo, não consta no Relatório nenhum resultado relacionado ao desempenho destas alternativas. Neste sentido, recomendamos que a CPAMP avance com os estudos deste tema e apresente os resultados previamente à deliberação pelo PLD horário.

Processo sombra

Desde abril de 2018 o ONS e a CCEE têm divulgado o CMO e o PLD horário, em um processo denominado operação sombra. Embora o processo tenha sido útil para que o ONS e a CCEE

adequassem seus procedimentos e também para que os agentes pudessem ter acesso aos dados e resultados, até o momento não teve início, de fato, uma operação sombra.

Uma vez que o modelo DESSEM também será utilizado para a elaboração da Programação Diária, a operação sombra também deveria englobar essas atividades. A rotina de elaboração da Programação Diária com o modelo DESSEM muda substancialmente, tanto em relação a processos como em relação a prazos. Dessa forma, é essencial que a operação sombra envolva as equipes dos agentes responsáveis por essa atividade, não só para efeito de treinamento, mas também para assegurar a viabilidade do processo e garantir que os prazos nessa nova dinâmica possam ser atendidos.

Mesmo em se tratando apenas da divulgação do CMO e PLD por parte do ONS e CCEE, o processo não tem funcionado adequadamente. Os resultados não têm sido divulgados no dia anterior ao de referência, o que demonstra que os processos ainda não estão funcionando adequadamente. Apenas a título de ilustração, segue a situação de divulgação do CMO e PLD em diferentes dias:

- Em 8 de maio de 2019 o último CMO publicado era de 3 de maio e ainda não havia sido divulgado nenhum PLD para o mês de abril.
- Em 27 de maio ainda faltava a divulgação de 5 dias de PLD do mês de abril, bem como de todos os dias do mês de maio, exceto os dias 2 e 4.
- Em 8 de junho o último CMO publicado era de 4 de junho e último PLD era de 2 de junho.

Outro ponto que prejudicou a análise da operação sombra por parte dos agentes foi a demora na disponibilização dos decks. Seguem dois exemplos:

- Em 05 de abril de 2019 a Neoenergia registrou chamado na Central de Atendimento da CCEE (353363) relatando a não disponibilização de diversos decks dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2019. A CCEE enviou a seguinte resposta:

"Devido à complexidade da elaboração do Deck de Entrada do DESSEM, em alguns dias (finais de semana ou feriados) não foi possível a finalização dos mesmos pelo ONS.

Em consequência da impossibilidade de finalização dos Decks pelo ONS, a CCEE não recebeu os mesmos para processamento do PLD.

Informamos que o objetivo é que mesmo durante a Operação Sombra, todos os dias tenham seus preços horários calculados, assim, os dias cujos preços ainda não foram calculados serão calculados e divulgados assim que possível.

Para o mês de janeiro e fevereiro, informamos que estaremos ajustando os Decks, pois obtivemos um problema na automatização da publicação e para alguns dias não foram disponibilizados corretamente. Agradecemos o aviso e informamos que já estávamos

analisando esse problema que deverá ser corrigido até o final da semana.

Já para o mês de março, esclarecemos que os dias mencionados não tiveram o Deck encaminhando pelo ONS, assim estamos no aguardo para que possamos publicar."

- Em 20 de maio de 2019 a Neoenergia solicitou à CCEE a disponibilização dos decks do mês de abril, que não estavam disponíveis mesmo após a divulgação do PLD sombra. **Tal fato prejudicou as análises da empresa, que ficou impedida de executar o modelo DESSEM nesse período, uma vez que os decks mais antigos não funcionavam na versão mais recente do modelo.**

A Neoenergia também enfrentou dificuldades na resposta a um chamado referente à contabilização sombra. Esse chamado foi aberto em 26 de abril de 2019 na Central de Atendimento da CCEE (356888), relatando diferenças entre os resultados apresentados nos relatórios da contabilização sombra horária obtidos na ferramenta *DRI Sombra* (relatórios padrão com dados agregados por semana) e os resultados nos relatórios divulgados na ferramenta de *Download de Dados* (relatórios com os dados horários) no mês de fevereiro. Conforme resposta reproduzida a seguir, a CCEE **informou que o prazo de resposta era 10 de junho de 2019 (45 dias). O chamado não foi respondido até o momento da elaboração dessa contribuição.**

“O prazo previsto para resposta a este chamado é até 10/06/2019 11:56:07.”

Dessa forma, podemos afirmar que a operação sombra ainda necessita de diversos aprimoramentos importantes para que o processo de cálculo PLD horário se inicie em janeiro de 2020, pois conforme relatado, a capacidade de os agentes realizarem suas análises segue comprometida.

Além disso, para que o preço horário seja implantado de forma segura, é essencial a realização de uma operação sombra por um período de ao menos 12 meses, de forma a considerar diferentes condições operativas, considerando tanto a sazonalidade da carga quanto das diferentes fontes de geração.

Procedimentos de rede

Em 10 de abril de 2019 o ONS promoveu uma reunião para apresentação da proposta de alterações nos Procedimentos de Rede para implantação do modelo DESSEM.

Os prazos propostos sofrem relevantes alterações em relação ao que é praticado atualmente. Além da finalização do processo estar prevista para até 19h, a atividade também passaria a ser realizada nos finais de semana. Isso poderá ensejar mudança na jornada de trabalho das

empresas, aumentando os custos. Dessa forma, os agentes precisam se preparar com antecedência para essa mudança.

Outro ponto que deve ser avaliado é a compatibilidade entre esses prazos e a logística de fornecimento de combustível para as térmicas. O horário previsto para divulgação da programação para o dia seguinte é posterior ao prazo estipulado em contrato para programação de fornecimento de gás. Caso seja um problema meramente contratual, embora pudesse levar tempo, poderia ser resolvido. Entretanto, esse horário pode ser incompatível com a logística de entrega do combustível aos clientes por parte dos fornecedores desse insumo, que também têm procedimentos internos próprios, premissas e modelos para validar a viabilidade do fornecimento através dos gasodutos da quantidade de combustível requerida, o que seria mais difícil de ser contornado.

Outra questão que gera preocupação é o fato de o ONS ter informado, nesta mesma reunião, que atualmente seria inviável cumprir os prazos propostos nos Procedimentos de Rede, e que sequer há previsão de quando os mesmos passarão a ser cumpridos. Isso torna evidente que a operação sombra não está ocorrendo. Neste contexto, considera-se condição essencial prévia para o envio da proposta para a ANEEL que os procedimentos sejam testados e comprovadamente viáveis. Finalmente, outro ponto de preocupação é a ausência de um plano de contingência. Na proposta de Procedimentos de Rede está previsto um tempo total de 4h para execução do modelo DESSEM. Durante a 16ª reunião da força tarefa de validação do modelo, realizada em 11 de abril de 2019, o CEPEL apresentou os tempos de execução do modelo para os meses de janeiro e fevereiro de 2019, com duas diferentes estratégias para redução do tempo de processamento. Com a nova estratégia, o tempo médio caiu de 2h09min para 1h39min, o que ainda pode ser crítico considerando-se que nesse período de 4h pode ser necessária mais de uma execução do modelo. Mas ainda há um caso que, mesmo após a implementação da estratégia para redução do tempo, ainda levou mais de 9h para ser executado.

A Neoenergia não fez o levantamento dos tempos de execução para os meses de março, abril e maio. Entretanto, ao analisar os relatórios no processo sombra, foram identificados mais alguns dias com tempo de processamento elevado (casos de CMO, do ONS):

- 27 de março de 2019: 20h 53min
- 7 de abril de 2019: 11h 59min

Na reunião da FT-DESEM realizada no último dia 6 de junho, foi informado que, embora tenham sido feitas implementações no modelo para redução do tempo computacional, isso ainda é um problema.

Considerando que atualmente a elaboração da Programação Diária tem início na parte da manhã, seria inviável aplicar o processo atual no caso do modelo DESSEM ultrapassar 4h de processamento. **Dessa forma, é fundamental o estabelecimento de um plano de contingência.**

Regulação

Térmicas

Embora hoje o despacho das térmicas não siga exatamente o despacho determinado pelo DECOMP, em função de diversos fatores, com a implantação do modelo DESSEM o despacho tende a ser ainda mais variável ao longo da semana.

A manutenção das usinas térmicas é função não apenas das horas de geração, mas também do número de partidas. Essa mudança da dinâmica de despacho altera a expectativa de manutenção e, conseqüentemente, custos, o que poderia ensejar revisão dos CVUs.

Outro ponto importante se refere à eficiência das térmicas, que é diferente nas rampas de acionamento/desligamento. Logo, o custo adicional de mais partidas não está contemplado nos custos variáveis atuais.

Embora exista a possibilidade da consideração de um custo de partida e parada na otimização feita pelo DESSEM, essa funcionalidade não está sendo utilizada e nem há previsão para que seja. A não consideração desses custos desotimiza os resultados do modelo.

Em 7 de janeiro de 2019, o ONS e a CCEE enviaram uma Carta conjunta à ANEEL (Carta ONS 0003/DGL/2019 e CT CCEE – 0001/2019) questionando o posicionamento da Agência acerca de alguns temas que estas entidades julgavam como pré-requisitos para a entrada do preço horário em janeiro de 2020. Dentre os temas elencados, destaca-se a questão da remuneração dos custos de partida e parada de usinas termelétricas.

Com base na resposta da ANEEL à referida Carta (Ofício nº 016/2019-SRG/ANEEL), o capítulo 4 do “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019” conclui que:

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

No entanto, concordamos com o posicionamento inicial do ONS e CCEE, exposto no item 4 da referida carta conjunta, de que o ressarcimento dos custos de partida e parada das térmicas deve ser regulamentado previamente à entrada do preço horário.

Finalmente, é necessário definir critérios e prazos para declaração, redeclaração e fiscalização dos dados informados pelos agentes. Essa medida teria a finalidade tanto de equalizar os critérios para definição dos parâmetros por parte dos agentes, e também conferir mais previsibilidade e transparência para os demais agentes, que serão impactados por tais informações.

TEO Itaipu

A TEO diferenciada para a energia cedida por Itaipu ao MRE é tema polêmico, que foge ao objeto da presente Consulta Pública. Contudo, caso seja implementada a contabilização horária, esse tema precisa ser revisitado. Essa contribuição já foi enviada pela Neoenergia no âmbito da Audiência Pública ANEEL nº 20/2018, cujo objeto foi a definição das Regras de Comercialização para implantação do preço horário.

Com a contabilização horária, deixa de ser feita a compensação entre a energia recebida e cedida dentro das várias horas que compõem o patamar de determinada semana. Consequentemente, aumentam as trocas no MRE. Se a TEO fosse igual para recebimento e cessão de energia ao MRE, não haveria impacto algum com a contabilização horária.

Porém, como a energia recebida pelas usinas do MRE, exceto Itaipu, é valorada por uma proporção em função da origem da geração entre a TEO e a TEO Itaipu, mas a energia cedida ao MRE pelas usinas, exceto Itaipu, é sempre valorada à TEO, o efeito da contabilização horária ocasiona uma transferência de renda adicional de todas as usinas pertencentes ao MRE para Itaipu. E esse efeito decorre simplesmente da contabilização em base horária. Nada tem a ver com o PLD horário, tampouco com as motivações para a criação de uma TEO diferenciada para Itaipu.

Limites do PLD

A reavaliação dos atuais limites do PLD para a implantação do PLD horário, tal como a ANEEL pretende fazer, é necessária, já que os critérios para definição dos limites atuais nada têm a ver com o PLD horário.

Além de todas as questões teóricas envolvidas, a definição dos limites deveria levar em conta também os resultados do modelo. Para isso, deveriam ser considerados os resultados de vários meses com a versão estável do modelo.

Como os resultados, especialmente das regiões Norte e Nordeste, estão bastante voláteis, o primeiro passo é estabilizar o modelo, pois pode ser que essa variação seja reduzida com os ajustes que têm sido feitos na modelagem. Em uma segunda etapa, o modelo poderia ser processado para meses passados, de forma a aumentar a amostra de dados disponíveis para a análise.

Assim, de posse dos estudos dos casos internacionais e dos aspectos teóricos relacionados ao tema, que já estão em estudo pela ANEEL, e também dessa ampla amostra de resultados, poderão ser definidos novos limites que efetivamente cumprirão seu papel, limitando o risco do mercado, mas sem reduzir demasiadamente o sinal econômico do preço horário.

Questões adicionais

Erro da previsão de geração eólica

O desempenho do modelo de previsão da geração eólica pode ser avaliado com base em diversas métricas, dentre elas o erro percentual absoluto médio (MAPE), cuja fórmula é a seguinte:

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \left(\frac{P_{verif}^i - P_{prev}^i}{P_{verif}^i} \right) \right| \cdot 100$$

Onde:

N – número de períodos.

P_{verif}^i – potência eólica verificada a cada hora.

P_{prev}^i – potência eólica prevista pelo modelo.

A Figura 6 apresenta os valores diários do erro percentual absoluto médio para o ano de 2019 no submercado Nordeste. Observa-se que dos 147 dias observados, 29 observações apresentam valores de erro entre geração prevista e verificada igual ou superior a 30%.

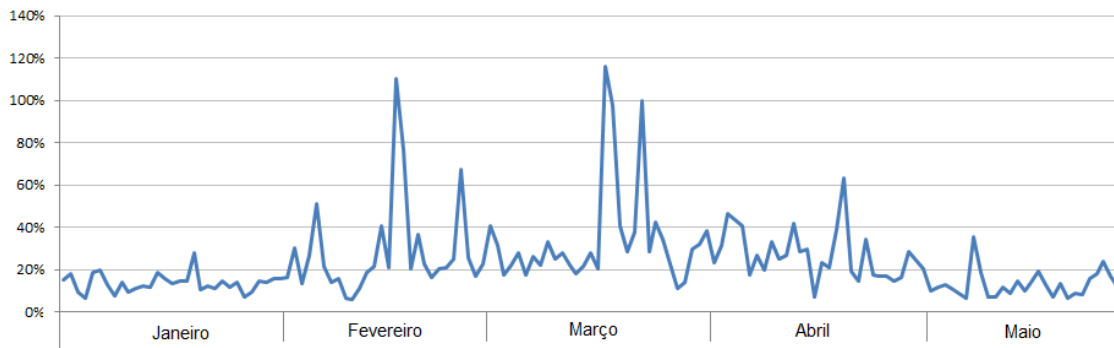


Figura 6: Erro percentual absoluto médio diário no submercado Nordeste

As Figuras 7 e 8 mostram os valores horários previstos e verificados de geração eólica no submercado Nordeste nos dias 17 e 23 de março, cujos valores de MAPE correspondem à 116% e 100%, respectivamente.

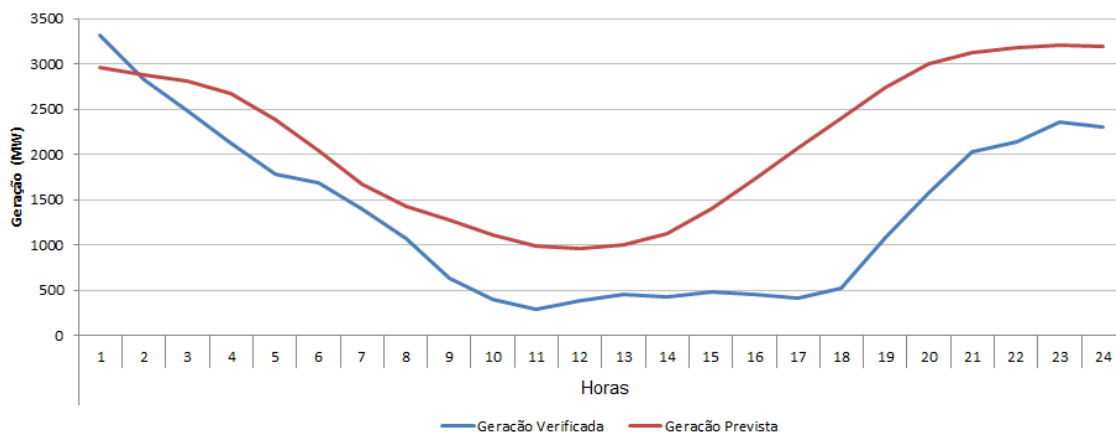


Figura 7: Geração eólica prevista e verificada no Nordeste no dia 17/03/2019

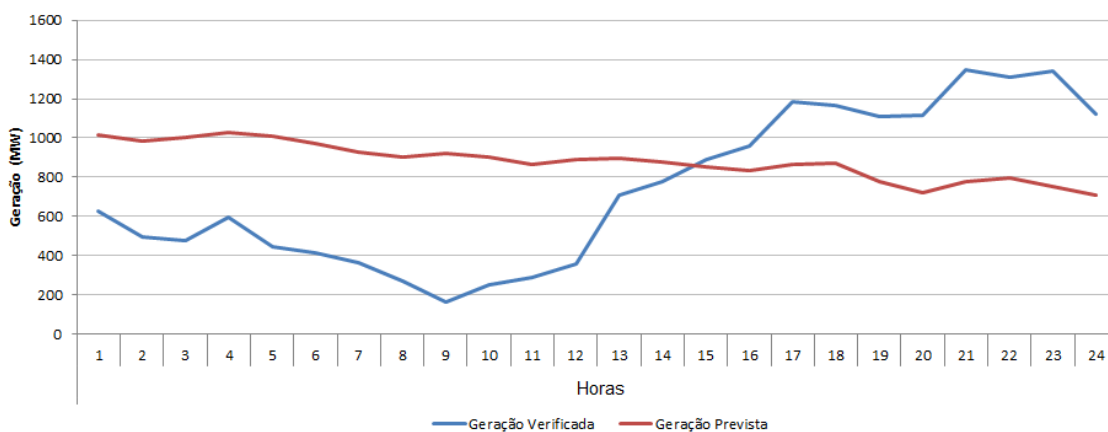


Figura 8: Geração eólica prevista e verificada no Nordeste no dia 22/03/2019

Buscando avaliar o impacto nos resultados do modelo, decorrente de um eventual aprimoramento no modelo de previsão de geração eólica, realizaram-se simulações no deck de dados do DESSEM sem rede do dia 12 de abril de 2019. A escolha deste dia para a realização deste exercício foi devido aos poucos decks publicados que são possíveis de serem executados na versão atual do DESSEM.

Neste exercício, foram realizadas duas simulações, sendo uma delas utilizando os valores de geração eólica previstos pelo modelo de previsão para o dia 17 de março e outra simulação utilizando os valores verificados para o mesmo dia. Todos os demais parâmetros e variáveis do deck do DESSEM foram mantidos iguais em ambas simulações. A Figura 9 apresenta os valores de PLD obtidos neste exercício, no qual o Caso 1 se refere aos valores de PLD obtidos com a geração eólica prevista e o Caso 2 corresponde aos valores de PLD obtidos com a geração eólica verificada.

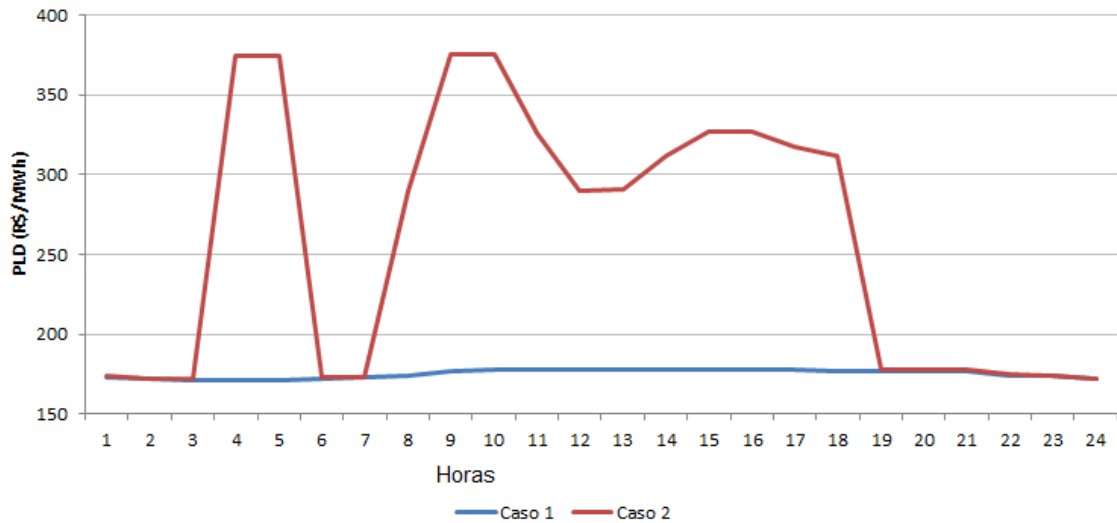


Figura 9: Valores de PLD no Nordeste utilizando a geração eólica prevista (Caso 1) e verificada (Caso 2) no dia 17 de março

Este exercício permite concluir que o impacto do erro da previsão de geração eólica pode ser significativo. Caso o modelo de previsão de geração tivesse apresentado um resultado mais próximo da realidade no dia 17 de março, o PLD médio neste dia poderia sofrer um aumento de até 47%.

Além do impacto no PLD, recomenda-se que seja avaliado um possível impacto nos encargos. Para esse exercício, seria interessante o ONS avaliar quais seriam as possíveis diferenças entre a programação do DESSEM e a operação real, para que a CCEE pudesse avaliar os prováveis impactos nos encargos devido a restrições de *constrained-on*, *constrained-off* e em função do deslocamento hidrelétrico quando houvesse geração térmica fora da ordem de mérito.

Dados obtidos no site do Operador Nacional do Sistema mostram que a capacidade instalada total do SIN no mês de março de 2019 equivalia a 162.629 MW, enquanto que a parcela correspondente à fonte eólica era igual a 14.813 MW, o que equivale a 9,1%. Por outro lado, dados do Plano Decenal de Expansão de Energia, elaborado pela EPE, projetam que no ano de 2027 a capacidade instalada do SIN corresponderá a 216.294 MW, enquanto a fonte eólica equivalerá a 26.672 MW, ou seja, a participação aumentará para 12,3%.

Neste cenário, tornam-se ainda mais importante aprimoramentos no modelo de previsão de geração eólica com o objetivo de aumentar a sua precisão e, conseqüentemente, melhor representar a operação do sistema.

É verdade que esse tipo de distorção já ocorre com o PLD na metodologia atual, se substituíssemos a vazão prevista pela verificada. Entretanto, uma vez que a principal motivação do PLD horário é justamente representar melhor o comportamento da geração eólica, dado o aumento expressivo da participação dessas usinas no sistema, tal justificativa não pode ser utilizada. Não faz sentido todo esse movimento para se calcular um PLD horário errado...

Encargos

O impacto do PLD horário sobre os agentes é difícil de mensurar, uma vez que depende da posição de cada um no mercado de curto prazo, isto é, se estão com sobras ou déficits. Já o impacto do PLD horário nos encargos, bem como na Conta de Energia de Reserva, pode e deve ser avaliado, pois são efetivamente custos que recaem sobre os consumidores.

Dada a importância dessa análise, é fundamental que a mesma seja realizada para uma amostra maior de meses, ao invés de apenas um.

Pela leitura do material disponibilizado, parece que a análise foi feita considerando a geração real das térmicas e o PLD horário com e sem rede. Porém, a implantação do DESSEM provavelmente mudaria o despacho das térmicas. Logo, caso não se tenha atentado para isso, é importante pensar em uma metodologia de avaliação que capture essas possíveis mudanças, de forma a avaliar corretamente o impacto do PLD horário nos encargos.

PLD com rede versus sem rede

Apesar de todo o exposto, caso o PLD horário venha a ser implementado em 2020, a opinião da Neoenergia é que **seja adotada a alternativa que não considera a rede elétrica**, pelas seguintes razões:

- O PLD continuará sendo por submercado. Assim, o sinal locacional do CMO seria perdido, mesmo com a consideração da rede.
- Caso fosse considerada a rede, a obtenção do PLD por submercado se daria através da média do CMO das barras, ponderada pelas cargas. Tal critério poderia dar margem a questionamentos.
- Embora ainda não estejam disponíveis ferramentas para previsão do PLD horário em um horizonte mais amplo, certamente a consideração da rede tornaria essa tarefa mais complexa, tanto o operacional para montagem dos estudos quanto a obtenção das informações necessárias para tal.
- A volatilidade do preço horário já é superior à do preço semanal, e com a consideração da rede ela tende a ser ainda maior.
- O tempo computacional tem sido um fator crítico nesse processo, e a execução sem rede em geral é mais rápida.

Dessa forma, em um primeiro momento, para que os agentes tenham tempo para se adequar ao PLD horário, seria mais recomendável não considerar a rede elétrica.

Resumo e considerações finais

Tendo por base o material disponibilizado na presente Consulta Pública e também as informações disponibilizadas pelo ONS e CCEE no âmbito da operação sombra do PLD horário, a seguir estão resumidas as contribuições da Neoenergia, que já foram justificadas ao longo deste documento.

- Considerando que o modelo DESSEM foi objeto de aprimoramentos até o mês de maio de 2019, pelo menos, e não foram disponibilizados resultados de *backtests* com a versão estabilizada, não há resultados suficientes de CMO, PLD e contabilização horária sombra para subsidiarem uma análise adequada para suportar a mudança para o PLD horário em 2020.
- Até o momento não foram feitos os testes necessários para assegurar a viabilidade de execução diária de todos os procedimentos necessários para elaboração da programação diária com o modelo DESSEM, tampouco o cálculo diário do PLD horário. Ainda sobre o assunto, é essencial apresentar, bem como testar, um plano de contingência.
- A metodologia de cálculo dos custos marginais no Problema Linear Inteiro Misto afeta os resultados de CMO e PLD. A adoção de uma solução metodológica precisa ser transparente para não ensejar questionamentos futuros, caso um agente possa se sentir prejudicado. Vale lembrar que há precedentes recentes de casos semelhantes no setor elétrico.
- Há uma série de pendências regulatórias que precisam ser definidas, após ampla discussão e Audiências e/ou Consultas Públicas, antes da deliberação pela implantação do preço horário.
- Embora uma das grandes motivações da implantação do preço horário seja capturar e representar melhor o comportamento da geração eólica, dado o aumento expressivo da participação das fontes intermitentes, foi demonstrado que o erro da previsão deste insumo pode impactar de forma significativa o cálculo do PLD. Em outras palavras, o grande motivador para a implantação o preço horário, que ao melhor representar estas fontes teoricamente seria mais aderente à realidade, pode distorcer de forma significativa o preço, provando uma transferência de renda inadequada entre os agentes, ao invés de calcular um preço “justo”.
- A avaliação dos encargos e do efeito na CONER deve ser feita para um período de 12 meses, pelo menos.
- Mesmo a despeito de todos esses problemas, caso se delibere pela implantação do PLD horário em 2020, que se utilize para cálculo de preço a modelagem sem rede.

Dessa forma, apesar de reconhecer e parabenizar todas as instituições envolvidas nesse trabalho, a Neoenergia é contrária à implantação do PLD horário em 2020, por todos os motivos expostos. Ainda restam lacunas que em nosso ponto de vista não podem ser deixadas de lado tais como: a manutenção do processo sombra por mais tempo, os testes relativos aos Procedimentos de Rede do ONS para a Programação Diária, a definição de plano de contingência para os casos em que não seja possível obter resultados em D-1 para a elaboração da programação diária referente ao dia D. Por fim, sugere-se a elaboração de um cronograma para equacionar todos os pontos ainda em aberto no intuito de proporcionar mais segurança para implantação do PLD horário após 2020.