

Rio de Janeiro, 29 de maio de 2019.

Ministério de Minas e Energia

Consulta Pública 071 - 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 - PLD horário (Preço Horário).

A ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas vem apresentar contribuições de relevância técnica com relação Consulta Pública nº. 071 deste MME, 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 - PLD horário (Preço Horário).

Em resumo, a ABRAGET entende que, no momento, a proposta de Preço Horário não é tópico prioritário para o Setor Elétrico, uma vez que carece de muitas análises e maiores discussões com as associações e com os agentes, sendo necessária a postergação da entrada em operação do modelo DESSEM até que tudo esteja regulamentado e claro para todos. As justificativas técnicas serão apresentadas a seguir:

1. A matriz de geração de energia elétrica brasileira ainda é predominantemente hidrelétrica, apesar da elevada expansão de fontes renováveis nos últimos anos, como as termelétricas a biomassa, usinas fotovoltaicas e principalmente a geração eólica. A participação da geração hidráulica no sistema elétrico brasileiro deverá diminuir percentualmente com a expansão de termelétricas a gás natural, eólicas e solares, passando de 67,5% para 64%, em 2023, segundo projeções apresentadas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, no Plano Decenal de Expansão – PDE 2018-2027. Ou seja, ainda assim, a participação da geração hidrelétrica ainda será majoritária por longos anos.
2. Outro ponto que merece atenção é a dimensão continental do Sistema Interligado Nacional - SIN, cujas regiões geográficas apresentam diferentes perfis de consumo elétrico, de regime hídrico e de geração de energia. Essa



configuração impõe desafios ao Planejador e ao Operador do sistema para o aproveitamento elétrico inter-regional, de maneira a garantir o suprimento firme da demanda com a devida segurança energética e confiabilidade elétrica.

3. O Preço Horário é adotado de forma robusta em países cuja matriz de geração de energia é predominantemente termelétrica com tendência de crescimento em fontes renováveis. Matriz esta totalmente diferente da brasileira, conforme apresentado nos itens 1 e 2 acima.
4. Diante deste cenário, a opinião da ABRAGET sempre foi ao sentido de que a implantação do Preço Horário não é uma questão de prioridade no momento para o Setor Elétrico brasileiro. Trata-se de um esforço muito grande que está sendo realizado para a implementação de sua metodologia de forma adequada. Esforço este que deveria ser capitalizado para soluções mais urgentes no curto e médio prazo, em termos de Setor Elétrico. Seguem abaixo, alguns dos assuntos que a ABRAGET considera de maior prioridade:
 - ✓ Planejamento da expansão tendo como reais objetivos o atendimento aos requisitos de Operação do SIN, ou seja, confiabilidade elétrica e segurança energética;
 - ✓ Aprimoramentos dos Leilões de Energia: (i) Unificação dos Leilões de Energia Nova e Energia Existente; (ii) Leilões por tipo de fonte; e (iii) Leilões por submercados;
 - ✓ Inadimplência na CCEE;
 - ✓ Solução para o GSF;
 - ✓ Expansão do Mercado Livre de Energia com necessidade de equacionamento da financiabilidade dos projetos e o adequado sinal da expansão;



- ✓ Aperfeiçoamento dos Modelos Computacionais de Cálculo do CMO e PLD, no sentido de dar maior acoplamento do modelo de formação de preço com a operação do sistema.

5. Com relação a Metodologia da CPAMP, que trata do Modelo DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo e formação do PLD horário (Preço Horário), a ABRAGET apresenta abaixo as seguintes considerações:

5.1. Necessidade de estudos e avaliações com uma maior cautela, o que exige um tempo muito maior para a adequada implantação do Preço Horário, uma vez que poderá afetar negativamente o equilíbrio econômico financeiro dos agentes:

- ✓ A simulação correta das fontes é extremamente importante para obtermos o preço justo. Provavelmente teremos o início da implantação da metodologia sem o processamento do despacho econômico das UTE's, já que várias características dessas usinas não serão consideradas caso a implantação do PLD horário ocorra em 2020;
- ✓ "Processamentos sombra" só começaram realmente a partir do dia 16 de abril, quando, na opinião da ABRAGET, deveria haver pelo menos um ciclo hidrológico completo (inclusive um período seco severo para validação mais aprofundada do *Unit Commitment*).

5.2. O preço Horário aumentará a volatilidade do CMO / PLD dificultando mais ainda a previsibilidade do preço da energia por parte dos agentes / investidores.

5.3. O horário de divulgação de resultado segundo afirmativas do ONS, será por volta de 17:00 horas, o que praticamente impossibilita a preparação das térmicas para o pronto atendimento ao comando de despacho.



5.4. A operação se dará com o Preço Horário, entretanto, o ONS utilizará previsão com afluências diárias, o que é de certa forma, uma incoerência. Por que não pensar, em um primeiro momento, em evoluir para o Preço Diário e posteriormente avaliar a necessidade de evolução para o Preço Horário? Necessidade de avaliar o impacto da implantação ao DESSEM, na programação diária, inicialmente sem formar preço. Só após a identificação e solução dos problemas verificados nesta etapa, avaliar a implementação da metodologia do Preço Horário.

5.5. Pontos que, na opinião da ABRAGET, ainda carecem de avaliação antes da implementação do Preço Horário:

- ✓ A valoração do rampeamento das usinas termelétricas será dada através da etapa do CMO ou via encargo?
- ✓ Tempo de processamento (Nota Técnica do CPAMP apresenta um tempo de processamento médio, sem abordar os casos extremos e não faz referência ao que o Cepel está tratando nestes casos). Com base no acompanhamento do FT-DESSEM sabe-se que há casos com tempo de processamento superior a 9 horas.
- ✓ Não está claro se todos os casos estão com as últimas funcionalidades (restrições elétricas e principalmente *Unit Commitment* das UTEs) de modo a assegurar que a operação sombra com o DESSEM seja robusta o suficiente.
- ✓ Pela insegurança no tempo de processamento, muito provavelmente ocasionado pela implementação da Programação Linear Inteira Mista - MILP, a ABRAGET sugere que sejam processados todos os anos de hidrologia severa como os anos de 2013, 2014 e 2015 para uma melhor avaliação onde o parque térmico seria mais acionado.



- ✓ Uma das soluções aventadas para a implementação do Preço Horário já em 2020 seria a de não se considerar a rede elétrica. Esta situação poderá gerar significativos Encargos de Serviços de Sistema – ESS. Além disso, como o ONS deve sempre considerar a rede elétrica para a correta operação do sistema, caso a CCEE venha utilizar o DESSEM sem considerar a rede, poderá ocasionar, com certa frequência, o desacoplamento entre o preço e a operação.
 - ✓ Existem diferenças entre as indicações dos modelos de otimização de curto prazo (DECOMP e DESSEM) e as necessidades da operação, principalmente quando em condições adversas de hidrologia. Esses modelos buscam o atendimento da carga com maior produtividade, preservando o armazenamento à jusante, em detrimento ao de montante. Logo, a programação diária, em função das afluências diárias, terá que implantar com frequência, estratégias de operação diferentes aos resultados dos modelos, descolando despacho de preço.
6. Quando um investidor em geração termelétrica vai a um leilão, ele calcula os valores de Custo Variável Unitário - CVU com ciclo ótimo, ou seja, com a configuração de maior aproveitamento.
7. Pela característica do preço semanal utilizado pelo DECOMP, tipos de despacho alternativos não são percebidos nesta etapa do processo, são somente vistos na etapa diária de programação. No entanto, quando se reduz a granularidade temporal, um maior detalhamento do parque térmico, *Unit Commitment* térmico, se torna fundamental/essencial para representação das seguintes características:
- ❖ Potência mínima e máxima;
 - ❖ Tempo de permanência Ligado –TON;
 - ❖ Tempo de permanência Desligado –TOFF;
 - ❖ Trajetória;
 - ❖ Número de trajetórias no dia;



- ❖ Rampas de Subida – RUP;
- ❖ Ciclo Simples;
- ❖ Ciclo Combinado;
- ❖ Rampas de Descida – RDOWN;
- ❖ Custos de produção – CVU;
- ❖ Custos de parada e partida;
- ❖ Custos por configuração;

No último item da lista acima, “Custos por Configuração”, há de se ter muita atenção pois a forma com que o DESSEM pode despachar cada usina com configuração diferente, poderá não traduzir o valor “bidado” no leilão como:

- i. Despacho de térmica em ciclo aberto;
 - ii. Despacho de térmica em combinado reduzido;
8. Pelo fato do DESSEM já estar preparado para receber tipos de configurações de despacho diferentes, é mais do que urgente a regulamentação dos CVUs por tipo de configuração. Desta forma, os custos por configuração de despacho de usina são capitais para a implementação do processo de preço horário.
9. Por fim, das questões apresentadas nestas contribuições, a ABRAGET solicita a postergação da entrada em operação do modelo DESSEM até que tudo esteja regulamentado e claro para todos os agentes do Setor Elétrico.

No momento não há comentários adicionais. Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



Xisto Vieira Filho

Presidente