Contribuição à Consulta Pública MME nº 071/2019:

Preço Horário no Mercado de Energia

10 de junho de 2019

Sumário

1. SUMÁRIO EXECUTIVO 4

2. INTRODUÇÃO 8

3. MOTIVAÇÃO PARA A INTRODUÇÃO DO PLD HORÁRIO 12
   3.1 Gestão do Acoplamento entre Operação e Preço 15

4. PROJETOS DE P&D PARA O FUTURO DO SETOR ELÉTRICO 24
   4.1 P&D Preço Horário 25
   4.2 P&D Reserva Dinâmica 27

5. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD) ATUAL 30
   5.1 As Mudanças nos Modelos Matemáticos 35

6. DECISÕES METODOLÓGICAS CONSULTA PÚBLICA MME 71/2019 40
   6.1 Definição se a Formação de Preços Horários no
   6.2 MCP Deve Contemplar ou Não a Representação da Rede Elétrica 41
   6.3 Definição do PLD em "hora cheia" 45
   6.4 Definição Relativa ao Tratamento de
   Decisões Binárias para Determinação do CMO / PLD 47
   6.5 Processos de Obtenção de Dados e de
   Condução dos Cálculos do CMO e do PLD 48

7. ANÁLISES DE IMPACTOS E DADOS 50
   7.1 Análises do CMO e PLD 52
   7.2 Impacto em Hidroelétricas 73
   7.3 Impacto em Termoelétricas 82
   7.4 Impacto em Encargos 87

8. VALIDAÇÃO E VISUALIZAÇÃO DOS DADOS DE ENTRADA E RESULTADOS **96**

8.1 Visualização dos Dados e Resultados do DESSEM 97

8.2 Dados de Termoelétricas 102

9. CONTRIBUIÇÕES METODOLÓGICAS **104**

9.1 Violações de Restrições Presentes nos Resultados do DESSEM 104

9.2 Modelo de Despacho Hidroelétrico ODIN-H 106

9.3 Modelo de Reserva de Potência Operativa e Operação Estocástica Horária do SIN, com o Suporte de Processo de Co-otimização e Considerando Incertezas na Previsão da Produção Renovável, Demanda e Geração Distribuída e seus Impactos nos Agentes de Mercado 113

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS **116**

11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS **120**

12. ANEXO I – ANÁLISE DO MATERIAL DA CONSULTA PÚBLICA E ASPECTOS REGULATÓRIOS **122**

12.1 O que está Considerado no Modelo DESSEM 122

12.2 Principais Insumos do Modelo e Comentários Gerais 123

12.3 Aspectos de Governança e Processos 124

12.4 Do Documento "Manual de Metodologia do DESSEM" 125

12.5 Do Documento "Manual do Usuário do DESSEM" 126

1. sumário executivo

Para que a eficiência seja promovida no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é necessário o desenvolvimento de um modelo de precificação que: (i) seja o mais próximo possível da realidade operativa do sistema e que inclua a maior parte dos custos nos preços de forma a evitar a ocorrência de encargos que provoquem sua distorção; (ii) atribua riscos aos agentes que contenham maior capacidade para geri-los; (iii) forneça sinais econômicos adequados aos investidores; e (iv) induza à utilização eficiente dos recursos pelos consumidores.

Para alcançar tais objetivos, é primordial o estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes que se desviem o mínimo possível da realidade operativa, de maneira a permitir o adequado acoplamento entre planejamento energético, operação e precificação, induzindo comportamentos eficientes por meio do uso racional da energia elétrica.

Assim, a EDP acredita ser essencial medir a aderência entre o despacho programado e o despacho ocorrido, além de implantar metodologia de entendimento permanente das causas raizes

das variações encontradas com busca da melhoria contínua dos modelos e dos processos. A medição da assertividade das variáveis de entrada mais relevantes para a programação diária, como a carga e a geração de usinas eólicas, por meio do cômputo do desvio destas com os valores verificados, é relevante para a explicação dos desvios entre o despacho realizado e programado.

A EDP estruturou dois Projetos de P&D sobre precificação horária de forma a tornar sua contribuição ao desenvolvimento setorial mais robusta e consistente. São eles:

• P&D Preço Horário: tem como objetivo viabilizar uma metodologia de otimização de despacho e precificação em base horária, respeitando as não linearidades inerentes aos modelos matemáticos do sistema elétrico.

• P&D Reserva Dinâmica: tem como objetivo viabilizar a co-otimização da operação estocástica horária e da reserva de potência do SIN sob crescente incerteza da demanda e produção de fontes renováveis intermitentes.

Uma série de análises foram realizadas nesta contribuição, dentre as quais destacam-se: (i) comportamento dos preços; (ii) impactos econômicos e operacionais para as gerações hidroelétrica e termoelétrica; (iii) impacto na valoração dos encargos.

Com base nas análises apresentadas e no entendimento dos objetivos que o preço no mercado de energia deve proporcionar para o setor, a EDP defende 18 posicionamentos:

Posicionamento EDP 1 - Aprimorar a Eficiência Através da Implementação do Preço Horário: A EDP entende que, se houver forte acoplamento entre operação e preço, a discretização horária promoverá eficiência no uso e na produção da energia elétrica.

Posicionamento EDP 2 - Implantar o Preço Horário: A EDP apoia a implantação do Preço Horário desde que se realize gestão ativa para garantir o acoplamento entre operação e preço.

Posicionamento EDP 3 – Garantir o Acoplamento entre Operação e Preço: A EDP entende que o estabelecimento de indicadores públicos a serem acompanhados e disponiblizados diariamente pelo ONS trará transparência à implantação do preço horário e deixará evidente se o objetivo de acoplamento entre preço e operação estará sendo atingido.

Posicionamento EDP 4 – Utilizar Modelos Computacionais de Código Fonte Aberto e com Adequada Governança: A EDP defende que, enquanto não houver formação de preços por oferta, devem ser utilizados modelos computacionais de código fonte aberto, com amplo conhecimento público, com adequada governança de parâmetros e premissas, para promover a transparência do processo.

Posicionamento EDP 5 – Promover a Concorrência dos Modelos Utilizados no Setor: A EDP defende a abertura de concorrência dos modelos utilizados no setor para incentivar os seus desenvolvimentos e mantê-los em linha com o estado da arte.

Posicionamento EDP 6 – Revisar os Parâmetros Técnicos e Demais Dados Utilizados nos Modelos: A EDP defende a revisão dos parâmetros técnicos das usinas e demais dados que são utilizados nos modelos, assim como a revisão dos métodos adotados para o cálculo das variáveis estimadas, como as vazões naturais afluentes.

Posicionamento EDP 7 – Calcular o PLD na modalidade "sem rede": A EDP considera que, nesta primeira fase de implantação do modelo DESSEM, o PLD horário deve ser calculado com o emprego da metodologia denominada "sem rede".

Posicionamento EDP 8 – Calcular o PLD pela Média Simples das Semi-Horas: A EDP considera que, nesta primeira fase de implantação do modelo DESSEM, em nome da simplicidade, previsibilidade e facilidade de reprodução, a média aritmética simples das duas meia horas saídas do modelo atende os objetivos de formação do PLD horário. Como aprimoramento, propõe-se estudar a alternativa de redução do período de apuração para a mesma base temporal do período adotado pela operação.

Posicionamento EDP 9 – Fixar as Variáveis Binárias para Cálculo do CMO/PLD para se Iniciar a Operacionalização e Uso do DESSEM: A EDP acredita que a alternativa que fixa as variáveis binárias oriundas do modelo linear misto-inteiro para o cálculo do CMO e PLD, através de programação linear, é a mais adequada para se iniciar a operacionalização e uso do modelo DESSEM.

Posicionamento EDP 10 – Implantar Planos de Contingência: A EDP entende que, antes da implantação efetiva do Modelo DESSEM, seja implementada a regulamentação de planos de contingência para os dias em que não seja possível a definição do despacho/PLDs através do modelo de curtíssimo prazo. Cumpre ressaltar também que é de fundamental relevância aos agentes a publicidade dos dados, previsões e modelos utilizados nos cálculos, de modo a permitir a reprodutibilidade dos resultados.

Posicionamento EDP 11 – Investigar as Razões da Mudança de Padrão nos Preços do Norte/Nordeste: Para os submercados Nordeste e Norte as oscilações bruscas de preços devem ser investigadas para avaliar se há acoplamento com a operação.

Posicionamento EDP 12 – Avaliar a Volatilidade dos Preços e a Efetividade das Restrições Elétricas de Segurança: A EDP entende que a volatilidade dos preços nos submercados mais isolados eletricamente precisa ser estudada profundamente, e que devem ser consideradas medidas no planejamento da expansão para que esta seja reduzida. Além disso, é necessária uma análise bem embasada entre o custo-benefício da inclusão de cada restrição elétrica de segurança e seu efeito na volatilidade dos preços.

Posicionamento EDP 13 – Compatibilizar o Despacho Hidroelétrico do DESSEM com as Características Dinâmicas, Hidráulicas e Elétricas das Máquinas: A EDP entende que, até que sejam implementadas as restrições de *unit commitment* hidroelétrico no modelo, é necessária a compatibilização do despacho hidroelétrico do DESSEM com as limitações físicas das unidades geradoras.

Posicionamento EDP 14– Compatibilizar a Remuneração de Termoelétricas, por Meio da Reavaliação de CVUs para Diferentes Configurações Operativas: A EDP acredita que a Programação Diária da Operação (PDO) baseada no modelo de despacho semi-horário DESSEM evidenciará o papel de resposta à demanda líquida das termoelétricas em regiões elétricas isoladas. Por esta situação trazer um maior esforço operacional e custos adicionais para essas usinas, será necessária uma reavaliação dos seus CVUs para diferentes configurações operativas.

Posicionamento EDP 15 – Considerar os Custos de Parada e Partida das Termoelétricas no Modelo Precedida de Estudos e Avaliações de Impacto: A EDP acredita que a utilização da função de custos de parada, partida e de excursões entre os patamares de geração das termoelétricas no modelo DESSEM tem de ser compatibilizada com o modelo regulatório de ressarcimento. A EDP reitera a compatibilização de remuneração de termoelétricas por patamares de despacho, reconhecendo-se assim os custos adicionais em caso de geração inferior à nominal.

Posicionamento EDP 16 – Remunerar de Forma Justa as Termoelétricas: A EDP entende que as usinas termoelétricas despachadas com CVU superior ao PLD precisam ser ressarcidas ao menos pelo seus respectivos CVUs via ESS, já que com a implementação do preço horário surgirão novos casos de termoelétricas não remuneradas plenamente via PLD.

Posicionamento EDP 17 – Incentivar a Redução de Encargos: A EDP acredita que a PDO baseada no modelo de despacho semi-horário DESSEM possui um potencial de redução de encargos oriundos de despachos termoelétricos exógenos, uma vez que inclui um maior detalhamento do sistema, aproximando a programação diária do despacho em tempo real.

Posicionamento EDP 18 – Promover a coerência dos Dados de Entrada e Saída do Modelo: A EDP acredita que é importante a uniformização dos dados de entrada e saída do modelo DESSEM, sendo, dentro do possível, de interpretação intuitiva. Em especial, os dados de entrada de energia renovável para o primeiro dia operativo precisam ser melhorados. Além disso, dada a quantidade de dados a serem conferidos no processo de geração de novos casos DESSEM, a EDP vê como necessária a elaboração de um caderno de testes de validação de dados de decks a ser rodado todos os dias no início do processo de elaboração da PDO.

2. introdução

As propostas de mudança trazidas pela CP33 do Ministério de Minas e Energia – MME estabeleceram uma proposta para um novo modelo para o SEB, migrando-se...

de:

uma arquitetura baseada em poucas possibilidades de escolha para os clientes, com uma formação de preços atacadistas baseada em modelos matemáticos, com garantias financeiras ineficazes, com alto custo transacional, além de ampla base de subsídios e de inúmeros processos judiciais que têm praticamente paralisado as operações de mercado...

para:

uma estrutura voltada a mercado e a sinais de preço como indutores de eficiência, tal como ilustrado esquematicamente na Figura 1.

	Atualmente	Proposta
1 Mercado LIvre	Clientes de grande porte podem ter a opção de fornecedor de energia e possuem sinais de preço, ainda que opacos	Clientes de alta tensão de menor porte poderão optar pelo fornecedor de energia, podendo se estender à baixa tensão
2 Formação de Preços	Preços calculados com base em modelos matemáticos, com desvios relevantes entre preço e despacho	Preços com possibilidade de serem formados por ofertas dos agentes, com acoplamento entre preço e despacho
3 Elementos Estruturais para o Mercado	Sistema de garantias insuficientes e alto volume transacional em operações de faturamento e de pagamento de energia e transporte	Centralização das atividades transacionais dos contratos de geração e transmissão, e um sistema de garantias robusto
4 Expansão da Oferta	Expansão baseada em oferta de energia, em MWmed, e contratada somente por consumidores do Ambiente Regulado	Expansão baseada nos atributos das fontes e contratada por todos os consumidores
5 Descontos e Subsídios	Subsídios são opacos e persistem por prazo indeterminado, sem uma lógica específica de viabilidade técnica	Subsídios transparentes, com prazo determinado e com uma consistência que permita ganhos sistêmicos
6 Destravamento do Mercado	Uma série de medidas judiciais tem paralisado o fluxo financeiro referente às operações de mercado	Proposta de medidas conjunturais para o destravamento das operações de mercado

Figura 1 – Visão geral das mudanças propostas na CP33 do MME.

De forma geral, a EDP é altamente favorável a mudanças que induzam eficiência, tanto do ponto de vista operacional, quanto do ponto de vista dos processos comerciais e da satisfação dos seus clientes.

Entende a EDP que esta Consulta Pública, sobre o PLD Horário, é um desdobramento da CP33, em que elaboramos uma Nota Técnica específica sobre Formação de Preços. Desde o término da CP33, de forma a tornar sua contribuição ao desenvolvimento setorial mais robusta e consistente, a EDP estruturou Projetos de P&D com diversas instituições de ensino, pesquisa e consultoria do país, tal como pode ser observado na Tabela 1.

Projeto	Breve Descrição
PLD Horário (Preço Horário)	Viabilizar uma metodologia de otimização de despacho e precificação em base horária, respeitando as não linearidades inerentes aos modelos matemáticos do sistema elétrico. Executores: Prof. Secundino da Unicamp e Consultoria Venidera.
Reserva Dinâmica	Viabilizar a co-otimização da operação estocástica horária e da reserva de potência do SIN sob crescente incerteza da demanda e produção de fontes renováveis intermitentes. Executores: Consultorias PSR e MRTS.
Matriz Robusta	Desenvolver uma metodologia para a definição da matriz de geração para o atendimento das necessidades futuras do sistema elétrico, incluindo as transformações que estão ocorrendo no perfil de consumo e a introdução acelerada da geração distribuída. Executores: Instituto Acende Brasil, Prof. Secundino, Venidera, Tendências Consultoria e Daimon.
Tarifa Moderna	Modernizar a estrutura tarifária para que sejam estabelecidos sinais econômicos que incentivem o uso das redes (demanda e energia) de forma eficiente, considerando inclusive as transformações de consumo e a inserção de geração distribuída. A estrutura tarifária proposta também deve ser capaz de remunerar adequadamente as redes que, em última instância, viabilizam o mercado ao conectar consumidores e produtores. Executores: Siglasul, Coppe/UFRJ, PSR, Julião Coelho, Gesel e Daimon.
Clearing House	Viabilizar um sistema de garantias robusto para o funcionamento do Mercado de Energia, buscando-se utilizar as práticas de sucesso de vários mercados internacionais, bem como a robustez do sistema brasileiro de pagamentos. Executores: Gesel e UFRJ.
Renovação das Concessões	Desenvolver propostas para tratamento dos ativos associados a distribuição, transmissão e geração, de forma a dar previsibilidade ao valor destes ativos quando do término dos contratos de concessão, utilizando a experiência internacional bem como os impactos observados na renovação das concessões no Brasil. Executor: FGV.

Tabela 1 – Projetos de P&D desenvolvidos após a CP33.

Destaca-se que o presente documento inclui, além das análises da própria EDP, as contribuições e resultados dos P&Ds associados à formação de preços de curtíssimo prazo. Notadamente participaram deste relatório os P&Ds de Preço Horário, cujos os executores foram o Prof. Secundino Soares da UNICAMP e a Venidera, e o P&D Reserva Dinâmica, cujos os executores foram as consultorias PSR e MRTS (Prof. Dorel Soares Ramos da USP). A EDP desde já agradece todo o esforço dos executores para elaboração das análises presentes nesta contribuição à Consulta Pública.

Neste contexto, colocando foco no processo de implantação do PLD Horário, além do sumário executivo e desta breve contextualização, este documento está assim organizado:

- **Capítulo 3:** motivação sobre a necessidade de evolução do setor brasileiro para a lógica da precificação horária, aliada a uma gestão ativa do acoplamento entre programação, operação e preços;
- **Capítulo 4:** contextualização sobre P&Ds liderados pela EDP sobre temas que promoverão a evolução da precificação horária no SEB;
- **Capítulo 5:** revisão do paradigma do Preço de Liquidação de Diferenças vigente;
- **Capítulo 6:** reflexões sobre as questões levantadas na Consulta Pública MME 71/2019 respondendo aos questionamentos e levantando algumas condições necessárias para a entrada do preço horário;
- **Capítulo 7:** avaliação da aderência do preço entre modelos e entre submercados, verificação do impacto da precificação horária às hidroelétricas, termoelétricas, no que diz respeito aos aspectos operacionais e econômicos, e sob a perspectiva de encargos;
- **Capítulo 8:** analises sobre a validação dos de dados de entrada e saídas do modelo DESSEM;
- **Capítulo 9:** propostas modelísticas de inovação visando à evolução do preço horário;
- **Capítulo 10:** conclusões do documento;
- **Capítulo 11:** referenciação bibliográfica;
- **Anexo I:** compilação das análises, dúvidas e aspectos regulatórios referentes aos documentos apresentados pela Consulta Pública e outros associados ao Preço Horário.

3. motivação para a introdução do pld horário

A sinalização horária dos preços em mercados de energia constitui um pilar estrutural para fomentar a eficiência tanto na produção quanto no consumo de energia. Na produção, preços altos quando usinas mais caras são chamadas a atender ao consumo, viabilizam a expansão de opções mais baratas e, ao longo do tempo, reduzindo o custo médio da energia. No consumo, preços altos em certas horas determinam mudanças de hábitos, deslocando o consumo para patamares de preços mais baixos.

A título de ilustração das possibilidades que a precificação horária cria no funcionamento do mercado de energia, é importante ter em conta que, atualmente, as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão são faturadas tão somente em função do volume de energia (kWh) consumido, e no geral não há sinalização econômica na tarifa ao longo do dia, exceção à tarifa branca recentemente regulamentada.

Qualquer redução percebida pelo cliente no valor da conta mensal acaba sendo sempre associada apenas à redução do consumo, sem que os sinais de preço permitam ao consumidor outras alternativas, como a administração das mudanças de hábitos e horários de uso, para que o valor da conta seja reduzido sem que, necessariamente, o volume de energia e respectivos confortos ou produtividade sofram redução.

Assim, os sinais de preço, se fortemente acoplados à operação do sistema, favorecem uma ativa gestão da oferta e do consumo, incentivando a inovação entre geradores e empoderando consumidores de forma que as sinergias amplifiquem a criação de valor na cadeia econômica.

Posicionamento EDP 1 - Aprimorar a Eficiência Através da Implementação do Preço Horário

A EDP entende que, se houver forte acoplamento entre operação e preço, a discretização horária promoverá eficiência no uso e na produção da energia elétrica.

A precificação horária (ou sub-horária) para definição do preço de liquidação das operações no mercado de curto prazo (Preço *Spot; Market Clearing Price*; ou ain-

da PLD – Preço de Liquidação de Diferenças, no caso do mercado brasileiro) é adotada nos principais mercados de eletricidade do mundo.

A formação de preços com discretização horária tem uma série de vantagens evidentes, dentre as quais se pode destacar:

i. A implantação de preços horários deve promover um **acoplamento entre a formação do preço e a operação do SIN**, dando credibilidade e representatividade ao preço, viabilizando novos produtos de mercado para fomentar a otimização dos recursos energéticos disponíveis no país;

ii. Promove uma melhoria na transparência de custos à medida que algumas restrições de operação passam a ser economicamente valorizadas de forma adequada com o preço do momento em que elas ocorrem. Se essas restrições forem sanadas por mecanismos de mercado, seus respectivos custos tendem a ser minimizados. As simulações que têm sido realizadas permitem evidenciar que a precificação em base horária no MCP promove a redução do Encargo de Serviço do Sistema (ESS) em relação ao PLD vigente, calculado com base em uma discretização de "semana/patamar";

iii. Viabilizar opções estratégicas, importantes para a operação do sistema, como por exemplo Usinas Hidroelétricas Reversíveis, Usinas Termoelétricas de Ponta (Gás em ciclo aberto), Termoelétricas de Base (baixo CVU e que tendem a despachar intensamente e liberar usinas hidroelétricas convencionais para fazer o *follow-up* da curva de carga), como também alavancar a instalação de facilidades de armazenamento, para tornar mais eficiente a operação do sistema e, ao mesmo tempo, permitir atender à demanda de ponta a menor custo;

iv. Permitir a implementação efetiva de **Programas de Resposta da Demanda** (PRDs), que estimulem o Consumidor a responder aos preços simplesmente reduzindo o consumo, ou ainda participando de Leilões focados em "Oferta de Redução de Carga", em âmbito de médio prazo (semanas / meses), mercado *day-ahead* ou mercado *intraday*.

A Consulta Pública 071/2019/MME (CP71) contempla aspectos de natureza metodológica, conceitual e operacional para a implantação do preço horário no Brasil.

A proposta submetida à apreciação pública é abrangente e consistente, endereçando aspectos que impõem aperfeiçoamentos e atualizações ao Modelo Institucional vigente, iniciando uma aproximação do modelo brasileiro aos modelos de mercados mais evoluídos.

Destacam-se a qualidade e a abrangência dos Documentos que servem de provocação para que todos os atores envolvidos com o SEB possam assumir como base para formular contribuições que enriqueçam e façam os ajustes e eventuais correções de rumo na Proposta em Consulta Pública.

Neste contexto, o objetivo deste documento é apresentar contribuições à esta Consulta Pública sobre a utilização do modelo DESSEM na programação da operação diária e no cálculo do PLD horário. São apresentados comentários a respeito dos resultados divulgados no material da CP, além de análises quantitativas realizadas a partir dos dados de entrada e resul-

tados disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Por oportuno, convém destacar que a implementação de Preços Horários, com a devida cautela e de forma muito criteriosa nos aspectos operacionais, trará ganhos em relação ao status-quo vigente e justificam o posicionamento favorável e de apoio da EDP a essa iniciativa do Poder Concedente.

Posicionamento EDP 2 - Implantar o Preço Horário

A EDP apoia a implantação do Preço Horário desde que se realize gestão ativa para garantir o acoplamento entre operação e preço.

Para garantir o acoplamento entre a operação e preço, sugere-se a implantação de um sistema de gestão tal como ilustrado abaixo.

3.1 GESTÃO DO ACOPLAMENTO ENTRE OPERAÇÃO E PREÇO

Com a implantação do modelo DESSEM, um dos objetivos principais é que ele seja utilizado pelo ONS como o modelo oficial do despacho energético da Programação Diária da Operação (PDO) do dia seguinte, conforme indicado nos Procedimentos de Rede do ONS[1].

Nessa perspectiva, é primordial que se façam avaliações se, de fato, a implantação do modelo de curtíssimo prazo tornou a programação do despacho mais próxima da operação real. Assim, é de suma importância medir a aderência entre o despacho programado e o despacho ocorrido, além de implantar metodologia de entendimento permanente das causas raízes das variações encontradas com busca da melhoria contínua dos modelos e dos processos.

A medição da assertividade das variáveis de entrada mais relevantes para a programação diária, como a carga e a geração de usinas eólicas, por meio do cômputo do desvio destas com os valores verificados, é relevante para a explicação dos desvios entre o despacho realizado e programado.

Posicionamento EDP 3 – Garantir o Acoplamento entre Operação e Preço

A EDP entende que o estabelecimento de indicadores públicos a serem acompanhados e disponiblizados diariamente pelo ONS trará transparência à implantação do preço horário e deixará evidente se o objetivo de acoplamento entre preço e operação estará sendo atingido.

1 http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes

A seguir são apresentadas propostas de indicadores a serem medidas em periodicidade diária.

Indicadores Diários de Acomplamento entre Operação e Preço

Indicador	Finalidade	Fórmula de Cálculo	Unidade de Medida	Sentido melhor
1 Desvio Relativo de Carga [Diário]	Apurar o desvio médio de carga entre o programado e o verificado (Por submercado)	$MC_1 = \frac{\sum_{i=1}^{48}(CargaVerf_i - CargaProg_i)}{\sum_{i=1}^{48}(CargaProg_i)}$	%	0
2 Desvio Absoluto de Carga [Diário]	Apurar o desvio de formato de curva entre o programado e o verificado (Por submercado)	$MC_2 = \frac{\sum_{i=1}^{48}\sqrt{(CargaVerf_i - CargaProg_i)^2}}{\sum_{i=1}^{48}(CargaProg_i)}$	%	▼
3 Desvio de Shape de Carga [Diário]	Verificar se o formato da projeção está aderente com o realizado	$MC_3 = MC_2 - MC_1$	%	0
4 Desvio Relativo de Geração [Diário]	Apurar o desvio médio de geração entre o programado e o verificado (Por submercado e usina)	$MG_1 = \frac{\sum_{i=1}^{48}(GeracaoVerf_i - GeracacaoProg_i)}{\sum_{i=1}^{48}(GerInst_i)}$	%	0
5 Desvio Absoluto de Geracao [Diário]	Apurar o desvio de formato de curva entre o programado e o verificado (Por submercado e usina)	$MG_2 = \frac{\sum_{i=1}^{48}\sqrt{(GeracaoVerf_i - GeracaProg_i)^2}}{\sum_{i=1}^{48}(GerInst_i)}$	%	▼
6 Desvio Shape de Geração [Diário]	Verificar se o formato da geração projetada está aderente com o realizado	$MG_3 = MG_2 - MG_1$	%	0
7 Volatilidade de Geração Programada Por Usina Hidrelétrica [Diário]	Apurar a volatilidade da programação da geração (Por usina hidrelétrica)	$MV_1 = \text{Desvio Padrão}(\text{Log Retornos semi_horários Prog})$	Unidades	▼
8 Volatilidade de Geração Verificada Por Usina Hidrelétrica [Diário]	Apurar a volatilidade da geração verificada (Por usina hidrelétrica)	$MV_2 = \text{Desvio Padrão}(\text{Log Retornos semi_horários Verf})$	Unidades	▼
9 Aderência de Desvio de Volatilidade [Diário]	Apurar a diferença entre as volatilidades observadas e verificadas (Por usina hidrelétrica)	$MV_3 = MV_1 - MV_2$	Unidades	0

Tabela 2 - Indicadores de Desempenho

Na Tabela 2, o Indicador 1 representa o desvio médio entre a carga projetada e a carga realizada. O Indicador 2 procura verificar o desempenho diário da projeção de carga em relação ao realizado em valores absolutos, em cada um dos submercados. A fórmula de cálculo resulta em termos percentuais e quanto mais baixo o indicador melhor. O Indicador 3, que captura o efeito médio mensurado pelo Indicador 1 (MC_1) quanto ao desvio absoluto (MC_2), verificando, dessa forma, se o formato da curva projetada (ou shape) está aderente.

O Indicador 4 mensura os desvios médios da geração, sendo disponibilizado tanto em termos sistêmicos, com a geração total por submercado, quanto por usina. Neste caso, por geração programada entende-se a geração indicada pelo modelo DESSEM. Os Indicadores 5 e 6 seguem a mesma linha de análise dos indicadores de carga.

Os indicadores de volatilidade de geração hidroelétrica, mensurada pelos Indicadores de 7 a 9 tem o objetivo de se avaliar o stress da variação intempestiva de geração hidroelétrica, conforme observados na Seção 7.2.3.1. Para isso, é necessário medir a volatilidade de geração proposta pelo modelo DESSEM (Indicador 7), e se mensurar a volatilidade da geração verficada (Indicador 8). Finalmente, o Indicador 9 mensura a diferença de volatilidade entre o programado e o verificado.

Para avaliar a pertinência destes indicadores, foram realizadas análises nas seções a seguir, utilizando-se os dados de carga e geração verificadas extraídos do sistema SAGIC[1] do ONS, para o período de janeiro a abril de 2019, com discretização horária (passada para a base semi-horária repetindo-se o valor horário).

Os dados do modelo DESSEM foram extraídos dos decks do processo sombra do ONS, em base semi-horária, para período equivalente. Nesta fase do período sombra, são esperados desvios entre a geração programada e verificada, uma vez que a programação diária ainda não é feita baseada nos resultados do modelo DESSEM. A partir de sua implantação oficial em 2020 é esperado que esses desvios se reduzam.

3.1.1 INDICADORES DA ASSERTIVIDADE NA PROJEÇÃO DA CARGA

A Figura 2 apresenta a evolução do Indicador 1 para o Sudeste que mensura a diferença entre a média diária da carga realizada e a média diária da carga programada pelo DESSEM. Neste sentido, valores positivos do indicador apontam para uma carga realizada acima da programada e vice-versa. Nota-se pela figura que existem dois padrões de variações:

I. até o dia 22/03/2019 as variações se concentram na faixa entre -4% e +4%, com alguns valores fora do intervalo, e

II. a partir de 23/03/2019 praticamente todas as diferenças ficaram positivas, demonstrando uma tendência de carga verificada acima da realizada, com aumento do percentual de variação.

1 SAGIC - http://publico.ons.org.br/sistemasons.aspx

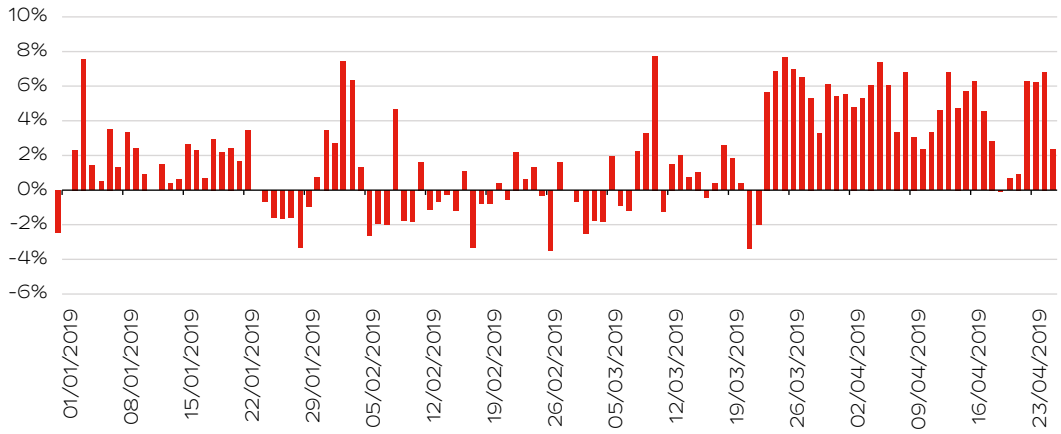

Figura 2 – Indicador 1: Variação Média da Carga - Sudeste

A Tabela 3 apresenta o resumo das variações por submercado, com um viés de longo prazo (2019 inteiro) e de curto prazo (últimos 30 dias), permitindo mensurar a evolução da assertividade do modelo. Nota-se que a média do desvio para o submercado sudeste aumentou de 2% para 5%, sem variação expressiva do valor máximo de desvio. Este fato pode ser explicado pela mudança de padrão verificada a partir de 23/03/2019, com concentração de variações positivas. Para os demais submercados os indicadores não demonstram um padrão de variação (média), e indicam uma redução das variações máximas nos últimos 30 dias. A explicação para a mudança no padrão de desvios do sudeste deve ser apurada (sugere-se a utilização de ferramentas de gestão da qualidade, tais como Análise de Fenômeno, Causa Raiz, 5 Porquês, etc (Campos, 2013) e referências ali relacionadas).

Submercado	2019		30 dias	
	Média	**Máximo**	**Média**	**Máximo**
SE	2%	8%	5%	7%
S	0%	19%	0%	6%
NE	1%	6%	1%	6%
N	1%	10%	1%	5%

Tabela 3 - Indicador 1: Variação Média da Carga – 2019 e últimos 30 dias

A Figura 3 apresenta o Indicador 2, que representa a média diária dos desvios quadráticos semi-horários (etapa) entre a carga verificada e programada pelo DESSEM. Neste indicador, uma diferença negativa de uma etapa não compensa uma diferença positiva de outra.

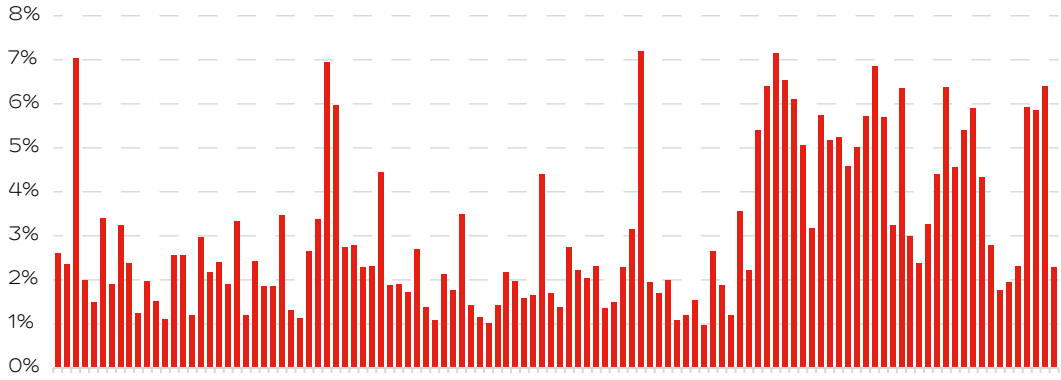

Figura 3 – Indicador 2: Variação Quadrática da Carga - Sudeste

A Figura 4 apresenta o Indicador 3 (shape) que representa a diferença entre o Indicador 1 (média quadrática) e 2 (média absoluta).

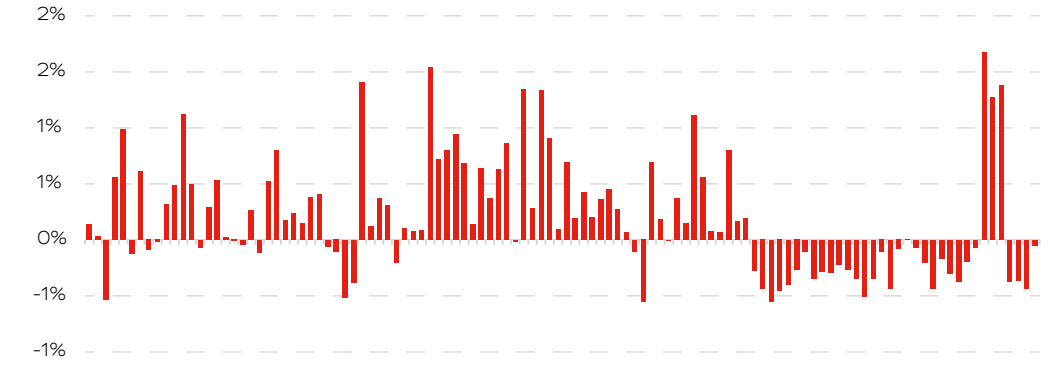

Figura 4 – Indicador 3: Desvio de Shape da Carga - Sudeste

Nota-se pela Figura 4 e pela Tabela 4 que a variação do shape da carga no sudeste é pequena no período analisado e que houve redução do desvio máximo nos último 30 dias.

Submercado	2019		30 dias	
	Média	**Máximo**	**Média**	**Máximo**
SE	0%	2%	0%	2%
S	1%	4%	1%	2%
NE	1%	2%	0%	2%
N	1%	3%	1%	2%

Tabela 4 - Indicador 3: Desvio do Shape – 2019 e últimos 30 dias

Assim, conclui-se pela avaliação dos indicadores que a projeção de carga para o sudeste não tem apresentado variações significativas de shape (modulação programada está próxima da modulação realizada), porém tem apresentado desvios relevantes na média (offset da curva).

3.1.2 INDICADORES DA ASSERTIVIDADE NA PROGRAMAÇÃO DA GERAÇÃO HIDROELÉTRICA

A Figura 5 apresenta a evolução do Indicador 4, referente ao desvio diário da geração verificada com a geração programada pelo DESSEM para o SIN. Nota-se um padrão de valores negativos, que indicam que o DESSEM tem programado consistententemente mais geração hidroelétrica do que se tem verificado na operação do sistema.

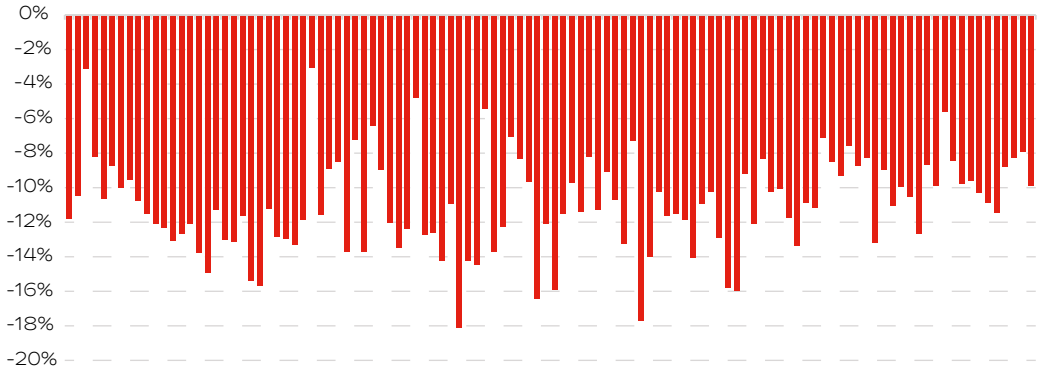

Figura 5 – Indicador 4: Variação Média da Geração Hidroelétrica - SIN

O conjunto de indicadores que mede a diferença entre a geração hidroelétrica programada com a verificada, assim como os indicadores de geração termoelétrica, representam o acoplamento entre o modelo de despacho (e de certa forma o modelo de precificação) e o despacho realizado na operação do sistema. No nosso entendimento, a implantação do preço horário deve ter como premissa a verificação deste acomplamento.

O possível desacoplamento representado na Figura 5 (possível, pois o despacho realizado no período ainda não foi programado pelo DESSEM) pode ser explicado por simplificações no modelo (linearizações por exemplo) ou por desvios nas projeções das variáveis de entrada (como o caso da variação da carga apresentado no item anterior).

A Tabela 5 apresenta o consolidado das avaliações do indicador de desvio da geração hidroelétrica média diária por submercado e para o SIN. Nota-se que além do SIN, todos os submercados têm apresentado geração programada pelo DESSEM acima da geração verificada, com excessão do submercado Sul. Não foi notada melhora siginificativa nos desvios para os últimos 30 dias em relação ao período completo (2019).

Submercado	2019		30 dias	
	Média	Máximo	Média	Máximo
SIN	-11%	-18%	-10%	-13%
SE	-18%	-26%	-15%	-25%
S	29%	237%	11%	87%
NE	-19%	-48%	-12%	-47%
N	-5%	39%	-3%	30%

Tabela 5 - Indicador 4: Desvio do Geração Hidroelétrica Média – 2019 e últimos 30 dias

A Tabela 6 apresenta o indicador do shape da previsão de geração hidroelétrica. São apresentados desvios significativos apenas nos submercados Sul e Nordeste.

Submercado	2019		30 dias	
	Média	Máximo	Média	Máximo
SIN	0%	1%	0%	0%
SE	0%	0%	0%	0%
S	3%	16%	4%	16%
NE	4%	18%	4%	18%
N	1%	5%	1%	5%

Tabela 6 - Indicador 6: Desvio do Shape – 2019 e últimos 30 dias

A grande variação entre a geração hidroelétrica programada e verificada sinaliza um possível desacoplamento entre o modelo de despacho e a operação do sistema.

3.1.3 INDICADORES DA ASSERTIVIDADE NA PROGRAMAÇÃO DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA

A Figura 6 apresenta a evolução do indicador 4, referente ao desvio diário da geração termoelétrica verificada com a geração programada pelo DESSEM para o SIN. Nota-se um padrão de valores positivos, que indicam que o DESSEM tem programado na maioria dos dias menos geração termoelelétrica do que se tem verificado na operação do sistema (ao contrário do indicador de geração hidroelétrica).

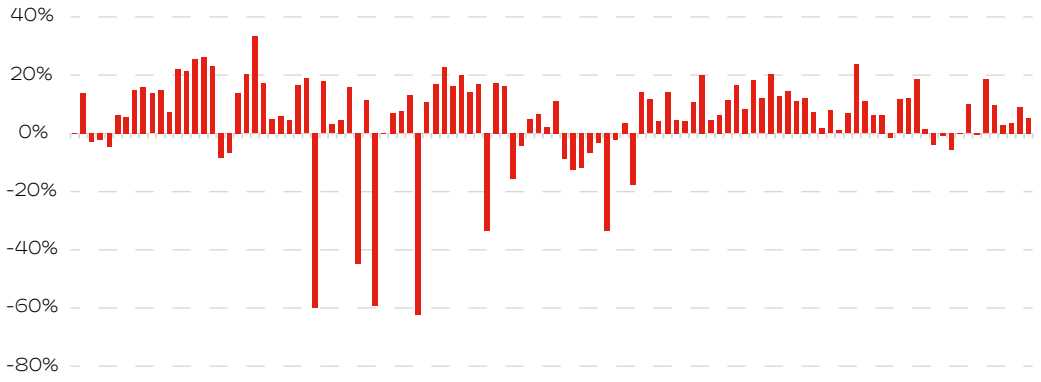

Figura 6 – Indicador 4: Variação Média da Geração Termoelétrica - SIN

A Tabela 7 apresenta a consolidação dos resultados para este indicador em 2019 e nos últimos 30 dias, mostrando melhoria na assertividade na programação da geração termoelétrica.

Submercado	2019		30 dias	
	Média	Máximo	Média	Máximo
SIN	5%	-62%	8%	24%
SE	3%	-43%	1%	-14%
S	-7%	-389%	2%	51%
NE	1%	-263%	29%	69%
N	-20%	-324%	-11%	32%

Tabela 7 - Indicador 4: Desvio Geração Termoelétrica Média – 2019 e últimos 30 dias

edp

4. projetos de p&d para o futuro do setor elétrico

A nossa visão é sermos uma empresa global de energia, líder em criação de valor, inovação e sustentabilidade. Uma das formas de agragarmos valor por meio da inovação é o desenvolvimento de projetos de P&D que visam contribuir ativamente para as relevantes iniciativas de aprimoramento do setor.

Temos em desenvolvimento atualmente 6 projetos de P&D que contribuem para os temas em discussão mais estratégicos do setor, conforme ilustrado na Figura 7[1].

1 *Para mais detalhes verificar a Tabela 1.*

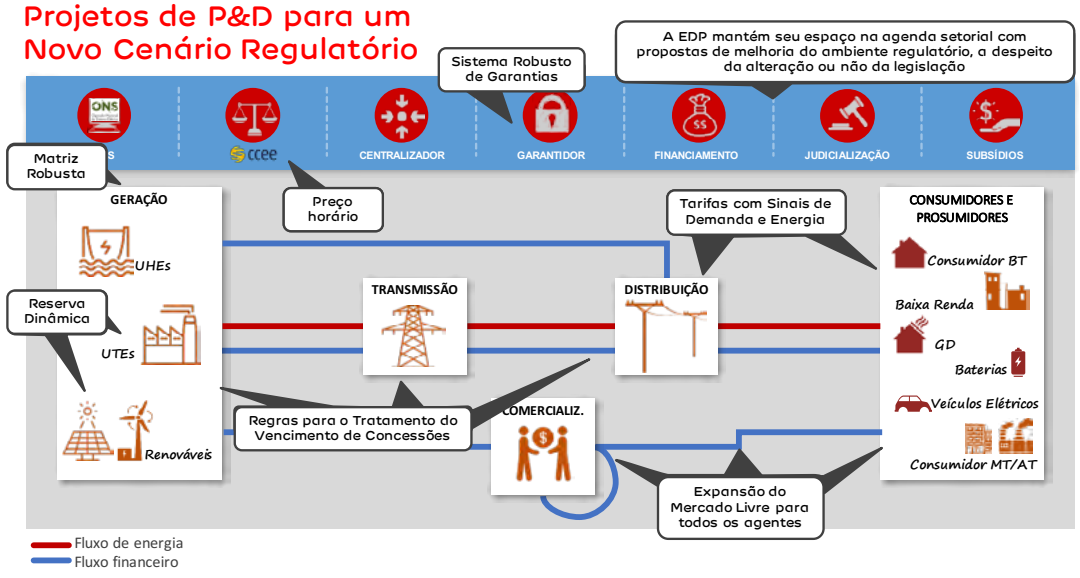

Figura 7 – Visão geral dos projetos de P&D no contexto de mudanças propostas na Consulta Pública do MME.

4.1 P&D PREÇO HORÁRIO

No âmbito da agenda regulatória para fomentar o processo de formação de preços horários e de despacho intra-horário, a EDP está desenvolvendo um modelo matemático alternativo para formação do preço no mercado de curto prazo em base horária. O projeto, referido no documento como projeto P&D Preço Horário, tem término previsto para o segundo trimestre de 2020.

O projeto visa contribuir à estruturação e análise dos dados e modelos setoriais, contando com o apoio do Prof Secundino da Unicamp e da Consultoria Venidera na construção de um modelo determinístico com representação não linear do sistema elétrico. Essa modelagem traz efeitos sobre a geração hidroelétrica do sistema, uma vez que a função de produção é considerada de forma mais precisa.

O projeto é dividido em duas fases com duração de um ano cada. No primeiro ano, estão sendo desenvolvidos os modelos de otimização do despacho e a metodologia de encadeamento. No segundo ano serão realizadas execuções em sombra do PMO (e suas revisões semanais e, eventualmente, diárias), análise dos resultados e adequações necessárias dos modelos desenvolvidos na primeira fase.

A primeira fase está dividida nas seguintes etapas:

i. Processamento e gestão de dados e resultados de despacho dos modelos oficiais e metodologia proposta, e desenvolvimento de rotinas de automação;

ii. Desenvolvimento de uma metodologia de encadeamento dos modelos de despacho semanal e mensal resultantes do PD-0391-0001/2009 com um modelo de despacho horário preliminar;

iii. Desenvolvimento do modelo computacional de despacho horário.

A segunda fase é composta pela etapa de análise dos resultados dos despachos horários ótimos e eventuais adequações metodológicas.

Dentro dos objetivos inicialmente propostos a primeira fase está avançada, com a metodologia de despacho hidroelétrico concluída, o modelo implementado e produzindo resultados, conforme disposto na Seção 9.2, e estamos na fase de desenvolvimento do modelo integrado final de despacho horário. O modelo final incluirá além do *unit commitment* hidroelétrico, o *unit commitment* térmico e o tratamento das redes de transmissão dentro dos submercados.

Paralelamente, a plataforma de análise de resultados para a segunda fase do projeto já está em operação, podendo ser inclusive apresentada com os resultados obtidos até o momento no processo sombra do modelo DESSEM. A plataforma de análise de resultados é apresentada na Seção 8.1.

Entre os resultados que o P&D almeja entregar estão:

• Uma metodologia alternativa de despacho e precificação do SIN que possui como estratégia a operação de reservatórios do sistema hidroelétrico com maior armazenamento, sobretudo aqueles mais a jusante nas cascatas, o que aumenta a produtividade do sistema hidroelétrico e a segurança de suprimento através da redução do risco de déficit;

• Um modelo computacional com a aplicação da metodologia proposta;

• Teste e validação da metodologia proposta fazendo-se paralelo com os resultados obtidos pelo processo sombra do modelo DESSEM;

• Análise crítica dos resultados de despacho ótimo com eventuais diretrizes a serem sugeridas aos órgãos do SEB.

4.2 P&D RESERVA DINÂMICA

O segundo projeto, que conta com parceria da CTG Brasil, aborda Reserva de Potência Operativa (RPO) e operação estocástica horária do SIN, com o suporte de processo de co-otimização e considerando incertezas na previsão da produção renovável, demanda e geração distribuída e seus impactos nos agentes de mercado, executado pelas Consultorias PSR e MRTS.

A finalidade deste projeto é o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio para a operação horária do sistema elétrico brasileiro, a avaliação das perspectivas operativas e de precificação de energia com a utilização do modelo horário e a avaliação dos impactos nos agentes. Este projeto surge no contexto da adoção da precificação horária no Brasil, ao mesmo tempo em que os desafios da operação do sistema elétrico se tornam cada vez maiores, devido à penetração das fontes renováveis intermitentes e da geração distribuída.

De forma mais abrangente, destacam-se as seguintes etapas do projeto:

1) Metodologia e modelo computacional que incorpore toda a modelagem de geração e transmissão do DESSEM, com resolução horária, porém representando a operação sob incerteza da demanda e produção renovável, além de co-otimizar RPO;

2) Comparação da performance dos modelos DESSEM e SDDP Horário (PSR) para simular o despacho horário do SIN ao longo de 22 meses, permitindo identificar dados de entrada e restrições relevantes para aprimoramento das ferramentas atuais.

i. comparação dos resultados com o despacho programado semanalmente e com os resultados da operação;

ii. levantamento das restrições relevantes para a operação do SIN.

3) Avaliação do impacto da operação e da precificação do mercado spot com granularidade horária nos diferentes agentes do sistema.

Os entregáveis do projeto são um modelo de despacho hidrotérmico com código aberto para colaboração dos agentes e da academia e análises qualitativa e quantitativa do impacto dos preços horários no mercado de curto prazo e nos agentes do sistema.

Quanto aos resultados esperados visa-se:

- A otimização horária da reserva de geração e do despacho do sistema com sinalização correta dos custos marginais horários;
- Valoração do requisito de despachabilidade, i.e., geradores com capacidade de modular a carga (e.g. hidroelétrica) passariam a ter maiores receitas;
- Redução dos custos de O&M por meio da modelagem das restrições operacionais;
- Capacitação das equipes, permitindo melhor gerenciamento de riscos em um ambiente de precificação horária;
- Criação de novos produtos para o mercado com a avaliação de impacto aos agentes.

As entregas realizadas no escopo de proposição de aperfeiçoamento no DESSEM através de comparação com modelo horário espelho contemplam:

- Paralelo entre os modelos SDDP Horário e DESSEM;

• Conversor de dados para o SDDP Horário;

• Comparação preliminar entre resultados dos modelos;

• Desenvolvimento teórico e a formulação do problema do despacho hidrotérmico com incerteza.

Em desenvolvimento tem-se o modelo em código aberto com co-otimização de reserva e incerteza na demanda e renováveis, com refinamento das comparações entre os modelos DESSEM e SDDP horário, além de modelos de previsão horária de vazões de geração renováveis.

Os próximos passos consideram a proposição de uma metodologia inédita para a solução do problema de *unit commitment* sob incerteza e impactos da precificação horária nos agentes.

edp

5. preço de liquidação de diferenças (pld) atual

No Brasil, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) tem apresentado significativa volatilidade e imprevisibilidade, tornando o Mercado de Curto Prazo (MCP) um ambiente caracterizado por elevada incerteza e frequentes interferências regulatórias.

O PLD apresenta uma volatilidade mensal 8,5 vezes superior ao iBovespa e traduz-se em riscos percebidos pelo SEB, atuando de forma contrária à modicidade tarifária e aos investimentos. Para limitar o risco, a própria regulamentação (Decreto 5.163/2004) prevê o estabelecimento de valores Piso e Teto para o PLD, bem como delega à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a competência para estabelecer estes valores.

Logo, realizar operações de compra e venda de energia, com volumes expostos ao PLD, caracteriza-se como um negócio de elevadíssimo risco, mesmo para agentes acostumados a operar no mercado de capitais. Os

valores mensais do PLD Sudeste desde janeiro de 2004 são apresentados na Figura 8, Figura 9, por sua vez, é apresentada a série de variações (PLDmês/PLDmês anterior) no mesmo período. A volatilidade é calculada como o desvio padrão da série de variações: 53%.

A princípio, poder-se-ia concluir que a alta volatilidade pode ser explicada de forma natural: um sistema hidrotérmico, com predominância hidroelétrica, realmente depende muito do regime de chuvas – voláteis por natureza – e, por conta disso, os preços do mercado de curto prazo também são voláteis.

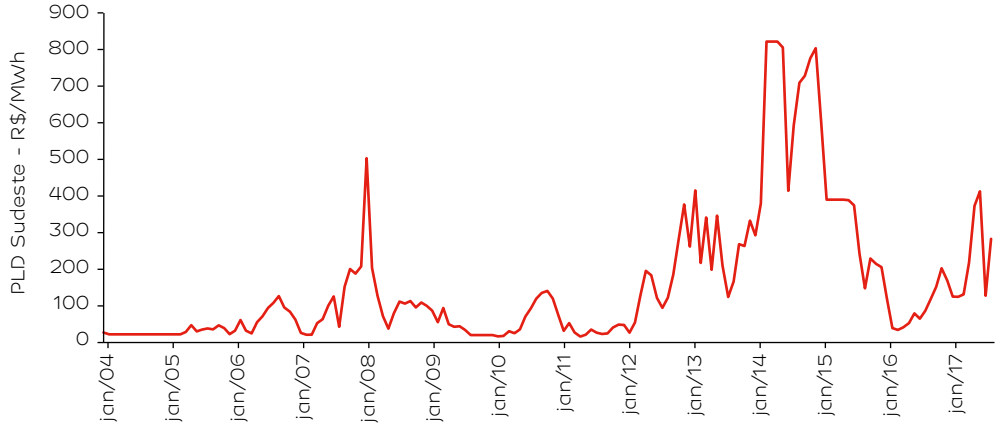

Figura 8 – Valores de PLD Mensal desde 2004 para Região Sudeste.

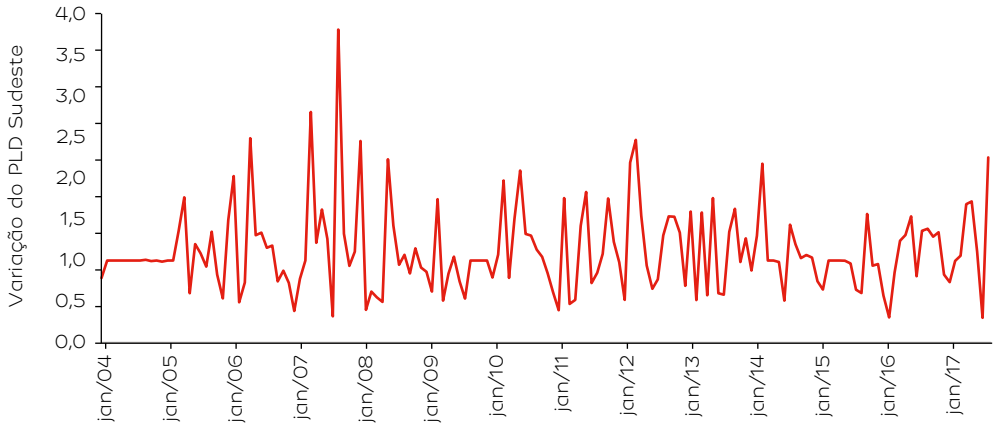

Figura 9 – Série de variações do PLD Mensal do Sudeste.

No entanto, a Figura 10 apresenta a série de variações da Energia Natural Afluente (ENA) do Sistema Interligado Nacional (SIN), medida em percentual da Média de Longo Termo (MLT). Nota-se que as variações são frequentes, como era de se esperar, porém, com amplitude muito menor que as variações de PLD. A volatilidade para a ENA no mesmo período foi de 21%, enquanto a volatilidade do PLD foi de 53%.

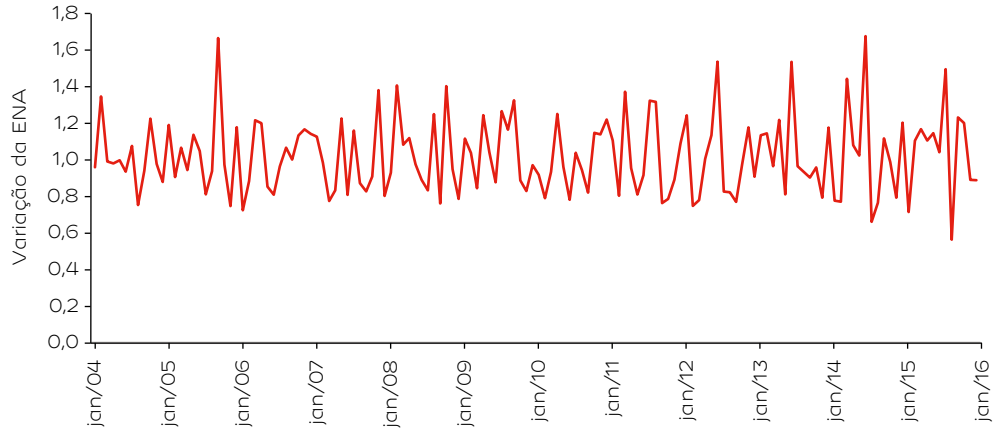

Figura 10 – Série de variações da ENA Relativa do SIN.

Ocorre que, além da volatilidade associada à produção de energia – sobretudo às vazões afluentes aos reservatórios – a incerteza do valor do PLD é acentuada pela metodologia dos próprios modelos matemáticos, o que dificulta o acoplamento entre operação e preços.

Naturalmente, a otimização do custo de operação de um sistema hidrotérmico é uma função não linear: as usinas termoelétricas mais baratas vão sendo acionadas primeiro e aumentar a produção termoelétrica significa despachar usinas cada vez mais caras (adicionar 1 MW de produção termoelétrica quando as primeiras usinas são acionadas custa muito menos do que adicionar 1 MW quando várias usinas estão operando). Ocorre, contudo, que na cadeia de modelos utilizadas hoje no cálculo do PLD, utilizam-se aproximações lineares da função de custo de operação do sistema.

Em termos de custo de operação do sistema, o custo não linear se aproxima muito da sua aproximação linear por partes. No entanto, conforme pode ser observado na Figura 11, o custo marginal de operação varia muito entre as modelagens, e o custo marginal de operação é justamente o PLD.

No caso não-linear, o custo marginal é contínuo e muito bem-comportado; na aproximação linear por partes o custo marginal varia em degraus, demonstrando um comportamento muito volátil em função do despacho termoelétrico.

Considerando que o despacho termoelétrico depende substancialmente das vazões afluentes, o PLD passa a ter um comportamento muito volátil em função das vazões afluentes e o preço da energia elétrica resta muito dependente, aliás, muito mais do que outros produtos cujas chuvas também interferem no processo produtivo.

Por exemplo, quando se analisam os

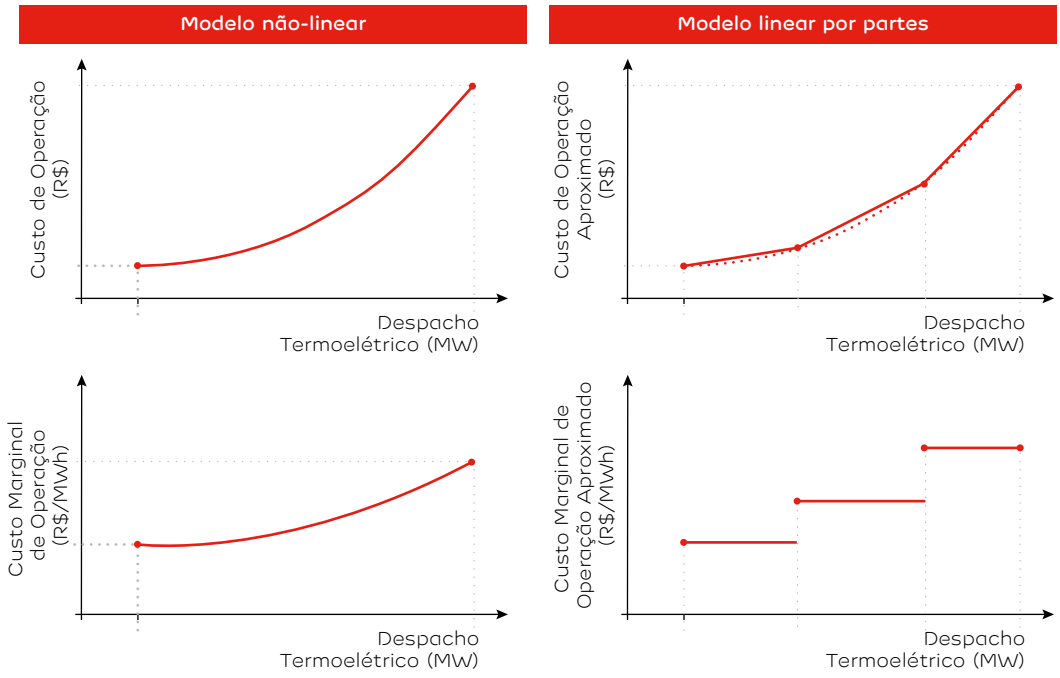

Figura 11 – Modelagem Não-Linear e Linear por Partes para o Custo de Operação e para o Custo Marginal.

preços de algumas *commodities* que são influenciados pela hidrologia, cuja formação de preços se dá pela interação entre a oferta e a demanda, nota-se que os preços são muito menos voláteis do que o PLD (veja a Figura 12).

Apesar do preço do tomate apresentar variações frequentes, a amplitude ainda é significativamente menor que a do PLD, sendo que a volatilidade da commodity é de 31%, frente aos 53% do PLD. As demais *commodities* apresentaram volatilidades ainda menores: com 6% para o trigo e 9% para o açúcar. Novamente, a volatilidade do PLD com os modelos atuais é de 53%!

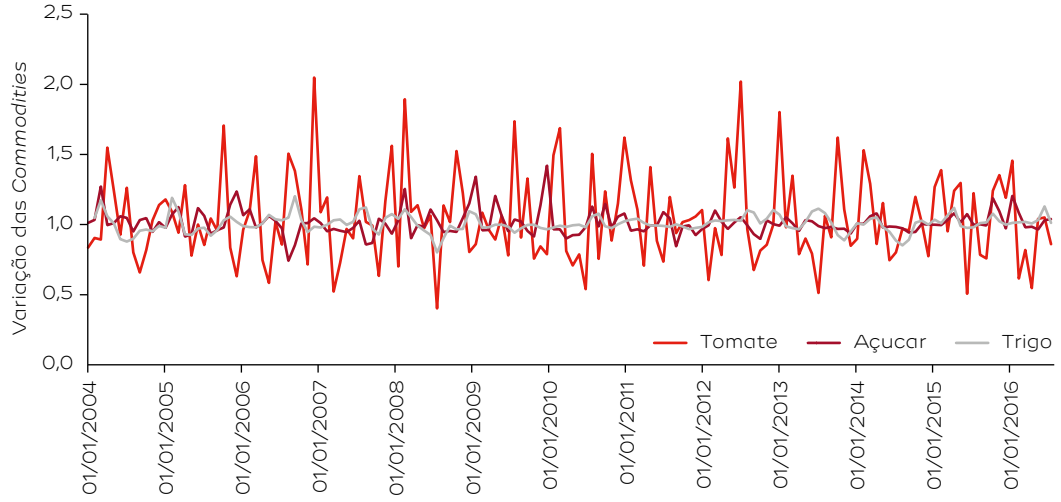

Figura 12 – Variação de preços do tomate, açúcar e trigo.

A significativa volatilidade do PLD se traduz em incertezas, caracterizando riscos e impactos diretos sobre a liquidez do mercado e nos preços da energia elétrica praticados de forma ampla e irrestrita, com desdobramentos para todos os consumidores do país. Com efeito, quanto maior o risco percebido, maior o preço praticado pelos agentes de produção e, assim, maior a tarifa do consumidor final. Em casos extremos, quando o risco percebido é muito elevado, as negociações contratuais acabam por não ocorrer, pois os agentes de produção entendem que realizar a venda pode lhes custar muito caro.

Deste modo, para dar liquidez ao mercado, assegurar a continuidade da prestação de serviço e contribuir para racionalidade econômica das tarifas, torna-se imprescindível que a formação de preços conte com credibilidade.

Ademais, uma pesquisa para relacionar a teoria econômica de Preços ao SEB, devido às características de alta inelasticidade do setor, tanto da curva de oferta de energia quanto da curva de demanda de energia, revelou que o preço de mercado em anos de seca tende a disparar, evento que permite lucros extraordinários no mercado de curto prazo, aferidos como Excedente do Produtor.

Nos próximos subitens serão apresentadas as informações sobre a situação atual do modelo de precificação do mercado de curto prazo, com a problemática dos sistemas computacionais, assim como da ausência de sinalização econômica da utilização dos recursos para os consumidores.

5.1 AS MUDANÇAS NOS MODELOS MATEMÁTICOS

Atualmente, o PLD é calculado a partir de modelos computacionais. Assim, além do risco hidrológico, há o risco associado aos modelos, incluindo suas metodologias, procedimentos para montagem da base de dados, dos dados que modelam as diversas usinas, etc.

Para demonstrar esses riscos de forma inconteste, está apresentado na Tabela 8 um levantamento das várias mudanças do modelo computacional nos últimos anos, as quais alteraram de forma significativa os valores de PLD, amplificando ou atenuando de forma imprevisível as suas oscilações.

Versão Despacho Data	Breve Descrição das Mudanças
Versão 12 DSP 850 25/10/2004	1. Correção no cálculo das vazões incrementais de usinas a fio d'água. Este problema pode surgir quando há dois rios com reservatórios que se encontram a montante de mais de duas usinas a fio d'água em cascata. 2. Incorporação da aversão ao risco: penalidade variável e penalidade fixa. 3. Ajuste no cálculo da derivada que gera o corte de Benders relacionado à parcela da meta de desvio de água controlável. 4. Alteração na indexação do vetor de configuração da parábola de geração hidráulica máxima. 5. Utilização de ruídos diferentes por subsistema, para a geração dos cenários de afluências na simulação backward. 6. Inclusão da possibilidade de seleção dos ruídos que serão adotados na geração dos cenários de afluência da simulação forward, para o cálculo da função de custo futuro (escolha através de uma chave no arquivo de dados gerais). Neste caso, os ruídos são selecionados a partir do conjunto de ruídos utilizados na geração dos cenários da simulação backward, de forma a garantir que os ruídos adotados no passo backward sejam utilizados pelo menos uma vez no passo forward. 7. Aprimoramento do processo de reamostragem (Bootstrap). 8. Tratamento de usinas hidroelétricas do tipo NE durante o cálculo de energia de desvio de água. Sua vazão passa a ser considerada na usina de jusante.
Versão 13 DSP 2.955 26/09/2007	1. Aprimoramento no uso da tendência hidrológica informada por posto: é permitida a funcionalidade de ir direto para a simulação final utilizando uma política de operação previamente calculada. 2. Consideração de variável de folga para a restrição de atendimento à meta de energia de vazão mínima. Essa variável é penalizada na função objetivo e o valor dessa penalidade é informado pelo usuário através do arquivo de penalidades (e.g. PENALID.DAT).
Versão 14 DSP 2.707 23/07/2008	1. Inclusão da possibilidade de representação de restrições de intercâmbio com agrupamento livre. 2. Inclusão da possibilidade de representação da energia de submotorização como função das energias afluentes médias históricas. 3. Inclusão da derivada da função de perdas a fio d'água no cálculo dos cortes de Benders que representam a função de custo futuro.

Versão Despacho Data	Breve Descrição das Mudanças
Versão 15 DSP 2.256 23/06/2009	1. Modelagem da função de perdas por engolimento máximo de usinas a fio d'água usando MARS (Multivariate Adaptive Regression Splines). 2. Aperfeiçoamento da modelagem de subsistemas com vínculo hidráulico considerando somente cascatas pertencentes aos subsistemas hidraulicamente acoplados. 3. Inclusão de todos os desenvolvimentos relativos à Amostragem Seletiva. 4. Implantação de um critério conjunto de parada do processo iterativo do cálculo da política ótima de operação.
Versão 16 DSP 2.747 17/09/2010	Versão 16.1: Implantação da modelagem de despacho antecipado de usinas térmicas a gás natural liquefeito (GNL). Versão 16.2: Desconsideração do critério de mínimo ZSUP na iteração corrente quando o critério de parada for composto apenas pelo critério estatístico de convergência. Versão 16.3: Inclusão de procedimento em que a Amostragem Aleatória Simples substitua a Amostragem Seletiva quando o número de cenários hidrológicos utilizados nas simulações forward e/ou backward do cálculo da política ótima de operação for menor do que um valor mínimo (5 cenários).
Versão 17 DSP 3.997 14/12/2012	Versão 17: 1. Aplicação de alocação dinâmica de memória em trechos do programa. 2. Inclusão de procedimento para resolver PLs que apresentaram inviabilidades muito pequenas (da ordem de 10-6). 3. Seleção dos cortes de Benders da função de custo futuro a serem utilizados no algoritmo de PDDE em cada problema de despacho de geração. 4. Mecanismo de Aversão a Risco: SAR. 5. Mecanismo de Aversão a Risco: CVaR. Versão 17.5.1: 1. Reestruturação de procedimentos utilizados no processamento paralelo, o que possibilitou uma redução significativa do tempo computacional em qualquer uma das opções de mecanismos de aversão a risco (MAR), e também no caso de não adoção de MAR. Em particular, houve uma sensível redução na opção SAR.
Versão 19 DSP 4.288 18/12/2013	1. Reestruturação da montagem do problema de programação linear de forma a considerar em cada subsistema/submercado apenas as restrições de antecipação térmica selecionadas pelo usuário; al de fuga médio das usinas. 2. Substituição da parábola de correção por um ajuste linear nos casos onde a concavidade da parábola for diferente do esperado, em termos da convexidade do problema 3. Retirada da variável "Excesso de Energia por REE" da formulação do problema de otimização. 4. Ajuste na formulação do problema de despacho ótimo de forma que a energia vertida contribua para o atendimento da energia de vazão mínima.

Versão Despacho Data	Breve Descrição das Mudanças
Versão 20 DSP 2.406 28/07/2015	1. Reformulação da modelagem de restrições elétricas internas ao REE Versão 21.1: 2. Cálculo da energia devido a entrada de novos reservatórios considerando a restrição de volume de espera. 3. Aumento da precisão numérica de variáveis utilizadas no cálculo do reservatório equivalente de energia.
Versão 22 DSP 3.888 01/12/2015	1. Inclusão da Nova SAR. 2. Correção no dimensionamento dos parâmetros enviados para o gerenciamento de PLs. 3. Ajuste na alocação de memória de variáveis relativas ao processo de Seleção de Cortes de Benders
Versão 23 DSP 3.237 12/12/2016	1 Leitura dos fatores de perda na rede de transmissão por ano e patamar de carga. 2. Inclusão do procedimento de Seleção de Cortes
Versão 24 DSP 4.166 11/12/2017	1. Modificação no cálculo do engolimento máximo para usinas fio d´água de forma a considerar também a parcela do engolimento máximo associado à turbina.
Versão 25 DSP 2.67 20/11/2018	1. Alteração no cálculo da cota máxima utilizada na crítica dos valores de CMONT para usinas com reservatório

Tabela 8 - Mudanças no Modelo de Formação do PLD.

Com relação aos dados de entrada que são atualizados periodicamente para adequar o processo de formação de preço ao planejamento e programação da operação, é importante estabelecer melhor equilíbrio entre a previsibilidade das alterações e a aderência à realidade, além de aumentar a transparência no processo, isonomia entre os agentes e a participação ampla e direta dos atuantes no setor. Isto se demonstra tão primordial, que o próprio MME instituiu o Grupo de Trabalho "Governança dos Modelos Computacionais", no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do SEB (CPAMP), com o objetivo de delimitar competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo SEB, resultando na Resolução nº7, de 2016, do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE).

Posicionamento EDP 4 – Utilizar Modelos Computacionais de Código Fonte Aberto e com Adequada Governança

A EDP defende que, enquanto não houver formação de preços por oferta, devem ser utilizados modelos computacionais de código fonte aberto, com amplo conhecimento público, com adequada governança de parâmetros e premissas, para promover a transparência do processo.

No ano de 2008, a ANEEL realizou a Chamada 001/2008 – Projeto Estratégico: "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico", para desenvolvimento de projetos de P&D, fazendo constar:

> Contudo, além da possibilidade de aperfeiçoamento dos modelos oficiais, é interessante buscar novas abordagens para o problema, a fim de construir um ou mais paradigmas que, certamente, permitirão importantes aprimoramentos nos processos associados ao planejamento e à programação eletroenergética.
>
> Dessa forma, considera-se de grande relevância para o SEB o desenvolvimento de outros modelos de otimização do despacho hidrotérmico visando atender ao mercado de energia elétrica com menor custo possível e garantindo a oferta futura de recursos energéticos.

Da chamada restaram habilitados 5 projetos, com investimento total de R$ 45.055.597,38, onde foram desenvolvidos sistemas bem-sucedidos de despacho e com códigos publicamente abertos. O projeto desenvolvido pela EDP com a participação da UNICAMP, por exemplo, foi responsável pelo desenvolvimento do modelo ODIN, que rendeu a capacitação de pesquisadores, assim como a publicação de artigos nacionais e internacionais, como o artigo "ODIN: Metodologia para a Otimização do Despacho Interligado Nacional", apresentado no VI CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, realizado no ano de 2011 em Fortaleza, premiado como o melhor artigo apresentado no evento.

Outro projeto, desenvolvido pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e o LabPlan, foi responsável pelo desenvolvimento do modelo SMERA, que trouxe inúmeras contribuições em termos de evoluções nas modelagens, além do desenvolvimento de equipe altamente capacitada e que continua com o desenvolvimento da ferramenta, tornando-se um projeto perene.

Tratam-se de projetos que encontraram, durante a fase de execução, soluções para os problemas de modelagem, promovendo um modelo mais robus-

to que otimizaram o processamento dos cálculos, permitindo, assim, que a melhoria da representação das usinas ou regiões, sem comprometer o tempo de processamento.

Há, ainda, outras opções no mercado de sistemas computacionais que executam as mesmas tarefas do NEWAVE e com aplicação em diversos países, como é o caso do sistema SDDP, desenvolvido e comercializado pela consultoria PSR.

Posicionamento EDP 5 – Promover a Concorrência dos Modelos Utilizados no Setor

A EDP defende a abertura de concorrência dos modelos utilizados no setor para incentivar os seus desenvolvimentos e mantê-los em linha com o estado da arte.

O mesmo questionamento se aplica aos demais modelos computacionais utilizados oficialmente no SEB, como o DECOMP, SUISHI e DESSEM, que não contam com código aberto e de amplo conhecimento apenas de alguns pesquisadores, uma vez que trabalham na empresa proprietária dos mesmos.

A EDP também entende que, mesmo modelos mais complexos e realistas, não devem promover um bom resultado, se os dados de entrada não estiverem tratados e monitorados periodicamente.

Posicionamento EDP 6 – Revisar os Parâmetros Técnicos e Demais Dados Utilizados nos Modelos

A EDP defende a revisão dos parâmetros técnicos das usinas e demais dados que são utilizados nos modelos, assim como a revisão dos métodos adotados para o cálculo das variáveis estimadas, como as vazões naturais afluentes.

6. decisões metodológicas

consulta pública mme 71/2019

O objetivo principal das reformas propostas é o acoplamento entre o despacho programado e o despacho real no SEB, sobretudo com uma regulação que respeite o princípio da razoabilidade econômica. Para que haja razoabilidade econômica, os sinais de preço precisam ter credibilidade e fluir pelo sistema elétrico, apresentando informações relevantes para nortear o comportamento dos agentes de produção, de rede e de consumo.

Nesse item são abordadas questões relevantes da CP71, concernentes a algumas questões de cunho conceitual e metodológico que foram explicitamente endereçadas aos agentes e interessados no processo de formação de preço no mercado de curto prazo, para que oferecessem contribuições que pudessem subsidiar os decisores na definição de soluções para dúvidas relevantes que ainda persistem e cuja solução é essencial para permitir a implantação efetiva da precificação horária do PLD.

6.1 DEFINIÇÃO SE A FORMAÇÃO DE PREÇOS HORÁRIOS NO MCP DEVE CONTEMPLAR OU NÃO A REPRESENTAÇÃO DA REDE ELÉTRICA

Da análise da documentação da CP71, fica patente que um dos principais pontos ainda pendentes de definição se refere à formação de preços em base horária com metodologia que considere, ou não, a representação da rede regional de transmissão na rotina de cálculo, além de obviamente se representar sempre as restrições de fluxo nas interligações entre submercados distintos.

De início há que se ponderar que a operação do sistema deve considerar a rede elétrica e seus consequentes rebatimentos nos despachos das usinas e na definição da RPO. Em termos de formação de preços, adotar a representação da rede regional de transmissão implica em se obter preços horários por barra do sistema, mais conhecidos por "Preços Nodais" e este fato leva a considerações adicionais que ponderem o alcance das decisões que se pode adotar no momento!

A implantação de preços nodais no MCP estaria fora da competência da CP71, devendo-se continuar com a utilização de Preços Zonais que se caracterizam por preços distintos por submercado, mas idênticos em todas as barras de cada submercado.

Ainda assim, se pode ponderar que, independente de se apreciar inicialmente as comparações de ordem quantitativa oportunamente oferecidas no âmbito da documentação da CP71 (Relatório "Decisões Metodológicas atreladas ao cálculo do PLD horário"), carece de uma sólida justificativa conceitual adotar o cálculo do preço do MCP considerando a rede completa, quando o modelo do setor considera que para efeito de aplicação na liquidação das transações se deve utilizar um preço definido por área (região elétrica ou submercado).

De fato, faz todo sentido calcular o CMO com a rede completa para efeito de se definir os despachos e a Reserva de Potência Operativa locacional, no âmbito do planejamento da operação do SIN (competência do Operador do Sistema Elétrico), mas calcular o preço do MCP, para efeito de valoração das diferenças entre quantidades contratadas e geradas / consumidas, com todo requinte metodológico e, em seguida, aplicar um critério heurístico e arbitrário para produzir um preço que represente um valor único para toda uma região do SIN, anula justamente o efeito de sinalização econômica locacional que adviria de se incorporar os efeitos da rede elétrica no cálculo do PLD.

Conforme se pode concluir apreciando as simulações concernentes aos casos "com e sem rede" constantes da vasta documentação da CP71, o efeito perceptível da representação da rede, após a "transformação" dos preços nodais em preço zonal, é uma elevação do valor médio que ocorre no caso "com rede", haja visto o fato de incorporar o efeito das restrições internas de cada submercado na definição dos despachos das usinas hidroelétricas e termoelétricas, reduzindo o espaço de soluções viáveis quando se compara ao caso "sem rede".

A incorporação dessa elevação média de PLD por região, na sinalização econômica a ser proporcionada aos Agentes que operam no MCP, não parece justificar as contra partidas ou "efeitos colaterais" resultantes, podendo-se listar, apenas para fixar ideias, uma maior complexidade na coleta e tratamento das informações necessárias a se processar o DESSEM, o tempo de processamento e uma maior volatilidade do caso com rede, posto que nessa situação se estaria refletindo o efeito de ocorrências conjunturais, como por exemplo a ausência de uma conexão interna a um submercado em um dia, devido a uma contingência, e o retorno dessa conexão ao sistema no dia seguinte. Vale sublinhar ainda que, do ponto de vista dos Agentes atuantes no MCP, a previsão das manutenções de rede que estarão em curso e as indisponibilidades de geração por barra tornam muito mais complexa a tarefa de se construir cenários prospectivos para efeito de simulações com objetivo de projetar preços com antecedência em relação ao cálculo "oficial", para fins de orientação no processo de tomada de decisão.

Em face do exposto, pode-se avançar uma proposta para aplicação, pelo menos, na etapa inicial de aplicação de precificação horária ao MCP, qual seja calcular o PLD em base horária sem considerar as restrições de transmissão internas dos submercados, considerando apenas as restrições de transmissão entre os submercados, como é feito hoje. Nesse aspecto, a implementação do PLD horário não alteraria a forma como se tratam as restrições de transmissão nos modelos como atualmente utilizados, mantendo maior coerência com aquilo que já se incorpora de efeito da rede de transmissão no cálculo do PLD, ou seja, propõe-se considerar apenas as restrições de capacidade de intercâmbio entre submercados.

A proposta de consideração de um PLD sem restrições de rede internas aos submercados está alinhada com as "Considerações Finais" apresentadas no item 2.4 do Relatório "Decisões Metodológicas atreladas ao cálculo do

PLD horário. No caso da Proposta formulada como contribuição a esta CP MME 071/2019, cumpre enfatizar que se procedeu a uma análise detalhada dos prós e contras de cada variante metodológica e, de forma isenta e independente se chegou a esse alinhamento, podendo-se arrolar, como principais justificativas para essa proposição, as seguintes:

i. O modelo de comercialização no Brasil e as regras de comercialização associadas consideram preço zonal (por região elétrica). Manter o cálculo do PLD como é feito hoje, sem incorporar as restrições de transmissão internas dos submercados, significa manter uma certa coerência entre cálculo do PLD e as regras comerciais vigentes, reduzindo a amplitude da ruptura com o status-quo, fato que contribui para mitigar em parte as resistências contra a implementação desejável da precificação horária no MCP brasileiro;

ii. O PLD será derivado da utilização da cadeia de modelos NEWAVE-DECOMP, com inclusão do DESSEM como processamento final para obtenção do preço, de tal forma que o cálculo do PLD horário não representa uma ruptura completa na forma de cálculo atual. Observe-se que o PLD horário acompanha as tendências do PLD semanal calculado pelo DECOMP, sendo que a observação, corroborada por resultados constantes do Relatório já citado no caput desse tópico, de que existe uma maior aderência do PLD horário "sem rede" à forma como atualmente se calcula o PLD, reforça a opção pelo PLD horário "sem rede", pelo menos até que análises mais completas dessa temática sejam efetivadas;

iii. A parcela de ESS que pode ser considerada mais dependente da rede elétrica é aquela originada por restrições de despacho de geração para atendimento à carga, decorrentes de restrições de capacidade de escoamento internas aos submercados. Nessa parcela do ESS observou-se que a utilização do PLD horário "sem rede" potencializa a redução do ESS, quando se compara com o montante de ESS hoje avaliados com preços semanais e por patamar de carga originados pelo modelo DECOMP, embora o caso "com rede" também sinalize redução importante no montante de encargos ao se adotar precificação horária. Convém citar que se for considerada a redução de encargos somente devido ao descolamento do PLD em relação ao CMO, a redução de ESS proveniente da metodologia "com rede" é maior;

iv. A representação da rede, quando considerada, somente é incorporada no DESSEM para o processamento do "dia seguinte" (primeiro dia da programação da operação). Essa representação é considerada suficiente para efeito da operação do sistema, sob responsabilidade do ONS, que precisa determinar a programação da operação do sistema no dia seguinte, com todas as restrições decorrentes da conjuntura do SIN no momento de decidir os despachos e o montante e a alocação da Reserva Girante, ou seja, devem ser representados os condicionantes impostos por linhas, transformadores e unidades geradoras em manutenção forçada ou programada e, portanto, indisponíveis para a operação. Por outro lado, no âmbito da CCEE, a adoção do preço do MCP considerando as restrições elétricas faz com que a previsibilidade e a volatilidade sejam afetadas, uma vez

que, ademais de serem consideradas apenas no primeiro dia do horizonte de comercialização, essas restrições têm componente fortemente conjuntural. O eventual ganho da incorporação da rede no cálculo do PLD, refletido em sinalização econômica locacional, se perde no momento em que se transforma preços nodais em um único preço zonal, através do critério utilizado atualmente (média ponderada pelas cargas);

v. Uma vez que nessa fase inicial de implantação do modelo DESSEM ainda existem casos que os tempos de processamento do caso ONS (inerentemente "com rede") ainda se prolongam por algumas horas, é mais seguro optar por um modelo de formação de preço que não seja também de tão oneroso processamento, visando a divulgação dos preços de curto prazo diários pela CCEE em tempo hábil para os agentes.

Por conseguinte, a EDP considera que o preço do MCP deve ser calculado com o emprego da metodologia denominada "sem rede", caracterizando um único preço para cada submercado. Essa metodologia, dentre outros ganhos a se obter com a adoção da precificação horária, já permite alavancar uma redução sensível no ESS, a despeito das limitações decorrentes da simplificação assumida, quando se compara com a representação mais realista adotada para a operação do SIN. Isto porque o PLD horário reflete melhor as variações da carga ao longo do dia e é justamente desse importante aperfeiçoamento na precificação que advém a redução de ESS.

Duas vantagens evidentes nesta proposta de implantação de metodologia de cálculo de preços horários no MCP, é que as simulações do DESSEM sem rede tem um tempo de processamento relativamente rápido e, além disso, não haverá a necessidade de alterações significativas na regulamentação quanto a incorporações de restrições intra-submercados.

Para as próximas evoluções do modelo DESSEM, sugere-se que se façam estudos visando a diminuição da volatilidade do PLD zonal do modelo DESSEM através de outras heurísticas além da ponderação do preço pelas cargas das barras do caso com rede. Entre essas poderiam ser inclusas heurísticas que incluem, por exemplo, também a geração líquida na ponderação, uma vez que cargas em barras (ou conjunto de barras) isoladas eletricamente tendem a aumentar o preço zonal seriam em parte ponderadas por gerações isoladas eletricamente, associadas a preços locacionais mais baixos.

Posicionamento EDP 7 – Calcular o PLD na modalidade "sem rede"

A EDP considera que, nesta primeira fase de implantação do modelo DESSEM, o PLD horário deve ser calculado com o emprego da metodologia denominada "sem rede".

6.2 DEFINIÇÃO DO PLD EM "HORA CHEIA"

A necessidade de discutir este tema decorre do fato de que a programação da operação determinada pelo modelo DESSEM se dá em base semi-horária e o PLD possui previsão de ser definido em base horária. Para compatibilizar os intervalos, a CCEE adotou, inicialmente, a metodologia de calcular uma média das variáveis de entrada do modelo (carga e geração das usinas não simuladas individualmente) e aproximar as restrições da segunda meia-hora, transformando, assim, um *deck* com discretização semi-horária das variáveis de entrada em um *deck* com discretização horária, calculando o preço da liquidação das diferenças já em base horária.

O que se tem discutido a respeito dessa opção metodológica invoca o fato de que realizar uma média das variáveis de entrada em um problema de acoplamento temporal pode acabar alterando, em determinadas situações, a região viável do problema, modificando as soluções primal e dual, conforme ilustrado na documentação fornecida pelo MME.

Desse modo, com a atual metodologia de cálculo do PLD, é comum ocorrerem valores de PLD descolados dos respectivos valores de CMO calculados para as meias-horas correspondentes a cada hora. Isso é explicado pelo fato de os problemas não serem equivalentes, com a consequência indesejável de alterar encargos e fornecer sinais econômicos ineficientes.

Para contornar o problema, foram propostas três variantes metodológicas na documentação da CP MME 071/2019, que são:

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

Foram empreendidas várias simulações para subsidiar o direcionamento para uma dessas variantes, comparando-se os resultados perante as seguintes métricas de performance:

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

Avaliando-se os resultados obtidos, a primeira conclusão a que se pode chegar é de que a manutenção da metodologia denominada de "atual" (transformação de decks semi-horários em decks horários para processamento e obtenção direta do PLD horário) é injustificável e efetivamente se deve promover uma alteração metodológica.

No que respeita às três variantes analisadas, se pode dizer que todas tem desempenho similar, com discreta diferença de performance quando observada uma ou outra métrica de avaliação, fato que torna praticamente indiferente o impacto para os Agentes quando se decidir por uma dessas variantes.

Em outras palavras, em termos práticos e objetivos os resultados obtidos são praticamente os mesmos se for adotada a ponderação dos PLDs semi-horários pela carga de cada intervalo, ou se for simplesmente feita a sua média aritmética simples, com avaliação ligeiramente pior em termos de qualidade da sinalização econômica para a

variante em que se adota o maior valor dos períodos semi-horários para representar o PLD de hora cheia. Observa-se ainda que as variações dentro de cada submercado, quando não se representa a rede elétrica, são pequenas a cada meia hora, tornando praticamente indiferente ponderar ou fazer a média simples dos PLDs semi-horários.

Note que foram mencionadas, até então, duas médias ponderadas em contextos diferentes: uma seria a média ponderada dos custos marginais e cargas de cada barra, para estabelecer o custo marginal, por submercado, em um caso com rede; outra seria a média ponderada, para cada submercado, entre o CMO e a carga de cada meia-hora para estabelecer o CMO em base horária.

Propõe-se em manter a distinção entre o período de operação de 30 min e o período de comercialização de 60 min, calculando-se o PLD em intervalos semi-horários e, para fins de contabilização, praticando uma transformação para base horária pela média simples entre os valores calculados para os intervalos de meia hora do respectivo período horário.

Portanto, advoga-se que em nome da simplicidade, previsibilidade e facilidade de reprodução, deve-se adotar a solução pela média aritmética simples das semi-horas, mais simples de ser implementada, uma vez que qualquer que seja a solução adotada, nenhuma permitirá suplantar a questão básica que é o fato de manter-se a divergência entre o período de apuração na CCEE e o período de operação no ONS.

Corrobora com o argumento o fato de que a carga, no presente estágio, ainda entrar como um parâmetro exógeno e não simulável através de modelos definitivos no DESSEM, o que criaria um efeito duplo da projeção da carga nos PLDs horários finais.

Dessa assertiva decorre, imediatamente, uma proposta de evolução da metodologia que implicaria estudar a alternativa de redução do período de apuração para a mesma base temporal do período adotado pela operação que, para implementação, iria necessitar diversas alterações de cunho regulatório, imprescindíveis para o ajuste das normas vigentes.

A evolução proposta é recomendável para um futuro relativamente próximo, na medida em que se deve, tanto quanto possível, buscar a aproximação entre as simulações para operação do sistema e aquelas para fins de definição de preço do MCP, fato que minimamente implica em se ter o período de apuração do preço na CCEE idêntico ao passo de tempo adotado para fins da operação do SIN.

Não é desejável subsistir uma diferença entre esses dois períodos de análise (operação e formação de preços), muito embora soluções como adotar a média aritmética simples ou ponderada entre PLDs semi-horários permitam contornar esse problema e portanto, tornam possível adotar a evolução da precificação no MCP para granularidade horária. Ademais, não é desejável que o modelo setorial apresente em sua essência esse tipo de discrepância de análise e, por isso mesmo, convém abreviar o tempo de utilização de medidas paliativas, como as propostas nessa CP.

Posicionamento EDP 8 – Calcular o PLD pela Média Simples das Semi-Horas

A EDP considera que, nesta primeira fase de implantação do modelo DESSEM, em nome da simplicidade, previsibilidade e facilidade de reprodução, a média aritmética simples das duas meia horas saídas do modelo atende os objetivos de formação do PLD horário. Como aprimoramento, propõe-se estudar a alternativa de redução do período de apuração para a mesma base temporal do período adotado pela operação.

6.3 DEFINIÇÃO RELATIVA AO TRATAMENTO DE DECISÕES BINÁRIAS PARA DETERMINAÇÃO DO CMO / PLD

Os problemas de despacho resolvidos pelo modelo DESSEM são de programação linear inteira-mista, para os quais os multiplicadores duais não são definidos e, para calculá-los, é necessário realizar alguma relaxação do problema de otimização inteira. Para o modelo DESSEM, duas alternativas foram propostas: (i) fixar todas as variáveis binárias obtidas da solução inteira e resolver o respectivo problema linear inteiro misto, tanto para as unidades acionadas como desligadas ou (ii) fixar apenas as variáveis binárias que possuem valor 0 – desligadas – e resolver o respectivo problema linear com as demais usinas podendo ou não ser acionadas.

A alternativa (i) é a adotada atualmente e foi utilizada em todo o período de validação do modelo. No entanto, por conta de ser necessário realizar uma simplificação para o cálculo dos custos marginais, estes podem ser incoerentes com o despacho obtido através do modelo inteiro-misto, ocasionando em situações com usinas despachadas com CVU maior do que o custo marginal calculado.

A alternativa (ii) não foi muito discutida com os agentes durante o período de avaliação e possui a contrapartida de, no caso de haver custos de parada e partida, os custos marginais sofrerem impactos indesejados. Uma terceira alternativa seria o cálculo de custos marginais utilizando outras estratégias de relaxação, como a relaxação Lagrangeana – isto, porém, no melhor de nosso conhecimento, não foi discutido com os agentes durante a validação do modelo DESSEM.

No que se conclui que a alternativa atualmente utilizada, opção (i), é a mais adequada para iniciar a opera-

cionalização e uso do modelo DESSEM. No entanto, é necessário salientar que as consequências dessa escolha, relativas principalmente à remuneração das termoelétricas estejam observadas, conforme discutido na Seção 7.4.2. Sugere-se também que sejam iniciadas as investigações e discussões com os agentes a respeito das demais alternativas e de seus impactos.

Posicionamento EDP 9 – Fixar as Variáveis Binárias para Cálculo do CMO/PLD para se Iniciar a Operacionalização e Uso do DESSEM

A EDP acredita que a alternativa que fixa as variáveis binárias oriundas do modelo linear misto-inteiro para o cálculo do CMO e PLD, através de programação linear, é a mais adequada para se iniciar a operacionalização e uso do modelo DESSEM.

Essa postura se justifica pela necessidade evidente de estudos adicionais abrangentes e de desenvolvimentos relevantes no modelo computacional para o tratamento de variáveis de decisão binárias em que se pretende adotar como contínuas algumas variáveis de decisão binárias e inteiras, afim de reduzir tempo de processamento para obtenção de solução, fato que recomenda fortemente a não adoção da "opção (ii)" na formação de preço no estágio atual de estudos concernentes à matéria e de desenvolvimento do modelo DESSEM.

6.4 PROCESSOS DE OBTENÇÃO DE DADOS E DE CONDUÇÃO DOS CÁLCULOS DO CMO E DO PLD

Considerando e reconhecendo todo o esforço que vem sendo desenvolvido pelos envolvidos nos processos de obtenção de dados e de condução dos cálculos do CMO e do PLD, a EDP apoia integralmente as propostas para o seguimento das atividades contidas na Documentação da CP MME 071/2019.

Não obstante, é necessária a definição de regras, ainda a ser regulamentada pela Aneel, para divulgação do PLD em situações de contingência, uma vez que o procedimento proposto não considera que no segundo dia, por exemplo, estejam disponíveis cálculos de PLD em base horária. Uma vez que os resultados diários do modelo DESSEM serão utilizados para definir o despacho energético para o SIN, essas regras devem abranger os procedimentos operativos a serem adotados no âmbito dos Procedimentos de Rede a serem observados pelo ONS. Além disso, uma vez que seus resultados também serão utilizados para definição do PLD em base horária, será necessária

a definição de regras de contingências também nas Regras de Comercialização no âmbito da CCEE.

Uma proposta que merece ser estudada é a utilização em contingência de uma discretização do PLD semanal já calculado, com base na última curva de PLD horário calculada, para o dia típico que se necessite divulgação.

O PLD semanal é calculado para as semanas operativas do DECOMP, sendo que nos dias em que não for possível divulgar o PLD calculado efetivamente em base horária, o esquema de contingência permitiria utilizar o PLD semanal, com abertura em base horária que seguiria o perfil do último dia típico correspondente, para o qual tenha sido calculado o PLD horário.

Cumpre externar que os trabalhos conduzidos no âmbito do SGOP foram detalhados o bastante para que se pudesse atingir o melhor estágio possível no suprimento de informações e de previsões necessárias.

Não obstante, se destaca a necessidade de manter o ritmo de evolução no processo de obtenção, armazenamento e divulgação dos dados históricos utilizados na programação semi-horária da operação e no cálculo horário do PLD, buscando sempre dar publicidade aos dados e previsões utilizados nos cálculos, de modo a permitir a reprodutibilidade dos resultados.

Entre esses é de sumária importância a divulgação de dados referentes ao processo de consolidação da previsão da carga para a programação diária da operação eletroenergética. Além disso, tendo em vista a total transparência dos modelos satélites que influenciem a formação dos despachos/preços, é interessante ter em mente que, com a evolução do modelo energético brasileiro, é de fundamental importância a redução das heurísticas não modeladas e não totalmente reprodutíveis utilizadas pelas instituições do setor.

Percebe-se que existem ainda evoluções a serem alcançadas, mas o processo de validação do modelo no estágio apresentado nos Documentos da CP71 configura evoluções muito relevantes em relação ao método de cálculo que se utiliza atualmente, baseado em metodologia de semana/patamar para a fixação do preço no MCP.

Posicionamento EDP 10 – Implantar Planos de Contingência

A EDP entende que, antes da implantação efetiva do Modelo DESSEM, seja implementada a regulamentação de planos de contingência para os dias em que não seja possível a definição do despacho/PLDs através do modelo de curtíssimo prazo. Cumpre ressaltar também que é de fundamental relevância aos agentes a publicidade dos dados, previsões e modelos utilizados nos cálculos, de modo a permitir a reprodutibilidade dos resultados.

7. análises de impactos e dados

A mudança de preços semanais por patamar para preços horários produz impactos sobre o valor das posições energéticas dos agentes, sobre o perfil de produção das usinas, sobre os encargos... Enfim, o consumidor e todos agentes e entidades do Setor Elétrico terão que se adaptar a esta mudança.

Para avaliar quantitativamente os impactos citados, ainda que de forma preliminar, foram realizadas neste capítulo análises agrupadas em 4 subseções:

i. Análises do CMO e PLD;

Averiguou-se a volatilidade, desvios e aderências entre o CMO semi-horário, CMO DECOMP e os casos sem rede e com rede do PLD horário.

Os resultados demonstram que em termos gerais para o submercado Sudeste e Sul os perfis de preço de PLD no caso sem rede, assim como o caso com rede, estão aderentes com os perfis de PLD do DECOMP, sendo esse um resultado positivo

tendo em vista a previsibilidade do mercado.

Para o submercado Nordeste, devido ao isolamento elétrico, efeitos de fontes de geração intermitentes e intercâmbios dinâmicos (comutados por meio de restrições lineares por partes e/ou por tabela), a aderência ficou mais baixa e com uma alta volatilidade.

Efeito semelhante foi observado no submercado Norte, que devido às suas características de altas afluências durante o período sombra analisado e limites de intercâmbio para os subsistemas de maior carga apresentou preços muito baixos para o PLD DECOMP e uma alta volatilidade para os casos de PLD e CMO sombras do modelo DESSEM.

Propôs-se ainda explicar a volatilidade de preços auferida pelo modelo DESSEM com relação ao submercado Nordeste, por meio de investigação de casos específicos.

Constatou-se que o comportamento no submercado Norte precisa ser melhor investigado, o que já foi endereçado pela CCEE à CPAMP, principalmente no que concerne às restrições de segurança elétrica.

ii. Impacto em hidrelétricas;

A análise dos efeitos da política de despacho do DESSEM na geração hidroelétrica evidencia que a volatilidade desta geração, mensurada pelas maiores variações da geração entre horas subsequentes do mesmo dia, característica do modelo DESSEM, terá de ser compatibilizada às restrições hidráulicas e elétricas das plantas.

Computou-se o impacto financeiro das alocações de energia no âmbito do MRE quando em discretização horária. Destacou-se, em seguida, a alta correlação entre perfis de geração hidroelétrica e preço quando em apuração horária, de forma que a valoração da geração ao PLD, segundo esta discretização, traduz o benefício auferido

5. FERREIRA, Carlos Kawall Leal. Privatizing the electric power sector in Brazil. Trabalho apresentado no seminário internacional "Privatizaton in Brasil: The case of Public Utilities", BNDES, Rio de Janeiro, 29-30 abril, 1999.

pela fonte ao aportar recurso nas horas de maior consumo.

iii. Impacto em Termoelétricas;

Avaliou-se, do ponto de vista termoelétrico, os perfis de geração observados para a termoelétrica P. Pecém I, bem como os atendimentos às restrições operativas de rampa, *minimum uptime* e *minimum downtime*.

Neste caso, faz-se necessária a consideração de Custos de Parada e Partida precedida de estudos e avaliações de impacto e a compatibilização de remuneração de termoelétricas, por meio da reavaliação de CVUs para diferentes configurações operativas.

iv. Impacto em Encargos.

Foram realizadas as análises com relação ao impacto sobre encargos da implantação do Preço Horário, por meio da comparação dos resultados do PLD/CMO horário do processo sombra com relação à programação do despacho termoelétrico real e análise da contabilização sombra divulgada pela CCEE. Avaliaram-se as receitas não remuneradas dos geradores termoelétricos, as quais precisam ser ressarcidas ao menos pelo seus respectivos CVUs via ESS. As análises foram feitas para o período compreendendo os meses de janeiro até março de 2019, utilizando os dados de entrada e resultados do modelo DESSEM divulgados pelo ONS[1] e CCEE[2].

7.1 ANÁLISES DO CMO E PLD

7.1.1 PERFIS DE PLD PARA OS QUATRO SUBMERCADOS

Nesta subseção serão apresentados os perfis de PLD para os quatro submercados, obtidos dos casos do DECOMP (CCEE), CCEE sem rede, CCEE com rede e ONS, sendo os três últimos resultados do modelo DESSEM. Esta nomenclatura será utilizada ao longo da contribuição para se referir a tais casos. Todos os resultados foram obtidos dos arquivos "sumaoper.dat" dos decks de cada dia disponibilizado para *download*.

Lembrando que, para o caso com rede, o CMO por subsistema é calculado pela média ponderada entre os custos marginais e as cargas de cada barra que pertencem ao submercado.

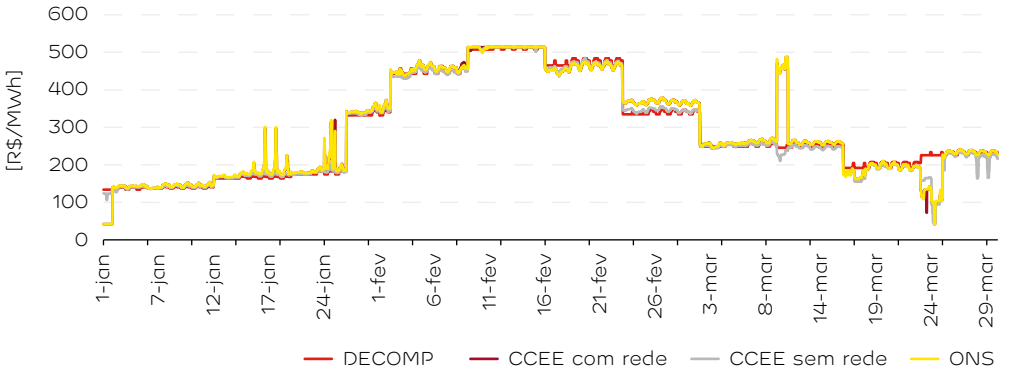

Figura 13 - Perfis do PLD para o Sudeste

1 https://agentes.ons.org.br/publicacao/dessem-sombra/
2 https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtuala

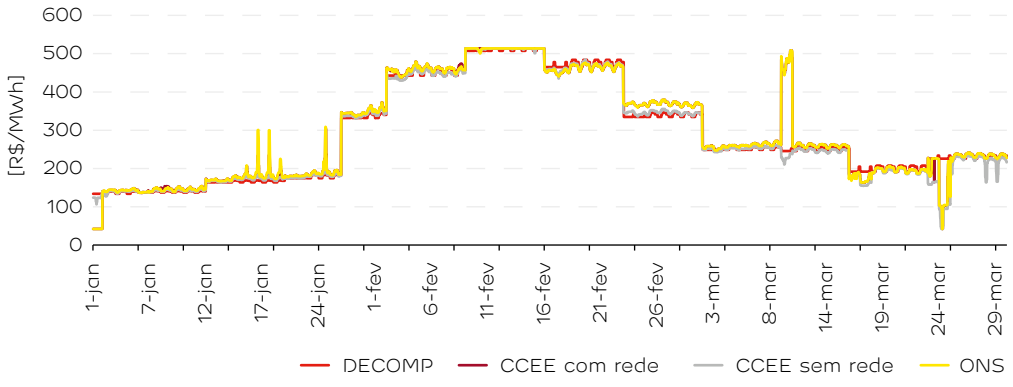

Figura 14 - Perfis do PLD para o Sul

Conforme se pode depreender da Figura 13 e da Figura 14, os perfis de preço horário para os submercados Sudeste e Sul são, a princípio, aderentes ao que já é obtido com o modelo DECOMP.

Naturalmente, algumas variações podem ocorrer, principalmente nos casos executados com a rede elétrica – que possuem restrições de caráter conjuntural e internas aos submercados, o que aumenta o poder da sinalização econômica e, por conseguinte, a variabilidade dos preços. Soma-se a isto, a possível distorção advinda da transformação do preço nodal para zonal no caso com rede.

Os exemplos mais marcantes estão nos dias 10 e 24 de março, sendo que ambos eram domingos. No dia 10, os casos CCEE com rede e ONS apresentaram uma elevação de R$ 200/MWh em relação ao dia anterior, ou seja evoluiram do patamar de preço de R$ 260/MWh para R$ 460/MWh, e voltaram ao patamar de R$ 260/MWh no dia seguinte, enquanto os preços do DECOMP e CCEE sem rede se mantiveram em patamares de preço de até R$ 240/MWh. Verifica-se então que os casos com rede (CCEE com rede e ONS), de fato, podem ser mais restritivos do que o caso sem rede, resultando em acionamento de termoelétricas com CVU superior e aumento de preços.

Já no dia 24, observou-se decaimento dos preços CCEE com e sem rede e ONS com relação ao DECOMP, a explicação com mais detalhes está disposta na Seção 7.1.6 a seguir.

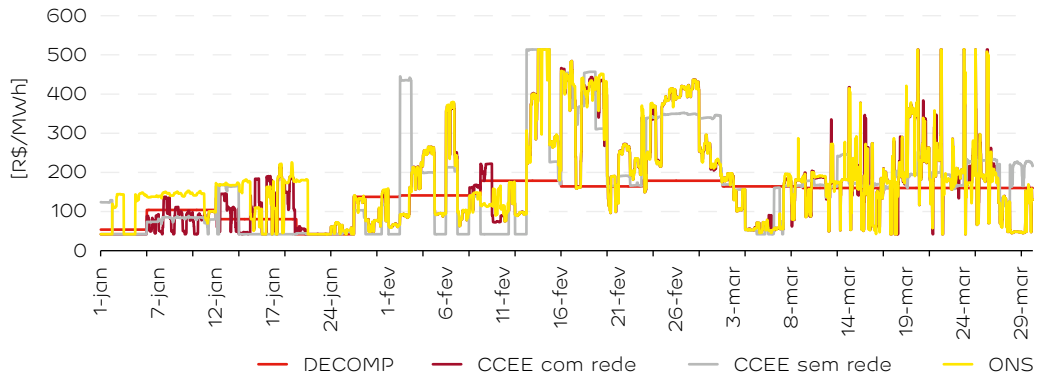

Figura 15 - Perfis do PLD para o Nordeste

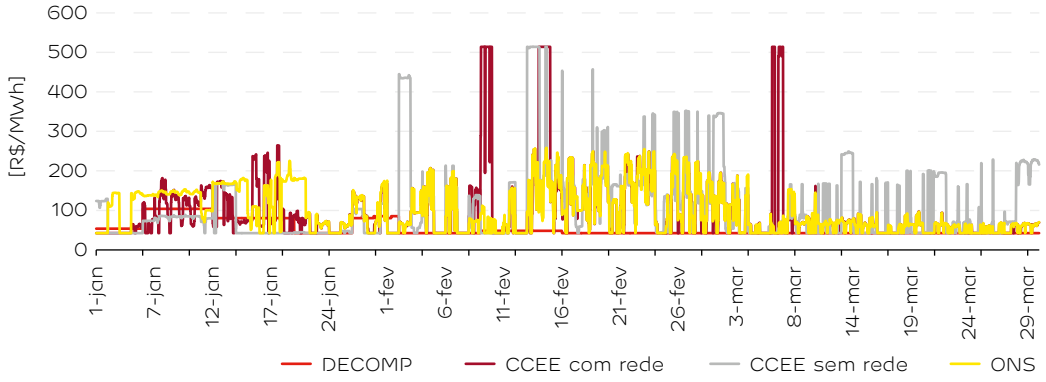

Figura 16 - Perfis do PLD para o Norte

Já para os submercados Nordeste e Norte, Figura 15 e Figura 16, respectivamente, como apresentado nos documentos da CP71, a variabilidade e a diferença entre os casos analisados é bem maior.

Pela comparação dos casos CCEE sem rede e DECOMP, pressupõe-se que a variabilidade da geração eólica e intercâmbios dinâmicos no Nordeste pode estar afetando os resultados do modelo.

A influência das restrições elétricas internas ao submercado é obtida pela relação dos casos CCEE com e sem rede. Os casos CCEE com rede, em geral, estão aderentes aos do ONS, no entanto é possível visualizar um descolamento, principalmente na primeira metade de janeiro, em razão da heurística utilizada para compatibilização das entradas semi-horárias para horárias e restrições desconsideradas nos decks do DECOMP e NEWAVE pela CCEE.

Uma avaliação mais abrangente e específica da volatilidade do preço do Nordeste será abordada na Seção 7.1.5.

7.1.2 COMPARAÇÃO ENTRE CMO DOS CASOS DO ONS E DA CCEE SEM REDE

Nesta subseção serão apresentados os resultados das análises das diferenças entre os custos marginais obtidos do caso ONS (caso com rede) e CCEE sem rede. Foram calculados, para cada etapa (de meia-hora) as diferenças absolutas entre os dois custos marginais, para cada submercado.

Com base nestes valores, para fins de apresentação, foram calculadas as diferenças médias diárias, apresentadas nos gráficos a seguir. Também foram calculadas, para cada dia, as correlações entre os dois custos marginais.

Para os submercados Sudeste e Sul os resultados foram, novamente, similares. A partir das Figura 17 e Figura 19 é possível concluir que a maior parte dos desvios médios diários ficou abaixo dos 15 R$/MWh, com duas exceções: no dia 1 de janeiro (terça-feira) o desvio médio foi de cerca de 100 R$/MWh, e no dia 10 de março (domingo) foi cerca de 250 R$/MWh.

No primeiro caso, o preço com rede ficou próximo a R$ 0/MWh e o sem rede em R$ 120/MWh, das 0 horas até as 20hs, somente a partir das 20hs houve a convergência dos mesmos ao nível do preço sem rede. Este resultado é contraintuitivo pois espera-se que o preço com rede seja maior que o preço sem rede, devido ao aumento de restrições no problema otimizado. Assim, sugere-se que sejam realizadas

análises mais aprofundadas para explicar este efeito.

No dia 10 de março, verificou-se preço com rede superior ao sem rede, devido ao impacto das restrições elétricas que implicam em acionamento de termoelétricas em suas potências mínimas ou inflexibilidades com CVU superior.

Verifica-se ainda um descolamento intra-diário mais significativo entre CMO com e sem rede, sendo o preço com rede superior, nos períodos de consumo mais elevado, tais como início da tarde e noite, o que evidencia o congestionamento da rede nos picos de carga.

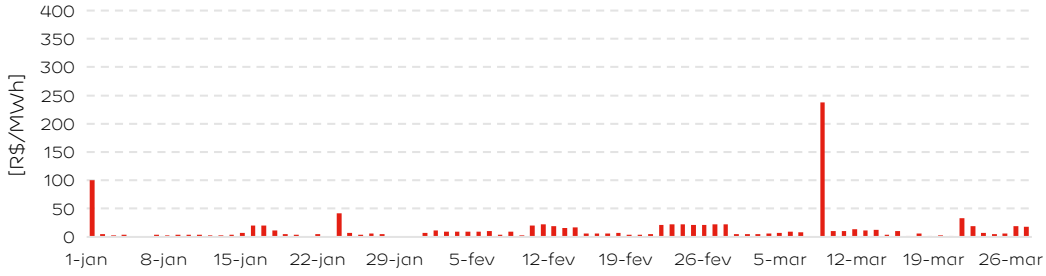

Figura 17 – Média das diferenças absolutas do CMO com e sem rede – Sudeste/Centro-Oeste

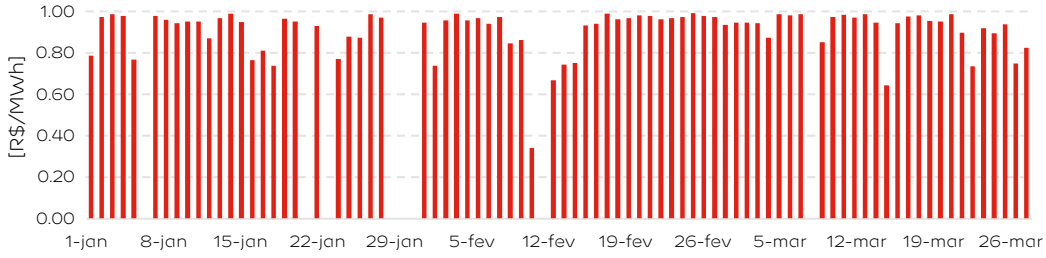

Figura 18 – Correlação diária entre o CMO com e sem rede – Sudeste/Centro-Oeste

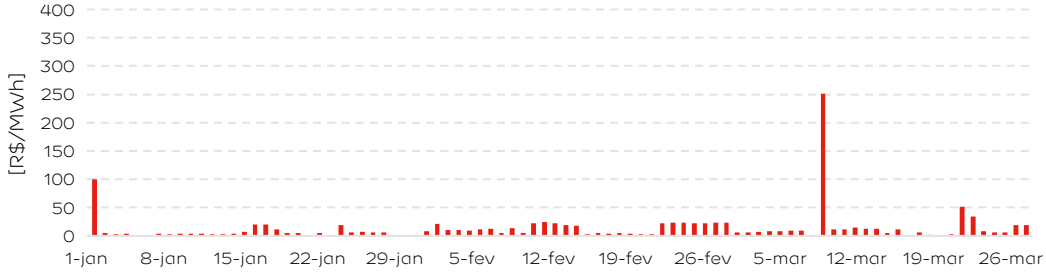

Figura 19 – Média das diferenças absolutas do CMO com e sem rede – Sul

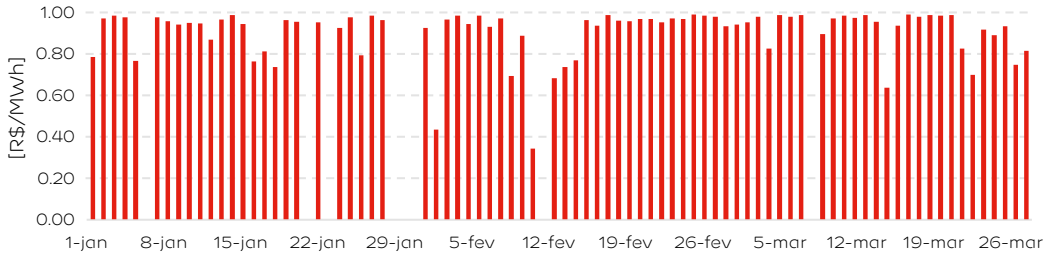

Figura 20 – Correlação diária entre o CMO com e sem rede – Sul

As correlações entre os custos marginais, Figura 18 e Figura 20, foram maiores que 0,8 na maior parte dos dias, indicando um comportamento similar entre as duas rodadas.

Segundo a Figura 21 e a Figura 23, para os submercados Nordeste e Norte as diferenças médias diárias foram, em sua maioria, próximas aos 50 R$/MWh com vários dias passando dos 100 R$/MWh. Em geral, os preços sem rede ficaram em patamares mínimos e aqueles com rede apresentaram maiores valores.

A partir da Figura 21, no dia 2 de fevereiro, verificou-se para o caso com rede que não houve restrição que limitou o intercâmbio entre todos os subsistemas. Já no caso com rede, o isolamento elétrico da região Nordeste e Norte promoveu seu descolamento do Sudeste e Sul.

Todas estas variações abruptas de preço devem ser investigadas em detalhes para que seja garantido o acoplamento entre preço e operação.

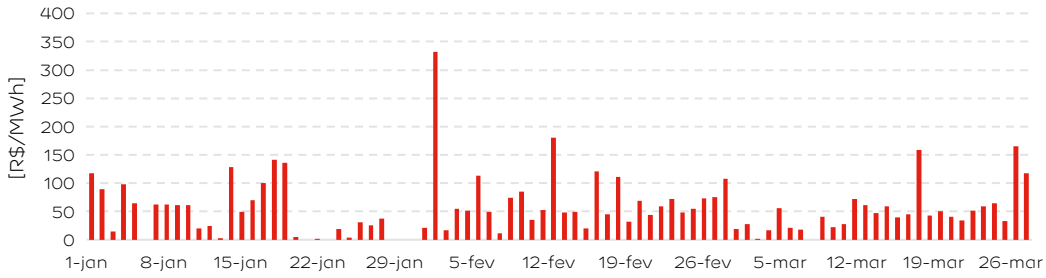

Figura 21 – Média das diferenças absolutas do CMO ONS e PLD sem rede – Nordeste

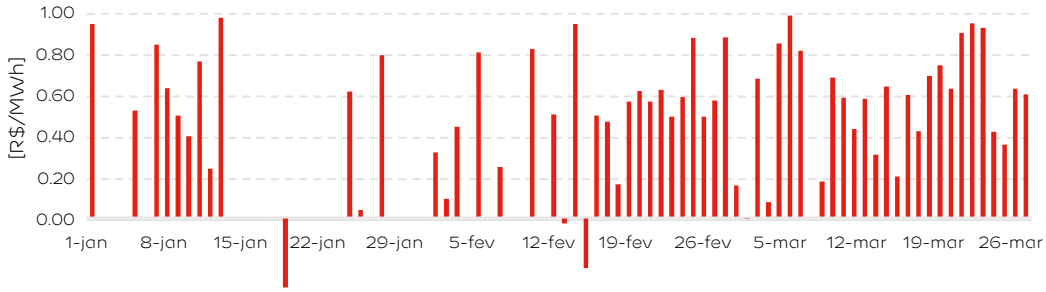

Figura 22 – Correlação diária entre o CMO com e sem rede – Nordeste

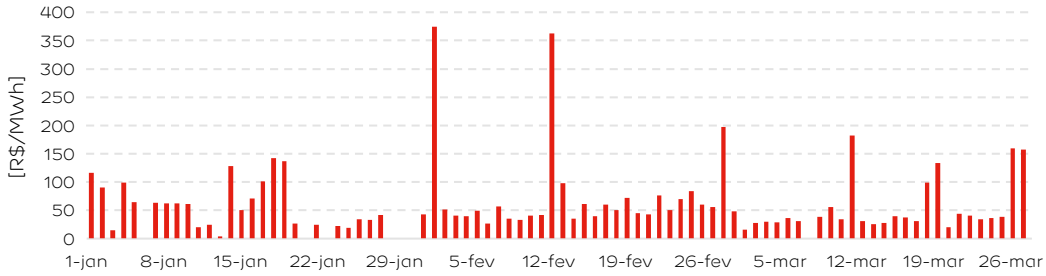

Figura 23 – Média das diferenças absolutas do CMO com e sem rede – Norte

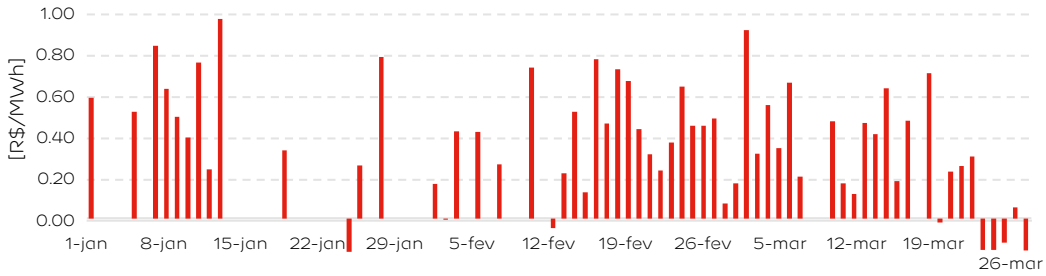

Figura 24 – Correlação diária entre o CMO com e sem rede – Norte

As correlações visualizadas na Figura 22 e na Figura 24, em sua maioria, ficaram abaixo de 0,6, indicando uma grande mudança no perfil dos custos marginais obtidos no caso com rede elétrica para estes submercados.

Possivelmente, aqui se verifica novamente a influência do isolamento elétrico e das fontes intermitentes dos submercados Norte e Nordeste, e como consequência, como os desvios de carga líquida impactam nos diferenciais de preço.

Vale salientar que, em casos que apresentaram correlação muito baixa, os preços com e sem rede estavam no mesmo patamar, porém o preço sem rede mostrou-se estático enquanto o preço com rede apresentou variações ao longo do dia.

7.1.3 COMPARAÇÃO ENTRE O CMO DOS CASOS DECOMP E CCEE SEM REDE

A análise das diferenças médias diárias da seção 7.1.2 foi repetida comparando os custos marginais do caso CCEE sem rede e aqueles obtidos com o modelo DECOMP, comparando-se então os dois modelos de precificação, atual e proposto. Pelo perfil em patamares do modelo DECOMP, a análise da correlação horária não foi realizada.

Confirmando as conclusões feitas na Nota Técnica desta CP, para os submercados Sudeste e Sul, conforme Figura 25 e Figura 26, a correspondência entre o CMO DECOMP e o PLD CCEE caso sem rede é alta.

A única exceção se mostrou no dia 24 de março (domingo), dia em que os

preços CCEE sem rede se mostraram em patamares menores em relação ao computado pelo DECOMP.

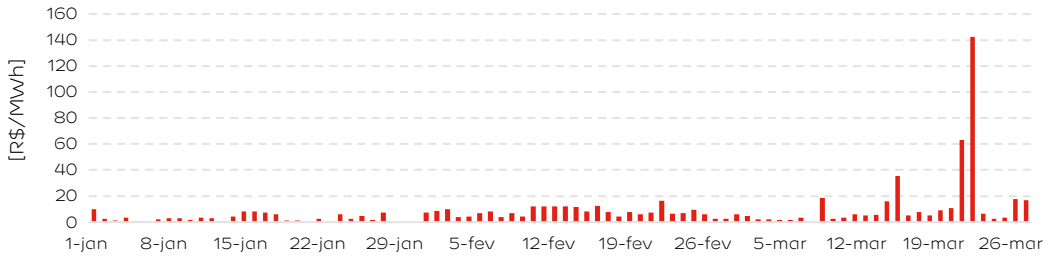

Figura 25 – Média das diferenças absolutas do CMO sem rede e DECOMP – Sudeste/Centro-Oeste

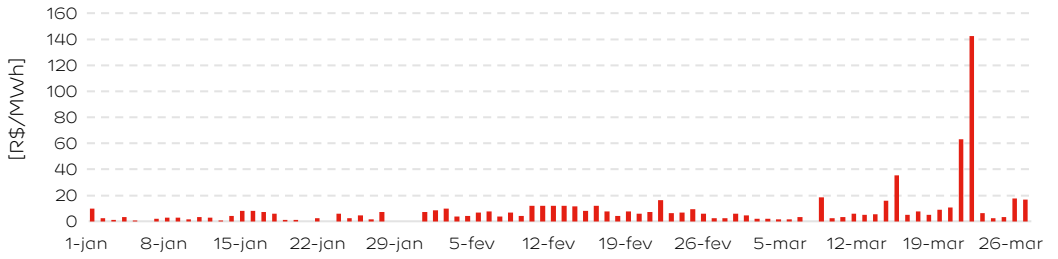

Figura 26 – Média das diferenças absolutas do CMO sem rede e DECOMP – Sul

Das Figura 27 e Figura 28 depreende-se o mesmo padrão de desvios apresentados pelos submercados Nordeste e Norte. Destaque para o período de 13 a 18 de fevereiro, em que o CMO sem rede do Nordeste convergiu para os CMOs do Sudeste e Sul, enquanto o DECOMP se manteve em patamares mais reduzidos. Para os grandes desvios observados no Norte, pode-se constatar razão similar.

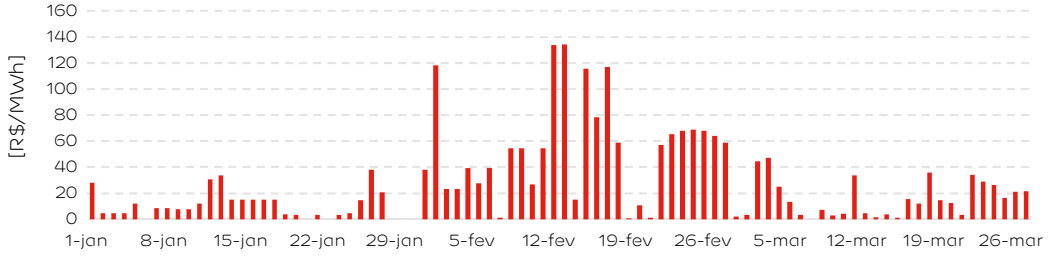

Figura 27 – Média das diferenças absolutas do CMO sem rede e DECOMP – Nordeste

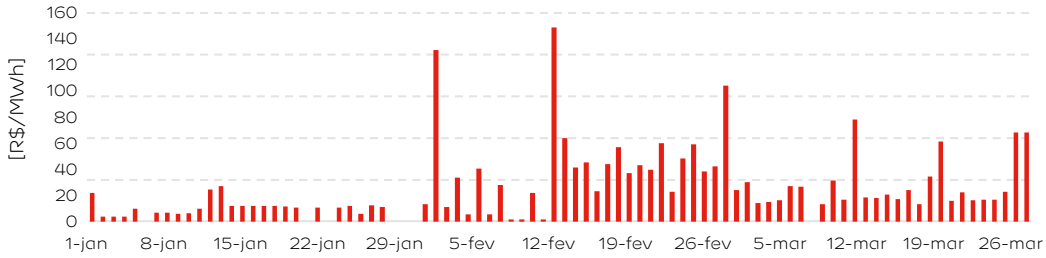

Figura 28 – Média das diferenças absolutas do CMO sem rede e DECOMP – Norte

Conclui-se que para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul verifica-se aderência entre os modelos atual (patamar por semana) e proposto (horário). Para os submercados Nordeste e Norte, porém, há uma disruptura entre os preços calculados pelo modelo proposto em relação ao modelo atual, que deve ser investigada com maior profundidade.

Posicionamento EDP 11 – Investigar as Razões da Mudança de Padrão nos Preços do Norte/Nordeste

Para os submercados Nordeste e Norte as oscilações bruscas de preços devem ser investigadas para avaliar se há acoplamento com a operação.

7.1.4 A VOLATILIDADE DO PLD HORÁRIO: ANÁLISES SOBRE O PLD DO CASO CCEE SEM REDE

Nesta subseção será analisado o comportamento do PLD sem rede do caso CCEE. Com este objetivo, foram calculadas, para os quatro submercados:

(i) maior variação diária, dada pela diferença entre o maior e o menor valor de PLD verificado em um mesmo dia;

(ii) maior variação entre horas subsequentes de um mesmo dia;

(iii) perfil de PLD normalizado pelas médias semanais, com o intuito eliminar da análise a volatilidade causada pelo processo de revisões semanais do PMO, com novas rodadas do modelo DECOMP e, por conseguinte, novas funções de custo futuro para o modelo DESSEM.

Além disto, será apresentado um exemplo de perfil semanal das variações dos preços obtidos com o modelo DESSEM, para os dias úteis da RV4 de março de 2019.

Na Figura 29 e na Figura 31, para os submercados Sudeste e Sul, as variações intra-diárias ficam, na maior parte dos

casos, abaixo dos 20 R$/MWh, com quatro exceções em março chegando a algo próximo ou superior que 50 R$/MWh.

Já na Figura 30 e na Figura 32, as variações entre horas subsequentes ficaram, em sua maioria, na ordem dos 5 R$/MWh, com as mesmas quatro exceções em março passando dos 30 R$/MWh. Estas ocorrências serão examinadas na avaliação da RV4 de março conforme Seção 7.1.6.

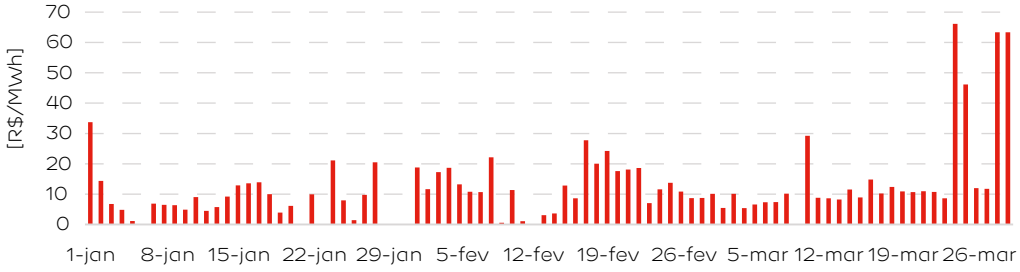

Figura 29 – Máxima variação para o preço de energia em um mesmo dia – SE/CO

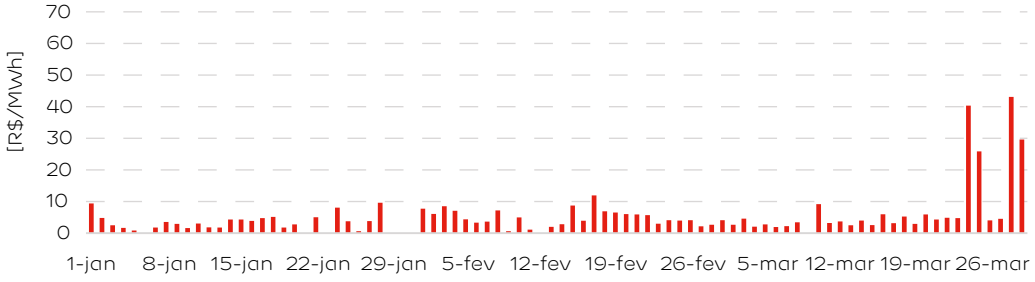

Figura 30 – Máxima variação do preço de energia em horas subsequentes – SE/CO

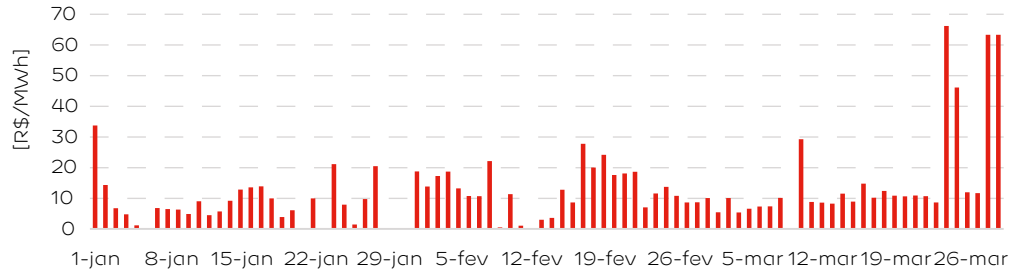

Figura 31 – Máxima variação para o preço de energia em um mesmo dia – Sul

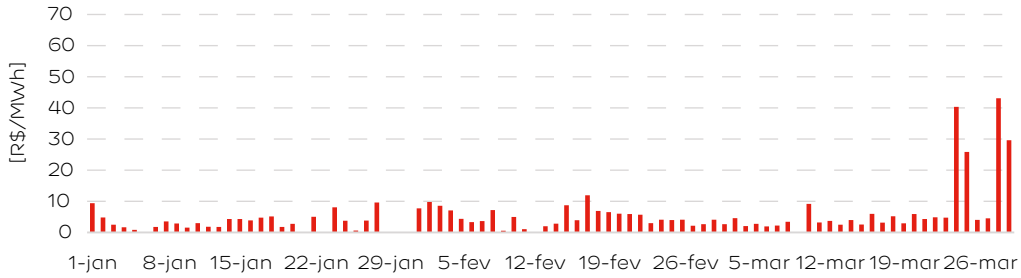

Figura 32 – Máxima variação do preço de energia em horas subsequentes – Sul

Em contraste com as demais análises realizadas, para este estudo, conforme observado na Figura 33 e na Figura 35, o submercado Nordeste apresentou resultados diferentes do submercado Norte. Mais da metade dos casos apresentaram variações máximas dentro de um mesmo dia abaixo dos 10 R$/MWh, e menores que 20 R$/MWh em 75% dos casos. No entanto, em 16 dias foram observadas variações superiores a 50 R$/MWh, alcançando, em casos extremos, 400 R$/MWh.

Para as variações entre horas subsequentes, Figura 34, as constatações são parecidas: aproximadamente 90% dos casos tiverem variações máximas de até 30 R$/MWh, sendo a maioria inferior aos 10 R$/MWh – a maior variação foi 258 R$/MWh. Maior detalhamento será avaliado na Seção 7.1.5.

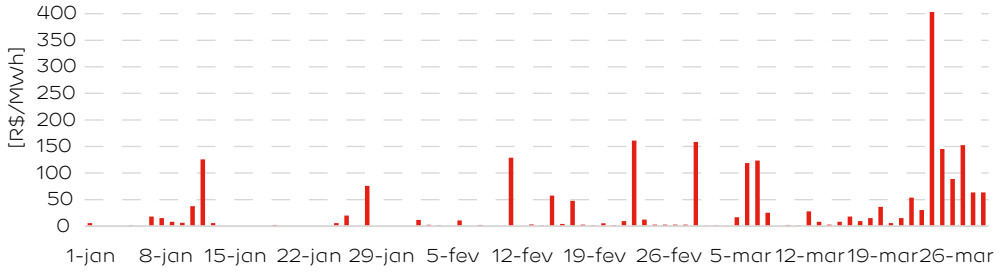

Figura 33 – Máxima variação para o preço de energia em um mesmo dia – Nordeste

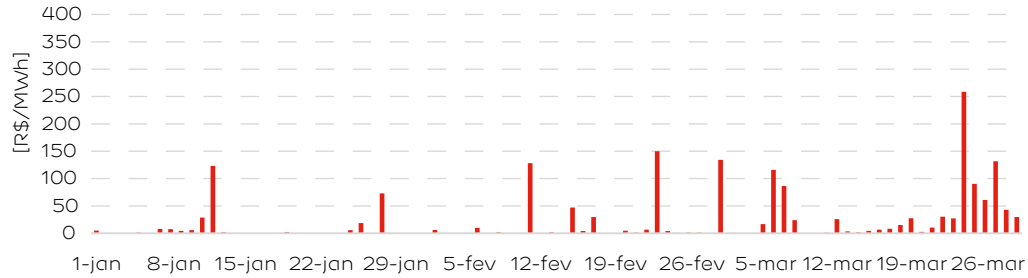

Figura 34 – Máxima variação do preço de energia em horas subsequentes – Nordeste

Para o submercado Norte, Figura 35, o comportamento observado foi mais volátil: mais de 50% dos casos analisados tiveram variações intra-diárias superiores aos 60 R$/MWh, sendo quase 40% superiores aos 100 R$/MWh.

Já para as variações entre horas subsequentes, Figura 36, pouco menos de 50% dos casos tiveram variações acima dos 40 R$/MWh, sendo maior que 100 R$/MWh em pouco mais de 30% dos casos.

As maiores variações observadas no período de 14 a 26 de fevereiro podem ser atribuídas à convergência dos preços do submercado Norte aos do Sudeste nos períodos de carga leve e de maior folga nos intercâmbios.

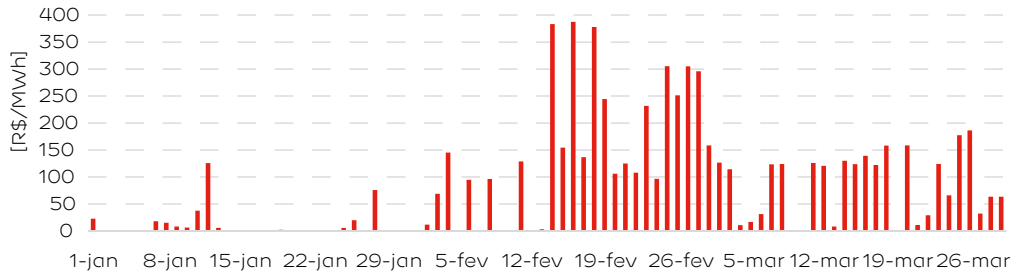

Figura 35 – Máxima variação para o preço de energia em um mesmo dia – Norte

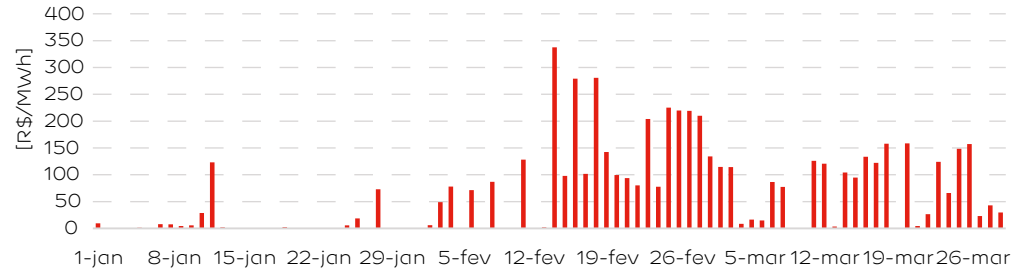

Figura 36 – Máxima variação do preço de energia em horas subsequentes – Norte

Para a maioria dos dias, as variações de preços intradiárias para os submercados Sudeste e Sul apresentam valores baixos quando comparadas com as demais regiões. De fato, o comportamento no submercado Norte precisa ser melhor investigado.

Além disso, de acordo com a Nota Técnica da CP71, na maioria das baras a correlação entre o CMO nodal e o CMO do submercado está abaixo de 0,4, o que pode explicar, em parte, o comportamento errático intradiário dos preços no Norte. Esse comportamento já está endereçado pela CCEE à CPAMP, na qual estão sendo avaliadas as restrições de segurança elétrica deste submercado, visando ao aumento dessas correlações.

7.1.4.1 Análise do PLD horário normalizado pela média semanal

O objetivo desta análise é avaliar o perfil de preços obtidos com o modelo DESSEM, expurgando os efeitos das revisões do DECOMP, a fim comparar, em uma mesma base, as diferentes semanas. Para tanto, cada uma das etapas foi normalizada pelo valor da respectiva média semanal do PLD.

Os resultados apresentados na Figura 37 e na Figura 38 mostram que, para os submercados Sudeste e Sul, à exceção da RV4 de março que será melhor investigada a seguir, as variações de preço a cada hora ficam próximas à média semanal, variando em um intervalo de mais ou menos 10% a redor da média – o que não inibe as conclusões obtidas até então sobre as variações do preço a cada hora.

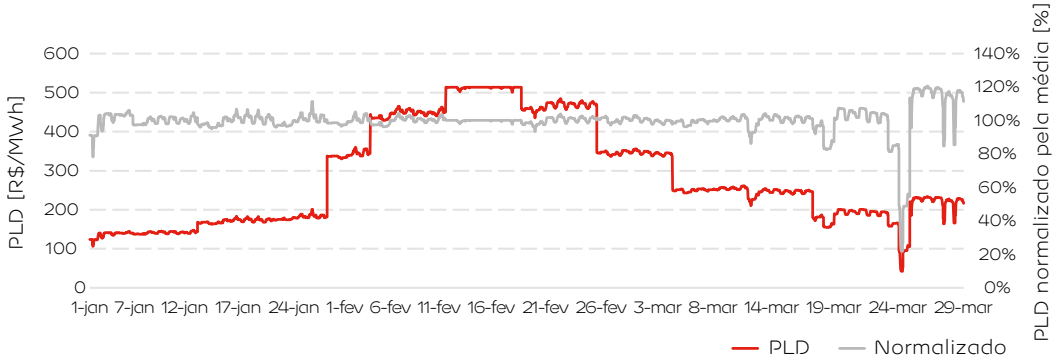

Figura 37 – Comparação entre PLD sem rede e o PLD normalizado pela média semanal – Sudeste/Centro-Oeste

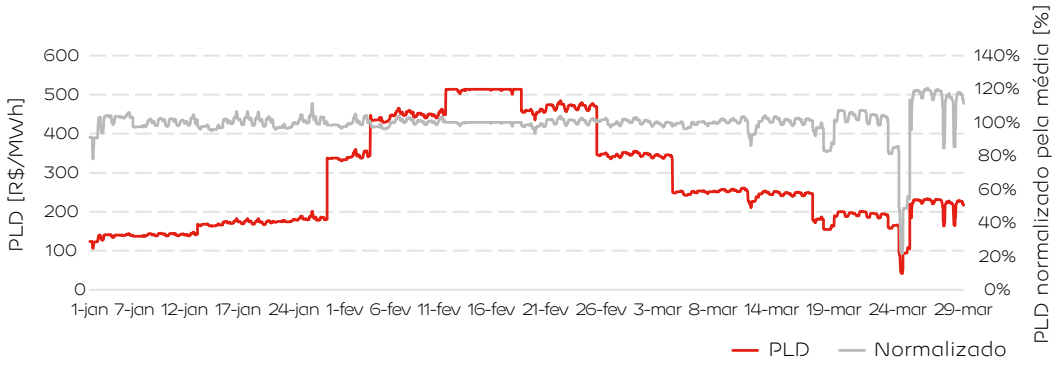

Figura 38 – Comparação entre PLD sem rede e o PLD normalizado pela média semanal – Sul

Com base nas análises realizadas anteriormente, já era esperado que o comportamento dos preços das regiões Nordeste e Norte apresentassem uma volatilidade maior que a observada para o Sudeste e para o Sul, mesmo quando normalizados, conforme Figura 39 e Figura 40.

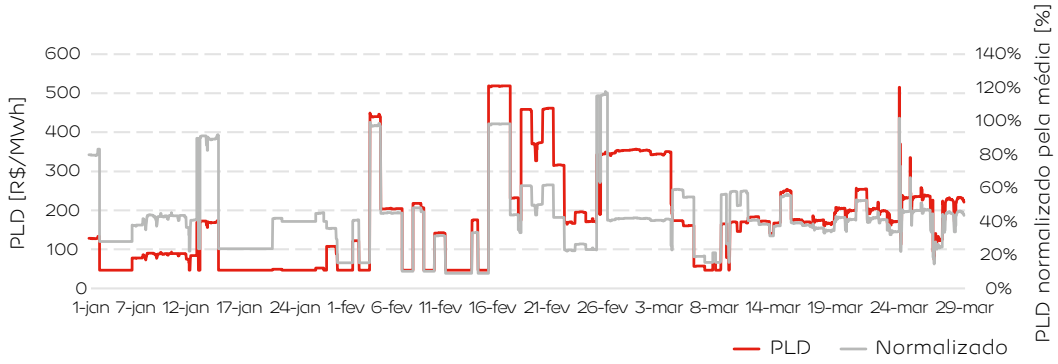

Figura 39 – Comparação entre PLD sem rede e o PLD normalizado pela média semanal – Nordeste

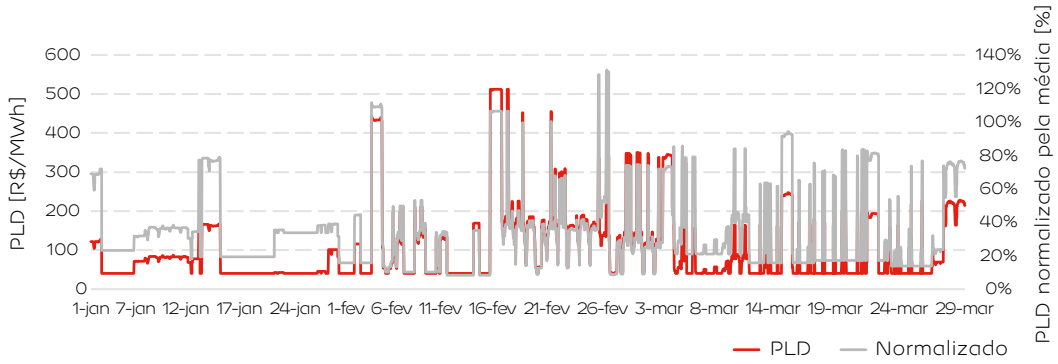

Figura 40 – Comparação entre PLD sem rede e o PLD normalizado pela média semanal – Norte

Deste modo, é possível inferir que, para os submercados Sudeste e Sul, as maiores variações nos preços ocorreram nas transições entre meses e semanas, quando novos programas mensais da operação (PMO) são divulgados ou revisados – isto é, quando se revisam as projeções semanais de ENA, carga e calcula-se uma nova função de custo futuro para o modelo DESSEM.

Esse estudo evidencia que o modelo de curto prazo (DECOMP) ainda é o maior driver de preço conjuntural para os submercados mais integrados Sudeste e Sul, com desvios relativamente baixos ao longo do dia.

Para os submercados Nordeste e Norte, que são mais isolados e com uma rede menos estruturada, os efeitos do modelo de curtíssimo prazo promovidos pela geração e carga líquida são evidenciados, volatilizando muito mais os preços dentro da semana.

7.1.5 CASOS ESPECÍFICOS SUBMERCADO NORDESTE

Na busca de explicar a volatilidade de preços auferida pelo modelo DESSEM, principalmente com relação ao submercado Nordeste, foram feitas análises para três casos particulares. Esses casos buscaram explicitar os efeitos nos preços, focando na consistência dos dados de entrada, para se verificar a sensibilidade do modelo aos inputs, ou mesmo buscar eventuais "resultados inexplicáveis".

Dessa forma, os casos analisados foram: (i) a transição entre os dias 12/02 e 13/02, com variação brusca de preço entre estes dias (ii) o dia 23/02 com grande variação de preço dentro do dia e (iii) a transição entre os dias 23/03 e 24/03.

7.1.5.1 Transição entre os dias 12/02 e 13/02

O problema caracterizado nesses dias foi que no dia 12/02/19 os preços no Nordeste ficaram no piso (42,35 R$/MWh) regulatório em todas as horas e, na primeira hora do dia 13/02/2019, atingiram o teto (513,89 R$/MWh).

Entre as causas suspeitas estavam:

- Alteração brusca na geração renovável, com a queda de geração sendo compensada pelo despacho termoelétrico ou hidroelétrico com alto custo marginal;
- Inconsistência dos dados de entrada das termoelétricas entre as últimas horas do dia 12/02 e, com alteração do *deck*, as primeiras horas do dia 13/02.

A primeira análise realizada consiste na verificação do balanço energético para esses dias, conforme apresentado na figura abaixo.

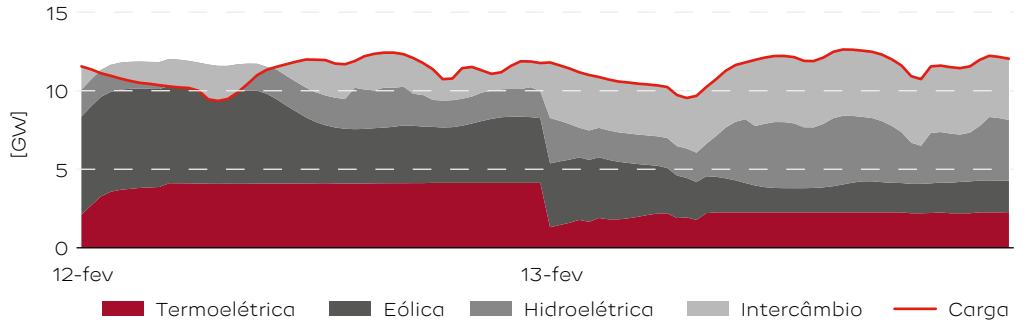

Figura 41 – Balanço de demanda para os dias 12 e 13 de fevereiro para o Nordeste

Na Figura 41, para o submercado Nordeste, nota-se que na passagem do dia 12/02 para o dia 13/02, ocorreu uma queda brusca da geração termoelétrica, sendo, em parte, compensada por um aumento da geração hidroelétrica, como observado na Figura 42 abaixo. Ao longo do dia 13/02, é possível observar também uma queda da geração eólica e, consequente, aumento da geração hidroelétrica.

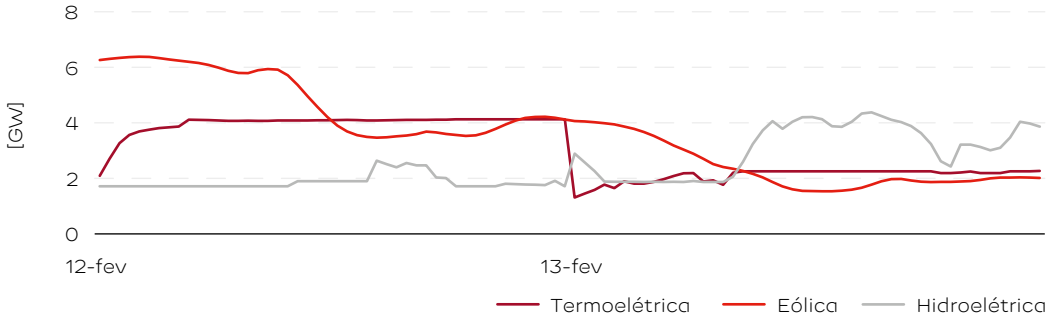

Figura 42 – Geração por fonte para os dias 12 e 13 de fevereiro para o Nordeste

Para verificar o motivo dessa queda de geração, analisando os arquivos de condição inicial das termoelétricas ("operut.dat") dos dias 12/02 e 13/02, é possível constatar que, no submercado Nordeste, 16 usinas termoelétricas estavam acionadas no dia 12/02 e foram desligadas no dia 13/02, algumas indevidamente.

Por exemplo, a termoelétrica Sykue I, que possui um *minimum uptime* de 720 horas, estava acionada no dia 12/02 há 356 horas e, na primeira hora do dia 13, esta usina estava desligada há 764 horas.

Outro exemplo desta inconsistência refere-se as condições iniciais das usinas de Angra I e Angra II: enquanto no dia 12 ambas as usinas estavam ligadas há 48 horas, no dia 13 a informação indica que elas estavam ligadas há 764 horas, o que não é possível.

Já com relação à variação de preços, observa-se que o CMO do Nordeste da primeira hora do dia 13/02 era 520,92 R$/MWh (diferente do CMO do Norte, de 520,88 R$/MWh). Este valor não corresponde ao CVU declarado de nenhuma termoelétrica no Nordeste para aquele dia, de modo que alguma hidroelétrica era o gerador marginal. Pela análise realizada, constata-se que a hidroelétrica de Itapebi que, ao início do dia 13, tinha um valor da água de 513,24 R$/MWh, sendo que este valor provavelmente aumentou para 520,92 R$/MWh com a diminuição do volume armazenado (que diminuiu em 1,6% com a operação daquela hora).

Desta forma, conclui-se que a declaração incoerente dos dados de entrada para o dia 13/02, com relação ao fechamento do dia 12/02 é uma causa provável deste salto no custo marginal. Com essa análise, observa-se a sensibilidade do submercado Nordeste às mudanças do *unit commitment* do despacho termoelétrico, uma vez que a curva de custos marginais se eleva bruscamente, sendo que qualquer movimentação de carga líquida ou de despacho implica em volatilidade de preços.

Frisa-se aqui a importância da coerência dos inputs nos resultados de preço do modelo DESSEM.

7.1.5.2 O período da manhã do dia 23/02

Neste dia, no submercado Nordeste, o preço foi de 337,89 R$/MWh às 6h para 188 R$/MWh às 7h para, então, voltar para 336,95 R$/MWh às 10h. As suspeitas iniciais indicavam uma possível restrição de transmissão entre Nordeste e Norte ou alguma restrição (de segurança elétrica) ao recebimento do Nordeste, fazendo com que o preço varie muito neste dia.

Para esse caso, foi feita a análise para o caso com rede do ONS e sem rede da CCEE. Inicialmente, na Figura 43, apresenta-se o balanço energético e, na Figura 44, as gerações do submercado Nordeste.

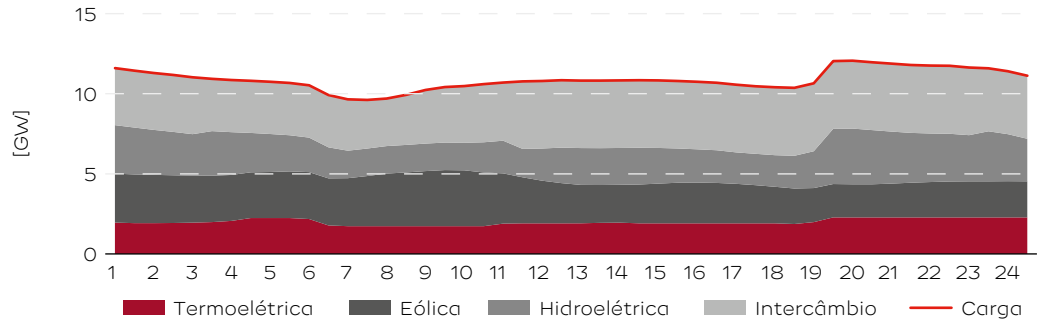

Figura 43 – Caso com Rede – Balanço do dia 23 de fevereiro para o Nordeste

Pelo gráfico da Figura 44, nota-se que, em termos gerais, não há variações bruscas de geração ao longo do dia, somente acompanhando uma redução de carga entre as 6 hs e 9 hs.

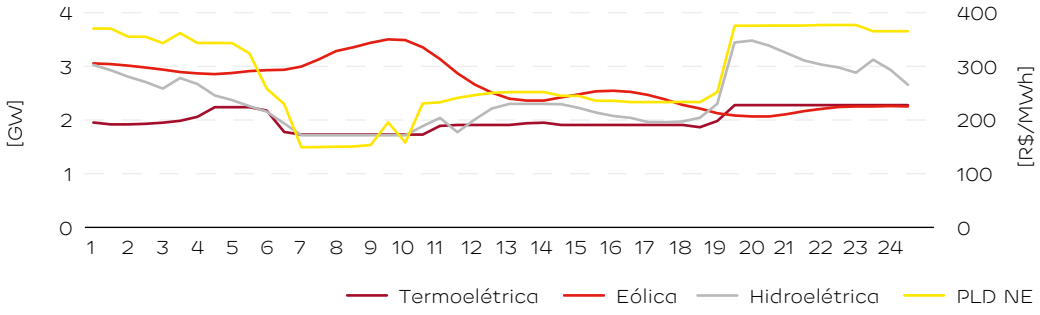

Figura 44 – Caso com rede – Geração por fonte e PLD do dia 23 de fevereiro para o Nordeste

Na Figura 44, nota-se que no mesmo período em que houve uma redução da carga, a geração eólica subiu cerca de 500 MW, desta forma houve um efeito dobrado na carga líquida que poderia justificar a redução dos preços para o período. Verifica-se também uma elevação do preço às 19 hs, explicada pela elevação na demanda deste submercado e na queda da geração eólica.

A Figura 45 apresenta o balanço energético e a Figura 46 as gerações do submercado Nordeste, para o caso sem rede da CCEE.

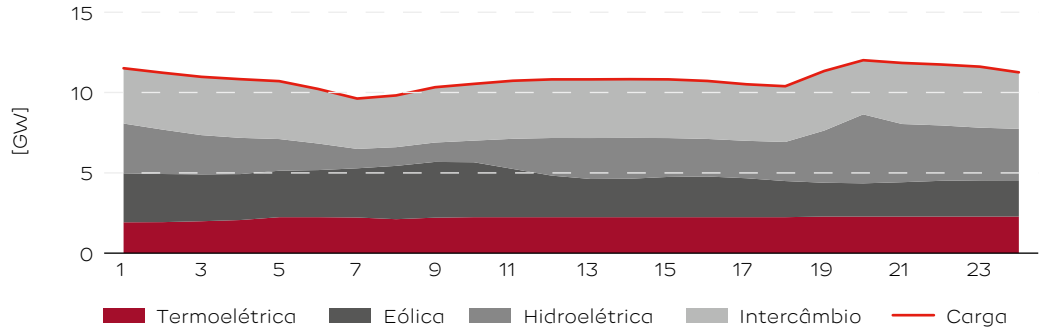

Figura 45 – Caso sem Rede – Balanço do dia 23 de fevereiro para o Nordeste

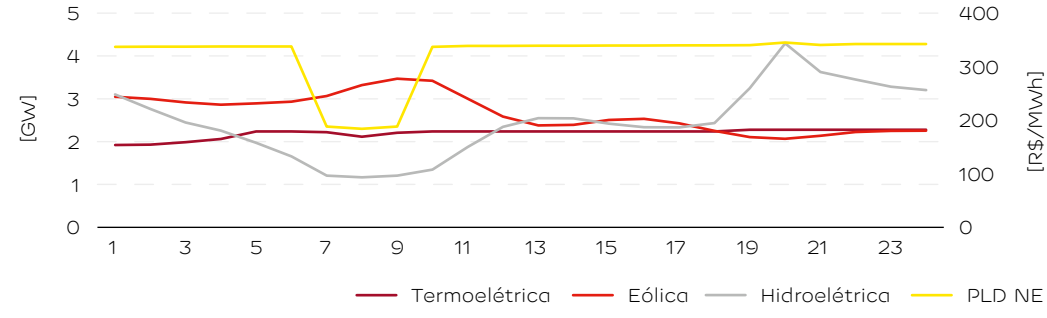

Figura 46 – Caso sem Rede – Geração por fonte e PLD do dia 23 de fevereiro para o Nordeste

Os despachos da Figura 46 refletem os mesmos efeitos observados no caso com rede. São apresentados na Seção 8.2.1. detalhes com relação às incoerências dos outputs dos modelos.

A Figura 47 apresenta o PLD horário para os submercados Nordeste e Norte para o dia 23/02. Nota-se que os preços estão colados entre as horas 1 e 3, 19 e 20, e as 24 horas. Nas demais horas o PLD do Nordeste se manteve superior ao PLD do Norte.

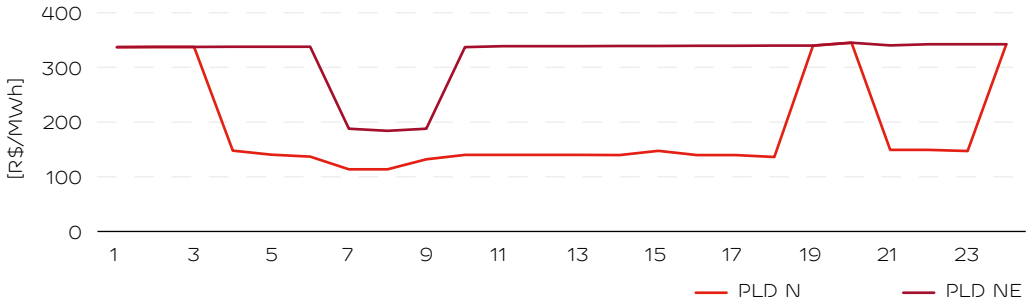

Figura 47 – PLD do Nordeste e Norte para o dia 23 de fevereiro

Foram identificadas 6 restrições que poderiam ter limitado as importações do submercado Nordeste vindas do Norte (através do nó fictício FC) ou do Sudeste: quatro restrições definidas no bloco "RESTRICOES ELETRICAS" do arquivo "entdados.dat" e duas restrições lineares por partes definidas no arquivo "restlpp.dat". Cada uma destas restrições é apresentada a seguir.

i. Restrição elétrica 403: A soma do recebimento do Nordeste (fluxos FC->NE e SE->NE) é limitada;

ii. Restrição elétrica 413: O fluxo FC->NE é limitado por 4.800 MW;

iii. Restrição elétrica 421: A soma dos fluxos FC->SE, FC->NE e SE->NE é limitada em 8.888 MW;

iv. Restrição elétrica 427: A exportação do Norte para o nó fictício (soma dos fluxos FC->SE e FC->NE) é limitada;

v. Restrição linear por partes: O recebimento do Nordeste (soma dos fluxos FC->NE e SE->NE) é limitado por conjuntos de segmentos lineares, definidos de acordo com a carga neste submercado em cada etapa;

vi. Restrição pela Carga do Nordeste: Além das restrições lineares por partes acima, o recebimento do Nordeste (soma dos fluxos FC->NE e SE->NE) é limitado também por 43% da carga do Nordeste para cada um dos estágios.

Analisando o intercâmbio recebido pelo Nordeste (restrição 413), Figura 48, é possível observar que o limite de 4.800 MW foi atingido somente entre as 21 e 23 hs, o que explica a diferença entre os custos marginais neste período. Para as demais horas, o descolamento de preços não pode ser explicado pela limitação no intercâmbio.

Figura 48 – Fluxo no intercâmbio FC para NE no dia 23 de fevereiro

Para o período entre 4 e 17 hs, o descolamento ocorreu em razão da restrição de recebimento máximo de 43% da carga do Nordeste.

De forma geral, na análise do comportamento dos preços, para este caso, observou-se que o comportamento está de acordo com os CVUs e valores da água das usinas do Nordeste.

7.1.5.3 Trasição entre os dias 23 e 24 de março

Para o caso sem rede da CCEE, foi verificada a transição de preços entre os dias 23/03 e 24/03 no Nordeste passando de cerca de 167 R$/MWh (final do dia 23) para 510 R$/MWh (início do dia 24) para então cair a 106 R$/MWh, retornar a 167 R$/MWh e se manter em 230 R$/MWh nesse mesmo dia. As possíveis explicações para estas variações são similares ao caso anterior: (i) queda brusca na geração renovável, causando a necessidade de despacho termoelétrico ao início do dia 24/03; (ii) inconsistências na declaração das condições iniciais das termoelétricas do dia 24/03.

O Balanço Energético e a Geração por Fonte são apresentados na Figura 49 e na Figura 50.

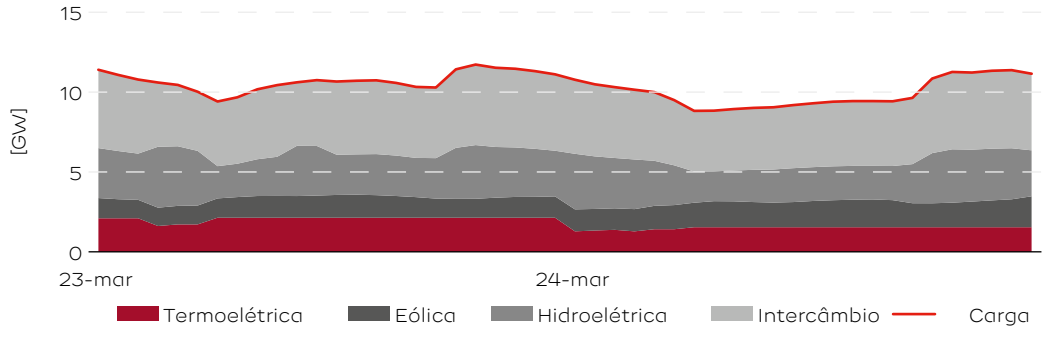

Figura 49 – Balanço para os dias 23 e 24 de março no Nordeste

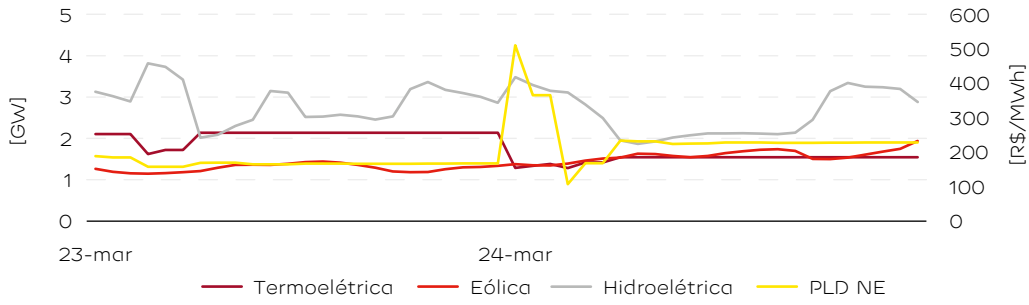

Figura 50 – Geração por fonte e PLD para os dias 23 e 24 de março no Nordeste

Através da Figura 49, nota-se que não houve variação brusca da carga na virada do dia 23/03 para o dia 24/03. Já pela Figura 50 nota-se que houve uma queda de geração termoelétrica. Analisando os arquivos de condição inicial das termoelétricas ("operut.dat") dos dias 23 e 24, é possível perceber que, por exemplo, as condições iniciais das usinas de Angra I e Baixada Fluminense possuem inconsistências: (i) no dia 23 a usina de Angra I estava ligada há 1.004 hs enquanto que, para o dia 24, a condição inicial diz que estava ligada há 932 hs; (ii) a máquina 1 da usina Baixada Fluminense, no dia 23, estava desligada há 288 horas e na condição inicial do dia 24 aparece como desligada há 216 horas. Da mesma forma, incoerências nas condições iniciais podem ser encontradas para outras usinas do sistema, inclusive no submercado Nordeste.

Estas inconsistências nos dados de entrada podem estar influenciando esta variação de preços entre os dias, por impactar a disponibilidade do parque gerador, porém por si só não explicam os resultados. Para determinar a causa raiz do problema, devem ser realizadas análises mais aprofundadas, avaliando de forma global o balanço entre carga e geração e as restrições do modelo.

Posicionamento EDP 12 – Avaliar a Volatilidade dos Preços e a Efetividade das Restrições Elétricas de Segurança

A EDP entende que a volatilidade dos preços nos submercados mais isolados eletricamente precisa ser estudada profundamente, e que devem ser consideradas medidas no planejamento da expansão para que esta seja reduzida. Além disso, é necessária uma análise bem embasada entre o custo-benefício da inclusão de cada restrição elétrica de segurança e seu efeito na volatilidade dos preços.

A validação dos dados de entrada também se mostrou muito relevante nestes casos, explicando algumas variações pela mudança da disponibilidade do parque gerador. Este item, porém, será abordado em maiores detalhes na Seção 8.2.

7.1.6 ANÁLISE DA VARIAÇÃO DO PLD AO LONGO DA RV4 DE MARÇO DE 2019

Esta análise está sendo realizada devido à grande variação de preços dentro de um mesmo dia observada entre os dias 25 e 29 de março de 2019 e apuradas na Seção 7.1.1.

Para estas análises foram apresentados os intervalos de variação dos preços obtidos com o caso sem rede da CCEE para a quarta revisão operativa de março de 2019. Foram utilizados os cinco dias úteis daquela semana para tal análise, que foi feita da seguinte forma: para cada hora foram identificados os menores e os maiores valores de preço observados nos cinco dias, formando a área sombreada nos gráficos abaixo. Destes casos também foi calculada a média dos preços obtidos, ficando exatamente ao meio da área sombreada. Por exemplo, a parte inferior da área sombreada na hora 2 reflete o menor PLD encontrado nos 5 dias para esta hora, a parte superior da área sombreada reflete o maior valor de PLD nestes dias para esta mesma hora e a linha cinza reflete a média destes valores para esta mesma hora.

Também foi comparada com o preço obtido através do modelo DECOMP, por patamares.

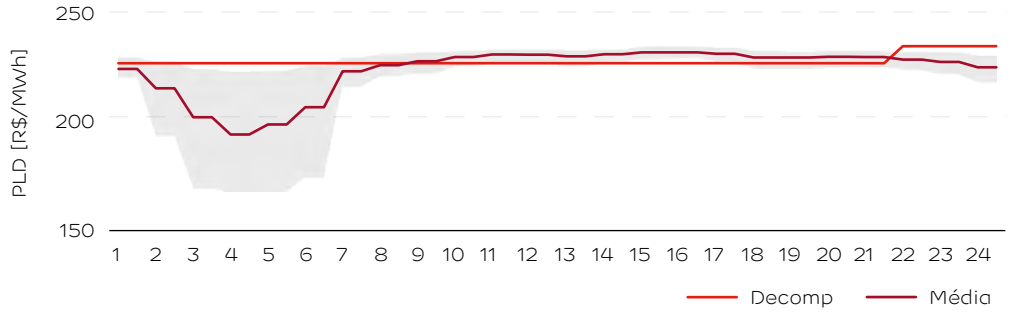

Figura 51 – Análise da variação do perfil de PLD ao longo dos dias úteis da RV4 de março - SE/CO

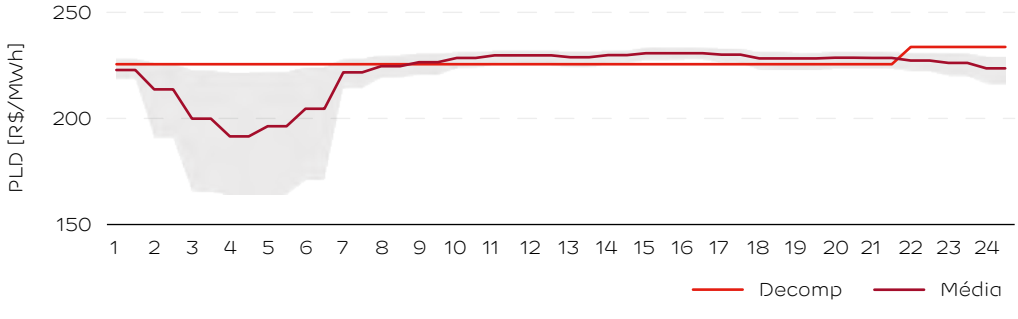

Figura 52 – Análise da variação do perfil de PLD ao longo dos dias úteis da RV4 de março - S

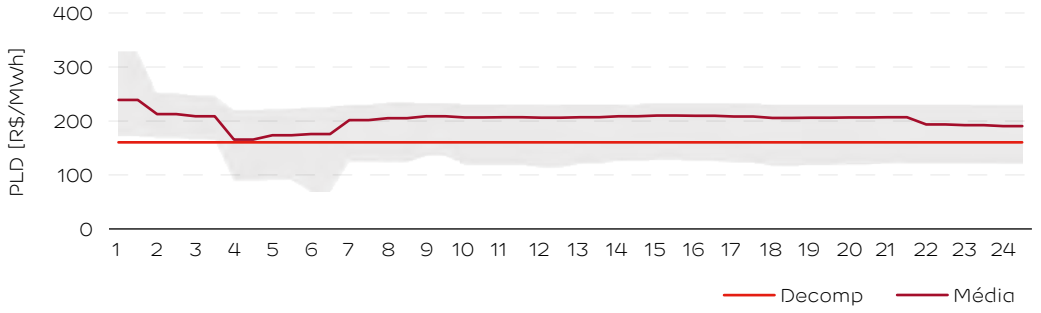

Figura 53 – Análise da variação do perfil de PLD ao longo dos dias úteis da RV4 de março - NE

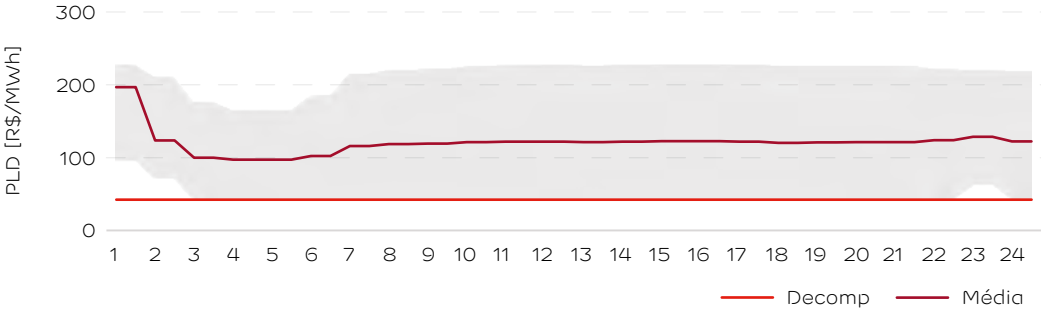

Figura 54 – Análise da variação do perfil de PLD ao longo dos dias úteis da RV4 de março – N

Os submercados Sudeste e Sul, Figura 51 e Figura 52, apresentaram comportamentos parecidos, com maiores variações (intervalo de cerca de 50 R$/MWh) entre as horas 2 e 7 da manhã. A partir das 7 da manhã este intervalo ficou abaixo dos 10 R$/MWh e em torno do preço obtido com o modelo DECOMP.

Esta avaliação, em conjunto com as Figura 53 e Figura 54, relativas aos subsistemas Nordeste e Norte, demonstra a maior contribuição do submercado Norte nos períodos de carga leve, em que se utiliza da regularização diária das usinas a fio d'água, redes descongestionadas, minimizando o impacto de restrições elétricas nos fluxos, e limites operativos de intercâmbios mais afrouxados. Neste caso, a consequência é redução do CMO dos submercados Sudeste e Sul e elevação do submercado do Norte e Nordeste, dado o padrão de convergência dos preços.

7.1.7 ANÁLISE DOS RESULTADOS DO SISTEMA

Ainda sobre a quarta semana operativa de março de 2019 (RV4 de março), uma análise interessante a ser feita é relativa à decisão de suprimento da carga feita pelo modelo DESSEM. Apresenta-se na Figura 55 o balanço energético do SIN para o período.

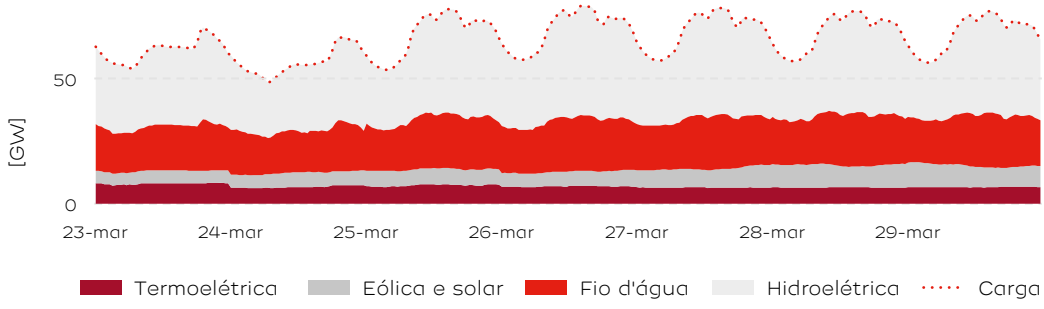

Figura 55 – Balanço energético para o SIN na RV4 de março

É possível notar que: (i) a geração termoelétrica é quase constante durante toda a semana, em média gerando 7 GW; (ii) existem rampas decorrentes de variações bruscas e em poucas horas da geração renovável; (iii) a modulação da carga líquida é feita pelas hidroelétricas, com importante participação daquelas usinas até então declaradas como fio d'água e que, no modelo DESSEM passaram a ter seus reservatórios modelados.

7.1.8 ANÁLISE DOS INTERCÂMBIOS E DOS EXCEDENTES FINANCEIROS

Uma vez que a determinação da geração e do fluxo de energia entre os submercados é dada por um caso diferente daquele que forma preço, uma dúvida natural é se podem surgir situações onde existe um fluxo de energia de uma região com CMO mais alto para uma região com CMO mais baixo, gerando uma receita de exportação negativa.

Utilizando os resultados do arquivo "pdo_sumaoper.dat", especialmente a parcela "SALDO" obtida do bloco de balanço energético, foi possível identificar quais eram os submercados importadores e exportadores líquidos. Por simplicidade, estes saldos foram contabilizados ao CMO de cada submercado, a cada etapa, de modo a compor o que seria uma receita total decorrente das exportações e importações naquela etapa. Novamente, os fluxos foram obtidos do caso ONS e os custos marginais do caso da CCEE.

Valores negativos indicariam que regiões com CMO mais alto exportaram para regiões com CMO mais baixo. Este comportamento foi verificado somente em algumas horas dos dias 13 e 14 de fevereiro, com montantes totais muito baixos, da ordem de menos de R$ 5. Portanto, apesar de ser possível, não foram observados casos relevantes onde ocorreu tal incoerência.

7.2 IMPACTO EM HIDROELÉTRICAS

Entre os aspectos fundamentais do processo de implantação do modelo de despacho semi-horário estão os efeitos sobre a geração das usinas hidroelétricas. Neste sentido, foram realizadas quatro análises nesta seção: (i) análise da aderência entre a geração hidroelétrica realizada com a programada pelo DESSEM de forma global, (ii) análise das gerações das hidrelétricas Lajeado e Santo Antônio do Jari, comparando-se

a programação do DESSEM com a operação, (iii) análise da geração da hidroelétrica Ilha Solteira, comparando-se a programação do DESSEM com a operação e avaliando indicadores de variação horária do despacho e de armazenamento, e (iv) análise dos efeitos financeiros das alocações de energia do MRE.

7.2.1 ANÁLISE GLOBAL

Para uma análise global destes efeitos, compilou-se a partir dos dados auferidos pelo processo sombra do ONS para o período de 01/01/2019 a 31/03/2019 a geração despachável de 160 usinas hidroelétricas, com as quais foi possível uma correspondência direta com os dados de geração programadas disponibilizados pelo sistema SAGIC do ONS. Os resultados são apresentados na Figura 56. Nesta figura uma adaptação é feita para se adequar a geração de Itaipu apresentada pelo sistema SAGIC, que possui apenas a parcela de geração de 60 Hz, com a geração apresentada pelo DESSEM que incorpora a geração total da usina. A adaptação consistiu em dobrar a geração do SAGIC, partindo-se da premissa de particionamento da energia com o Paraguai.

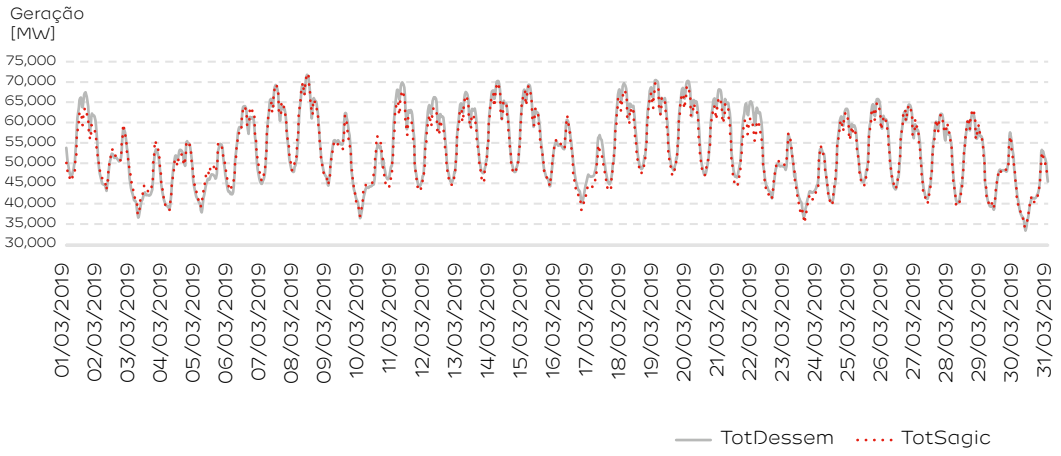

Figura 56 - Comparação de Geração Programada

Em termos gerais, através da Figura 56 é possível verificar que, para o período considerado, a geração total entre o modelo de programação da geração hidroelétrica atual e o proposto pelo modelo DESSEM são aderentes, apresentando poucos desvios, com os principais desvios ocorrendo em momentos de baixas e picos de geração. Na análise de dados por hidroelétricas, também não se encontrou nenhum padrão de diferenças, como uma possível tendência de maiores desvios concentrados em usinas de maior potência, ou usinas a fio d'água. Os maiores desvios positivos (relativos à geração total da hidroelétrica) foram para a usina de Pimental, gerando 74,73% a mais na média para o período considerado com relação ao modelo DESSEM, e maior desvio negativo foi Corumba III gerando 64,97% a menos no período.

7.2.2 HIDROELÉTRICAS LAJEADO E SANTO ANTÔNIO DO JARI

A seguir são apresentados o perfil de geração dentro do período para duas hidroelétricas. A Figura 57 apresenta a hidroelétrica Lajeado, usina localizada no estado de Tocantins, eletricamente no submercado Sudeste, composta por 5 máquinas totalizando uma potência instalada de 902,5 MW.

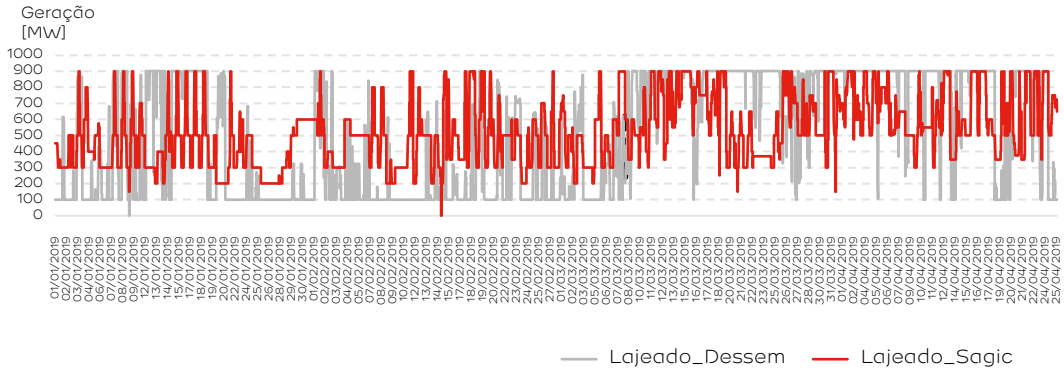

Figura 57 - Geração hidroelétrica Lajeado

A Figura 58 apresenta a geração para a hidroelétrica Santo Antônio do Jari, localizada no Pará, eletricamente no submercado Norte e composta por 3 máquinas, totalizando uma capacidade instalada de 390 MW.

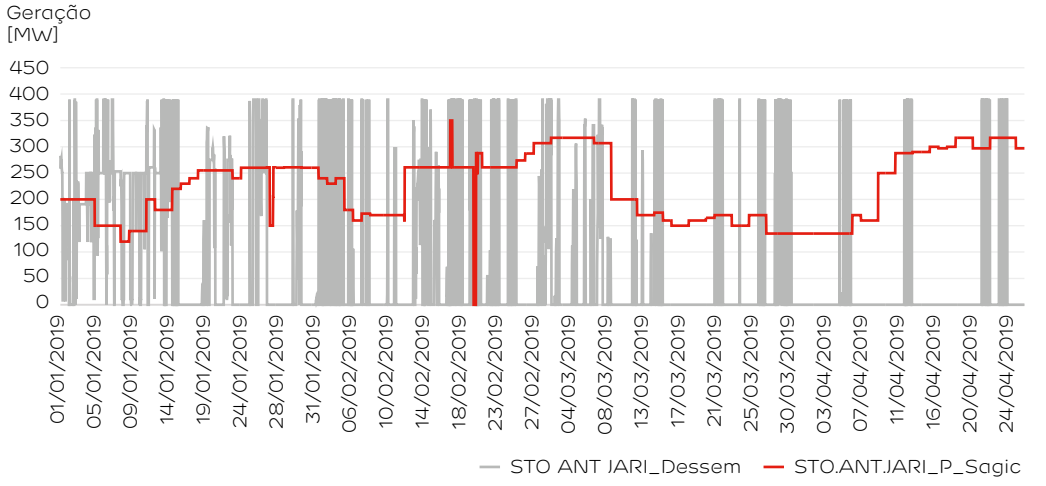

Figura 58 - Geração hidroelétrica Santo Antônio do Jari

Na Figura 57 observa-se que para ambos os casos, tanto para a programação atual, colhida através do Sistema SAGIC, como para os resultados do modelo DESSEM, o perfil de geração é bastante volátil. Apesar disso, para o DESSEM observa-se que os desvios de geração podem chegar a 802,5 MW entre duas meias horas, indo da geração mínima à geração máxima e vice-versa em espaços de tempo muito curtos. No modelo de programação atual, uma situação dessas não foi observada, com desvios pontuais que chegam ao máximo de 550 MW.

Para a hidroelétrica Santo Antônio do Jari, Figura 58, que possui um perfil de geração mais comportado obedecendo ao comportamento mais estável das afluências características do subsistema Norte, a volatilidade de geração é bastante aumentada para o caso DESSEM, sendo frequente a variação da geração de 0 MW para 390 MW, e vice-versa, entre dois estágios de tempo.

Um dos objetivos da implantação do DESSEM é que esse modelo seja utilizado na programação do despacho hidrotérmico do sistema elétrico bra-

sileiro. Devido às suas características de modelo de base linear misto inteiro e considerando que as restrições de *unit commitment* hidroelétrico ainda não foram incorporadas nesta primeira fase de implantação, o modelo resultará em volatilidade de geração, sendo que esta deverá ser compatibilizada na PDO para incorporar as restrições hidráulicas e elétricas das hidroelétricas do SIN e os motivos de tais variações precisam ser melhor investigados.

Posicionamento EDP 13 – Compatibilizar o Despacho Hidroelétrico do DESSEM com as Características Dinâmicas, Hidráulicas e Elétricas das Máquinas

A EDP entende que, até que sejam implementadas as restrições de ***unit commitment*** hidroelétrico no modelo, é necessária a compatibilização do despacho hidroelétrico do DESSEM com as limitações físicas das unidades geradoras.

Propostas para uma maior compatibilização entre o despacho programado e o despacho real são discutidas nos P&D apresentados na presente contribuição, conforme Seção 9.2, na qual é apresentado o modelo ODIN-H que considera a função de produção não linear na modelagem, alterando a priorização de modulação das hidroelétricas.

O desafio de inclusão do *unit commitment* hidroelétrico também é endereçado no artigo (van Ackooij, Finardi, & Matiussi Ramalho, 2018), em que é proposta uma forma de se agregar as gerações em blocos de turbinas com mesmas características técnicas, diminuindo dessa forma o número de restrições e variáveis necessárias para uma correta modelagem das hidroelétricas. Além disso, através do modelo proposto é possível se levar em consideração perdas hidráulicas e colocar a produtibilidade em função da queda líquida da usina, através de aproximações por linearizações por partes das funções não lineares características.

7.2.3 HIDROELÉTRICA ILHA SOLTEIRA

A usina hidroelétrica de Ilha Solteira está localizada no submercado Sudeste/Centro-Oeste, com geração máxima de 2.934 MW pelos dados do modelo DESSEM.

7.2.3.1 Análise dos resultados de operação

Nesta subseção serão apresentados: os resultados de geração para a hidroelétrica Ilha Solteira, a geração média por dia, Figura 60, as maiores variações da geração a cada dia, Figura 61, e as maiores variações da geração entre horas subsequentes do mesmo dia, Figura 62. A mesma análise é feita para o volume armazenado.

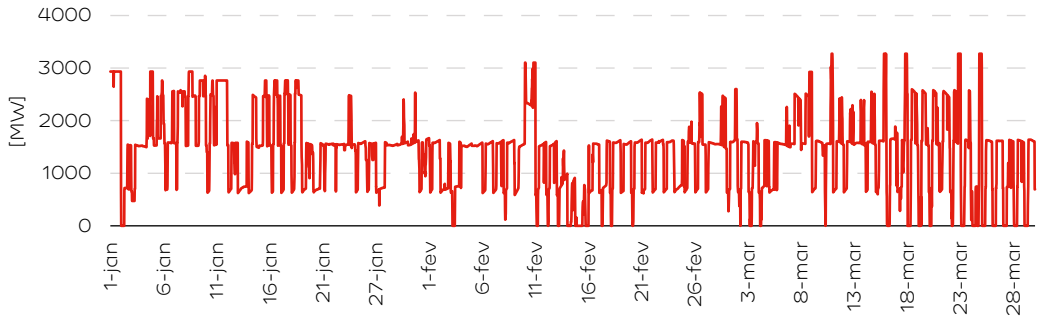

Figura 59 – Perfil de geração da hidroelétrica I.Solteira

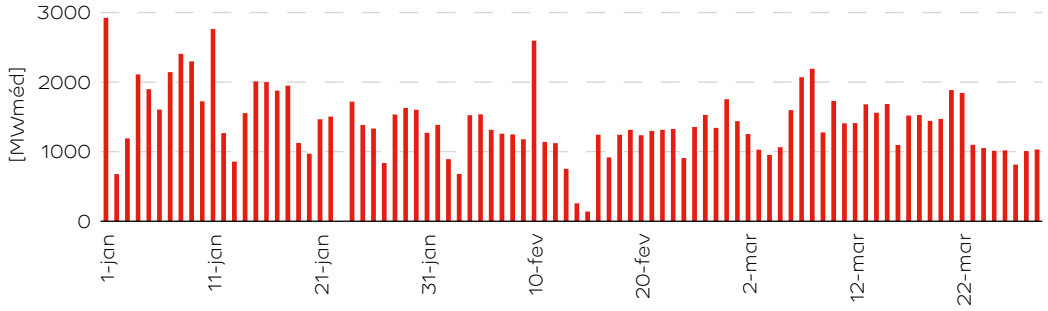

Figura 60 – Gerações médias diárias da hidroelétrica I.Solteira

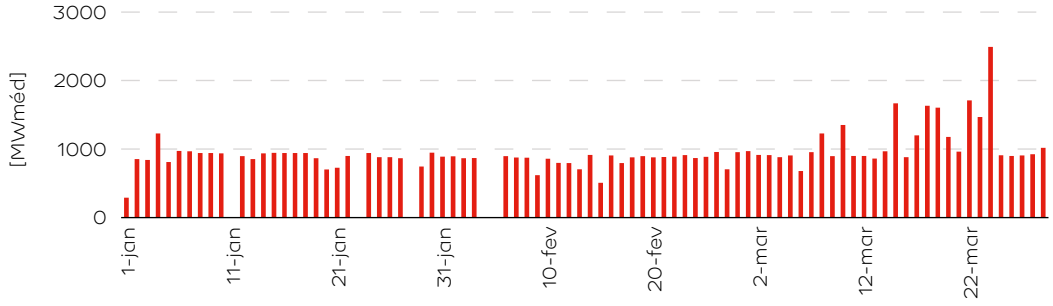

Figura 61 – Maiores diferenças horárias da geração de I.Solteira

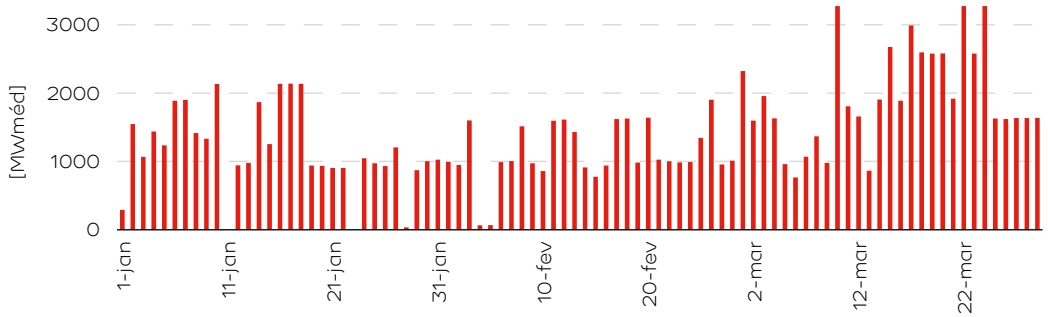

Figura 62 – Maiores diferenças intra-diárias da geração de I.Solteira

Dos resultados apresentados, além do comportamento variável da geração ao longo dos três meses analisados, destaca-se a variação, no dia 24 de março, de 2.491 MW em apenas uma hora. Se este não é um comportamento factível para a geração das usinas, restrições de rampa para a variável de geração devem ser utilizadas (e o modelo DESSEM permite que sejam). Tais rampas podem ser declaradas no arquivo "operuh.dat", podendo também ser declaradas para o volume armazenado, a vazão defluída, dentre outros.

7.2.3.2 Análise dos Resultados de Armazenamento

A Figura 63 apresenta a evolução do armazenamento horário da hidroelétrica Ilha Solteira, a Figura 64 apresenta a média diária do armazenamento, a Figura 65 apresenta as maiores diferenças de armazenamento entre horas subsequentes para cada dia, e a Figura 66 apresenta as maiores diferenças de armazenamento dentro de um dia.

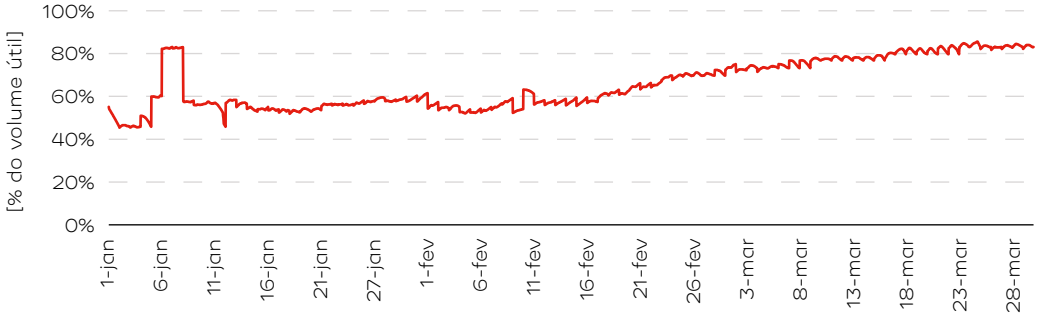

Figura 63 – Perfil de armazenamento de I.Solteira

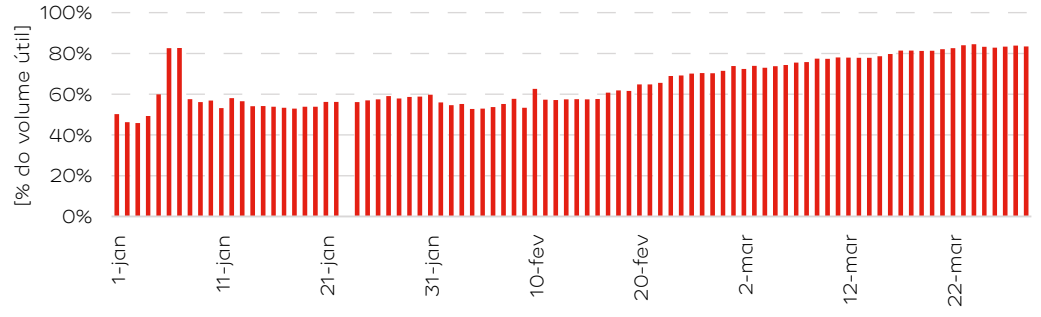

Figura 64 – Armazenamentos médios diários de I.Solteira

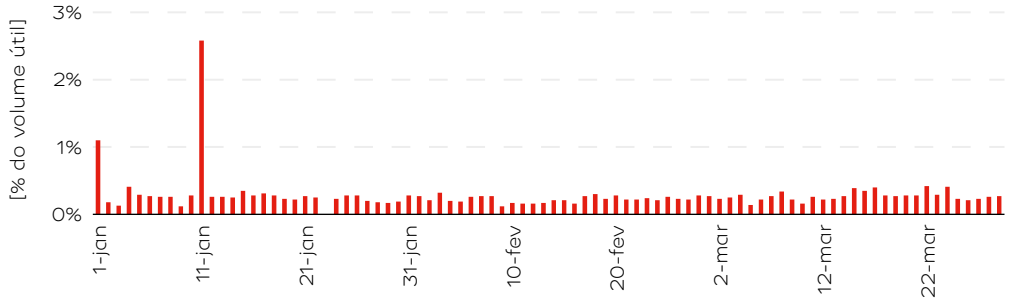

Figura 65 – Maiores diferenças horárias do armazenamento de I.Solteira

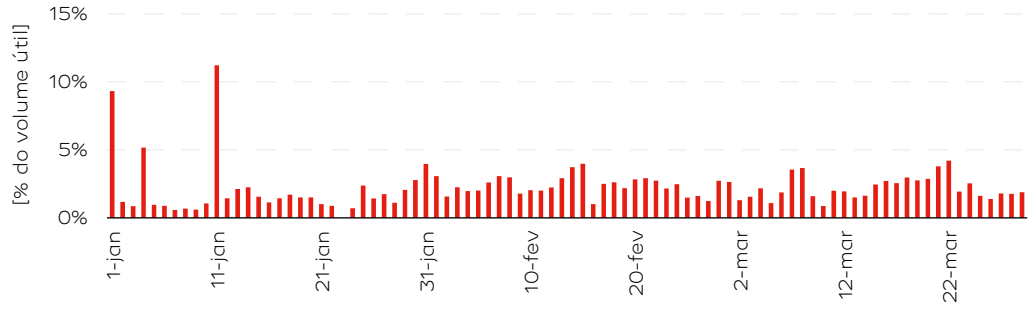

Figura 66 – Maiores diferenças intra-diárias da armazenamento de I.Solteira

Destacam-se as variações do volume armazenado, durante os dias 01, 04 e 11 de janeiro, de 9%, 5% e 11%, respectivamente. Estes casos devem ser investigados em maiores detalhes, porém a adoção de rampas de volume armazenado e de geração para as usinas hidroelétricas pode atenuar este comportamento.

7.2.4 EFEITOS FINANCEIROS DAS ALOCAÇÕES DE ENERGIA NO MRE

A fim de se determinar o impacto financeiro das alocações de energia no âmbito do MRE quando em discretização horária ou por semana-patamar, fez-se a seguinte avaliação para o período de janeiro a março de 2019:

• Da política de despacho hidrotérmico proposta com a adoção do modelo DESSEM, assume-se que a Geração Hídrica resultado deste modelo é um *proxy* da verificada;

• Computou-se o fator_MRE (GSF) como a razão entre o somatório da geração hídrica verificada, segundo as políticas operativas atual e proposta, e o somatório da Garantia Física (G_FIS2), modulada segundo o perfil de geração, das usinas pertencente ao MRE, por período de contabilização, seja horário ou por semana-patamar;

• Em seguida, mensurou-se o impacto da alocação de energia no MRE, G_FIS3, (G_FIS2 x fator_MRE x PLD) da usina hidroelétrica de Lajeado, localizada no submercado Sudeste, ao PLD. Neste caso, levou-se em conta a alocação de energia, no âmbito do MRE, preferencialmente dentro do mesmo submercado ou entre aqueles com menor diferença de preço e o fato de energia secundária não ser passível de alívio financeiro.

Efeito financeiro das alocações de energia no MRE da usina de Lajeado [R$ MM]					
jan/19		fev/19		mar/19	
Atual	Proposta	Atual	Proposta	Atual	Proposta
R$ 56,6	R$ 53,4	R$ 96,8	R$ 108,4	R$ 55,3	R$ 52,9

Fator_MRE [%]					
jan/19		fev/19		mar/19	
162%	167%	147%	150%	136%	138%

Tabela 9 – Efeito financeiro das alocações de energia no MRE da usina de Lajeado

De acordo com os resultados apurados e descritos na Tabela 9, observa-se um fator_MRE majorado segundo a política de despacho hidroelétrico determinada pelo DESSEM para todos os meses. Entretanto, o efeito financeiro da energia alocada valorada ao PLD quando em discretização horária foi menor do que aquele adotando-se discretização semana-patamar para os meses janeiro e março de 2019.

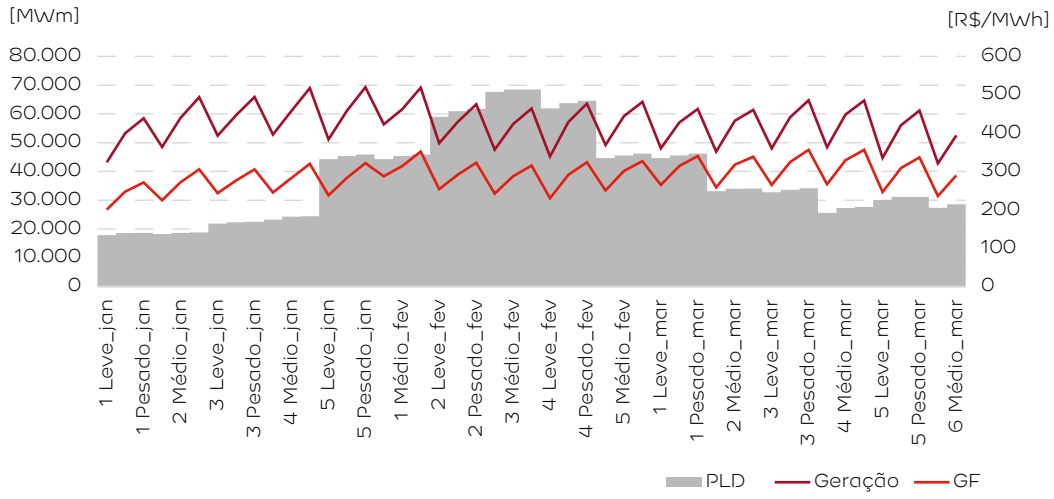

Figura 67 – Contabilização MRE semana/patamar (SAGIC) – jan a mar/19

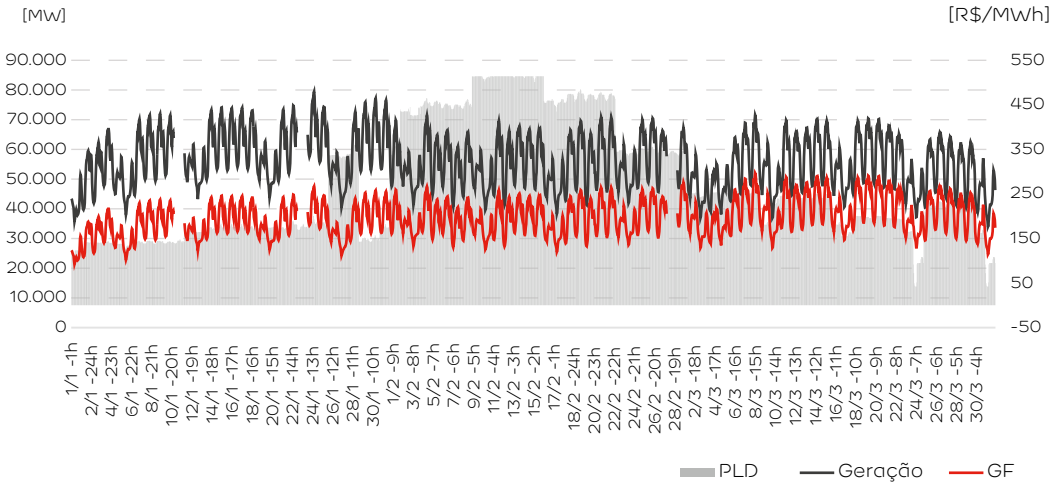

Figura 68 – Contabilização MRE horária (DESSEM) – jan a mar/19

Da comparação das Figura 67 e Figura 68, verifica-se que no mês de janeiro, o PLD horário sem rede, apurado pelo DESSEM, apresentou desvio negativo superior a R$ 180/MWh no período de 29 a 31/01 quando comparado com o DECOMP. Este período contemplava a rv0 do Programa Mensal de Operação (PMO) de fevereiro e o modelo DECOMP não considerou um descolamento de preço considerável entre os patamares de carga, visualizado pelo modelo DESSEM. Deste modo, a apuração da energia alocada da usina ao PLD foi superior na contabilização semana-patamar, a despeito de um fator_MRE apurado menor.

Já no mês de fevereiro, o efeito financeiro da alocação de energia no MRE foi maior para o caso DESSEM em relação ao DECOMP, devido aos seguintes fatores: (i) dado que os preços dos subsistemas Sudeste e Sul ficaram próximos em ambos os modelos e o fator_MRE foi maior no DESSEM, as hidroelétricas receberam maior energia secundária com efeito positivo, e (ii) a energia alocada dada a contribuição do subsistema Norte foi valorada a preços horários deste submercado, que no caso DECOMP estavam com PLD mínimo e no DESSEM foram observados períodos com preços superiores.

Por fim, no mês de março, observou-se redução mais acentuada dos preços horários a partir da terceira semana operativa, 09-mar, em comparação aos preços computados em semana-patamar, com efeito negativo no resultado do MRE.

Pode-se concluir que a definição de política operativa e precificação em etapas semi ou horárias captura de forma mais dinâmica a condição energética do sistema, sendo o impacto disto refletido nos montantes financeiros contabilizado aos agentes. Em contrapartida, os preços apurados em semana-patamar pelo DECOMP carregam maior inércia quando evoluem entre os patamares de carga e semanas operativas.

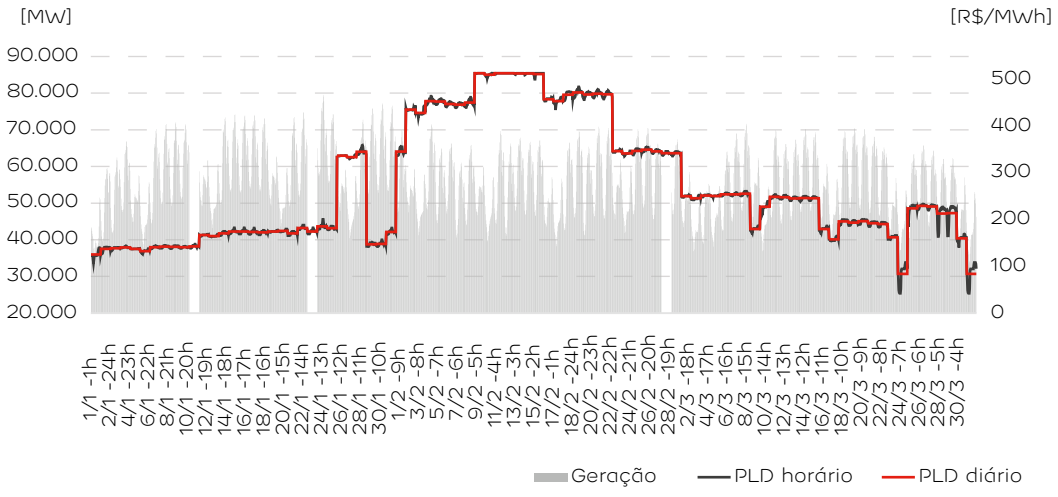

Figura 69 – Correlação Geração Hidroelétrica x PLD em discretização horária (DESSEM) – jan a mar/19

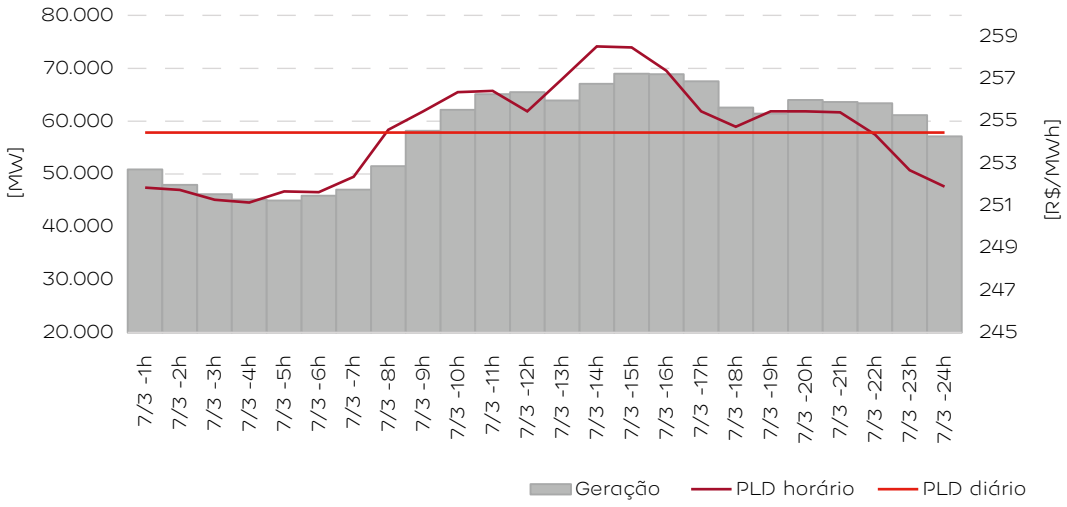

Figura 70 – Correlação Geração Hidroelétrica x PLD em discretização horária (DESSEM) – dia típico de mar/19

Das Figura 69 e Figura 70 pode-se depreender a correlação positiva entre geração hidroelétrica e PLD quando observados em discretização horária, equivalente a 0,84, destacando a elevação de preços nos horários de carga mais elevada e, por conseguinte, de geração hidroelétrica, bem como a redução destas nos períodos de menor consumo e preço. Evidencia-se o ganho à geração hidroelétrica da contabilização de seus montantes de geração ao preço em escala horária, o que promove a valorização econômica dos benefícios das fontes que aportem recurso nas horas em que o sistema mais necessita.

Conforme se conclui da Figura 69, no período de 26 a 29 de janeiro/19, a geração hidroelétrica cai substancialmente e, por consequência, tem-se a elevação do preço, mesmo assim é possível observar o ganho da modulação da geração hidroelétrica.

7.3 IMPACTO EM TERMOELÉTRICAS

7.3.1 ANÁLISE DA OPERAÇÃO TERMOELÉTRICA: O CASO DE PORTO PECÉM I

A usina termoelétrica Porto Pecém I se situa no submercado Nordeste, conta com duas máquinas com as seguintes informações cadastradas no DESSEM: potência de 360 MW, potência mínima de 240 MW, *minimum uptime* de 168 horas e *minimum downtime* de 48 horas. As máquinas também possuem rampas de acionamento e desligamento definidas, que serão apresentadas ao longo da análise. Não é declarada inflexibilidade e o limite máximo para geração da usina é de 720 MW. Seu CVU variou, para o período analisado, entre 160,22 e 198,75 R$/MWh.

Nesta seção serão apresentados os perfis de geração observados para a termoelétrica P. Pecém I, bem como serão avaliados os atendimentos às restrições operativas de rampa, *minimum uptime* e *minimum downtime*.

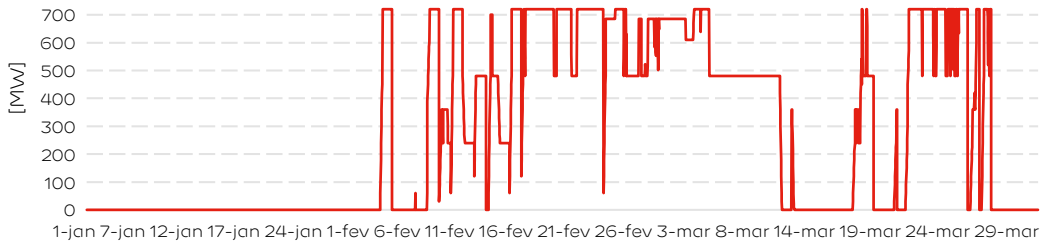

Figura 71 – Perfil de geração da termoelétrica P. Pecém I

O perfil de geração da usina, apresentado na Figura 71, é marcado pelas transições entre os níveis de geração mínimos e máximos das máquinas, característicos de um problema com *unit commitment*. Uma observação pertinente é que, apesar de o modelo DESSEM permitir, não estão sendo utilizadas restrições de rampa para o período de operação das máquinas, apenas para acionamentos e desligamentos. Isto é, uma vez que a máquina atingiu sua potência mínima, a princípio, ela pode gerar sua potência máxima na etapa imediatamente posterior. Existe também a possibilidade de se declarar o número máximo de oscilações que uma máquina pode realizar entre seus limites máximo e mínimo, enquanto em operação, porém este também não está com dados declarados para os casos analisados.

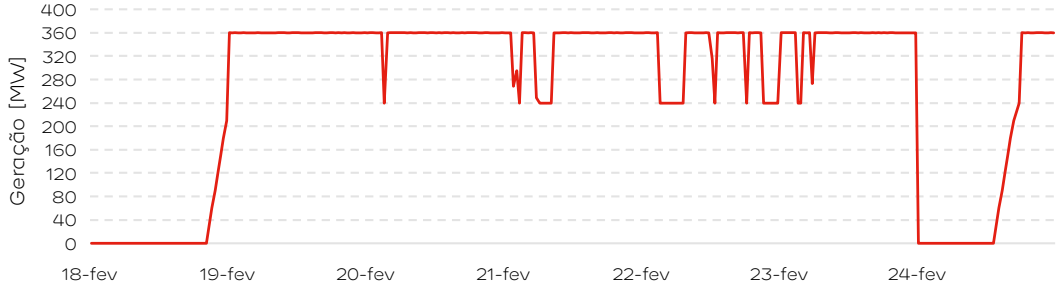

Figura 72 – Perfil de geração da máquina 1

Ao analisar, no entanto, um intervalo menor com mais atenção, para apenas uma máquina, Figura 72, é possível notar este comportamento de forma mais evidente. Para o dia 24 de fevereiro, observamos que a restrição de *minimum downtime* (de 48 horas) não foi atendida. Uma vez que no modelo é possível setar como entrada de condição inicial das máquinas (se estava operando ou desligada e a quanto tempo), esta parece ser uma incoerência que pode ser causada pelo fornecimento de dados de entrada. Este tipo de situação ocorre quando os resultados da finalização do dia anterior não são considerados na inicialização do dia seguinte. Isso pode ocorrer por decisão do operador do sistema (devida a alguma mudança do planejamento programado durante o dia) ou simplesmente pelo output de um dia do modelo estar "descasado" com o input do dia seguinte, criando-se discrepâncias de operação.

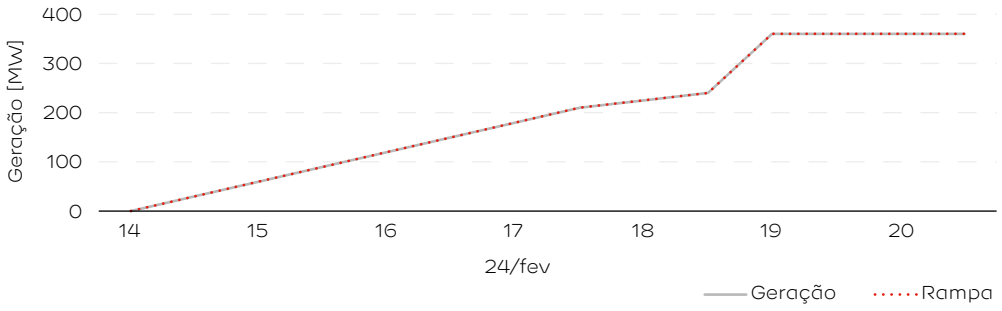

Figura 73 – Análise da rampa de subida da máquina 1 em um mesmo dia

Além disto, é possível perceber que as restrições de rampa estão sendo atendidas apenas quando esta rampa foi iniciada e finalizada dentro de um mesmo dia, conforme verificado na Figura 73. Isto é, se rampa se inicia em um determinado dia para terminar no dia seguinte, na rodada feita no dia seguinte esta condição inicial não foi considerada corretamente, conforme Figura 74 e Figura 75. Da mesma forma que para o *minimum uptime* mencionado anteriormente, o modelo possui um dado de entrada que informa se a unidade geradora estava em rampa de acionamento ou desligamento, que deve ser informada no arquivo "operut.dat".

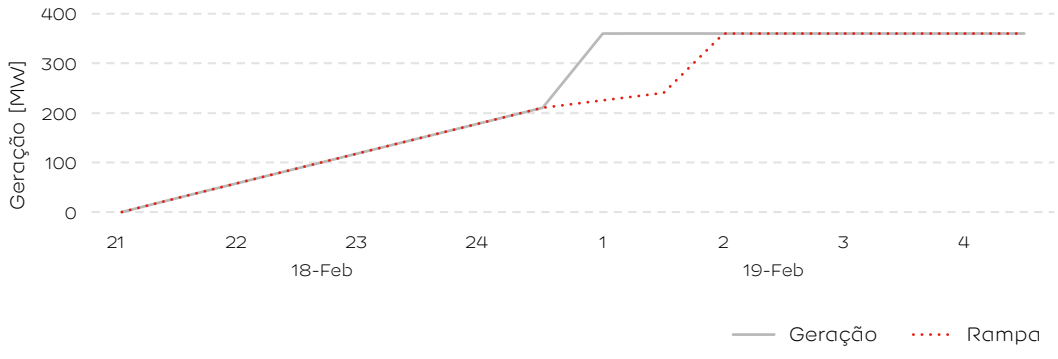

Figura 74 – Análise da rampa de subida da máquina 1 entre dias consecutivos

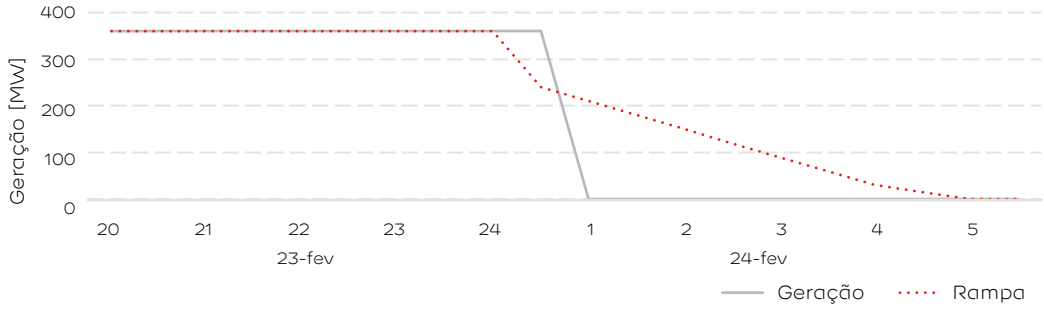

Figura 75 – Análise da rampa de descida da máquina 1 entre dias consecutivos

Deste ponto de vista, é importante a coerência entre os dados de entrada das rampas de subida e descida e a geração efetiva, principalmente nas fases em que as rampas ocorrem em transição de dias, uma vez que nessas ocasiões esses despachos parecem não respeitar as limitações operacionais das máquinas das usinas.

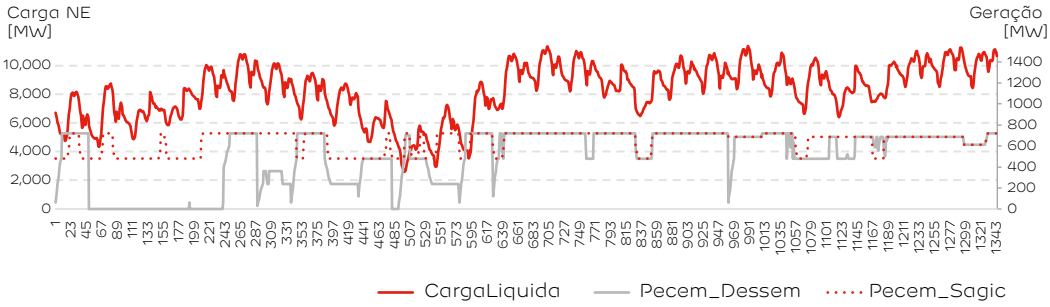

Figura 76 - Despacho Pecém I - fevereiro/2019

Na Figura 76 é feito um comparativo entre os despachos propostos pelo modelo DESSEM e a geração programada obtida pelo sistema SAGIC para o período de fevereiro de 2019. Faz-se um paralelo também com a carga líquida do subsistema Nordeste (abatida das gerações não despachadas) obtidas também dos inputs do modelo DESSEM.

Através dessa figura observa-se que, de fato, a geração da termoelétrica programada pelo DESSEM é mais volátil quando comparada com a política atual, e existe uma tendência de que a termoelétrica acompanhe a carga, uma vez que em muitos casos os picos de carga líquida são acompanhados por picos de geração da usina.

De forma correspondente, existe também uma tendência de operação da usina em meia-carga, de modo que a usina possa responder prontamente às variações de demanda e de geração intermitente do subsistema.

7.3.2 DEFINIÇÃO DA INCORPORAÇÃO DOS CUSTOS DE PARTIDA E PARADA DE USINAS TERMOELÉTRICAS PARA O CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS NO ÂMBITO DA OPERAÇÃO E NA FORMAÇÃO DE PREÇO DO MCP JÁ EM 2020

Conforme constado nas análises da seção anterior, o acompanhamento da carga líquida pelas usinas termoelétricas, característica dos sistemas isolados eletricamente, é de fato evidenciada no modelo DESSEM e já visualizada na operação em tempo real atual.

Visando o equilíbrio financeiro do modelo econômico energético brasileiro, que possui como pressuposto o índice de custo-benefício das termoelétricas definidos com geração em carga plena, e sabendo-se que a operação em meia-carga diminui os rendimentos de suas gerações ou mesmo aumentam o consumo específico de seus insumos, em uma próxima etapa será necessário compatibilizar a remuneração das termoelétricas com a nova realidade de despacho proposto pelo modelo DESSEM, sobretudo quando estas estão localizadas em regiões elétricas mais isoladas. Somando-se a isto, é sabido que excursões entre os patamares de carga implicam em custos adicionais, assim como custos necessários para partida e desligamento das plantas.

Posicionamento EDP 14– Compatibilizar a Remuneração de Termoelétricas, por Meio da Reavaliação de CVUs para Diferentes Configurações Operativas

A EDP acredita que a Programação Diária da Operação (PDO) baseada no modelo de despacho semi-horário DESSEM evidenciará o papel de resposta à demanda líquida das termoelétricas em regiões elétricas isoladas. Por esta situação trazer um maior esforço operacional e custos adicionais para essas usinas, será necessária uma reavaliação dos seus CVUs para diferentes configurações operativas.

Vale pontuar a diretiva do Regulador, publicada em março de 2019 e também citada na Documentação da CP71, no que se refere à obtenção e homologação de parâmetros e dados de entrada para processamento do modelo DESSEM:

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

A EDP expressa sua concordância de que a consideração dos custos de parada e partida de termoelétricas, assim como os demais custos ainda não representados, não seja adotada na primeira fase de implantação do modelo DESSEM, prevista para janeiro de 2020, dando tempo a que se realizem estudos abrangentes e avaliações mais completas da compatibilidade destes parâmetros segundo tecnologias e modalidades de operação, como também se avalie o impacto da adoção desses custos nos valores resultantes de CMO e de PLD e o rebatimento sobre o mercado.

Posicionamento EDP 15 – Considerar os Custos de Parada e Partida das Termoelétricas no Modelo Precedida de Estudos e Avaliações de Impacto

A EDP acredita que a utilização da função de custos de parada, partida e de excursões entre os patamares de geração das termoelétricas no modelo DESSEM tem de ser compatibilizada com o modelo regulatório de ressarcimento. A EDP reitera a compatibilização de remuneração de termoelétricas por patamares de despacho, reconhecendo-se assim os custos adicionais em caso de geração inferior à nominal.

7.4 IMPACTO EM ENCARGOS

Nesta seção serão apresentadas algumas análises com relação ao impacto sobre encargos com a implantação do Preço Horário. As análises concentram-se em dois estudos. O primeiro faz um comparativo entre os resultados do PLD/CMO do processo sombra, com relação à programação do despacho termoelétrico real. O segundo faz uma análise sobre a contabilização sombra de encargos divulgada pela CCEE.

7.4.1 ANÁLISE DAS RECEITAS NÃO REMUNERADAS DOS GERADORES TERMOELÉTRICOS

Como comentado, há casos em que mesmo utilizando os resultados do modelo DESSEM para a determinação da programação da operação e determinação do preço, usinas com CVU superior ao custo marginal podem estar despachadas, gerando receitas não remuneradas. Portanto, esta seção tem por objetivo identificar estes casos, mostrar como foram quantificadas estas receitas e apresentar os resultados calculados.

Os resultados de geração utilizados foram obtidos do caso rodado com rede pelo ONS e os custos marginais foram obtidos do caso sem rede da CCEE. Portanto, os valores encontrados são

aproximações dos montantes reais, dado que estão implícitos os efeitos das diferenças geradas pela utilização de resultados dos casos com e sem rede elétrica – além da diferença entre as discretizações temporais.

7.4.1.1 Por que o CVU Marginal Pode ser Maior do que o CMO?

Há ao menos três situações em que uma usina com CVU mais alto que o CMO (e PLD) pode ser despachada: (i) a usina está em rampa de acionamento ou desligamento, (ii) a usina atinge seu limite de geração mínima (seja este limite definido pela potência mínima das máquinas ou pela inflexibilidade declarada, que configuram situações diferentes) no problema relaxado – utilizado para cálculo de CMO e (iii) se no caso da CCEE rodar com rede elétrica, a média dos custos marginais das barras fatalmente será inferior ao custo marginal de certas barras. Se em algum desses houver remuneração via encargo, será difícil encontrar razões para os outros casos também serem remunerados. Por outro lado, se não houver remuneração alguma os incorrerão em custos injustificáveis. Cada um dos três casos será detalhado a seguir:

i) Máquinas em rampa de acionamento ou desligamento: as restrições de rampa com trajetória do modelo DESSEM fazem com que uma máquina termoelétrica, enquanto estiver sendo ligada ou desligada, tenha sua geração em um ponto especifico (a geração está fixa na trajetória). Se houver um aumento na demanda, esta máquina, apesar de despachada, não poderá atender à necessidade sistêmica devido à sua restrição. Portanto, esta máquina não formará o custo marginal.

ii) Potência mínima e inflexibilidade: ao fixar as variáveis binárias no problema de otimização, geradores despachados forçadamente podem ter CVUs superiores ao CMO. Assim essas usinas acabam gerando na potência mínima, como se apresentassem uma inflexibilidade, e não formam custo marginal.

iii) Custos marginais por submercado a partir do caso com rede: dos três casos este é o mais direto, dado que uma média (ponderada pela carga ou simples), sempre será inferior ou superior que os custos marginais de algumas barras individualmente. Logo, as termoelétricas com CVU superior ao PLD não terão seus custos de operação integralmente remunerados.

7.4.1.2 Receitas Não Remuneradas: Custos *Constrained-on*

As receitas não remuneradas para os geradores que foram despachados e que possuem CVU maior que o CMO calculado, para cada etapa, foram valoradas utilizando a seguinte regra: se a geração da usina é maior que sua inflexibilidade e se o CVU é maior que o CMO, então Receita = (Geração - Inflexibilidade)*(CVU-PLD).

Esta mesma análise foi feita utilizando os CMOs dos casos com e sem rede, para estimar o impacto causado por esta diferença na representação dos casos. Por simplicidade, chamamos aqui esta receita de *constrained-on*, apesar de não ser exatamente análoga ao que está definido nas regras de comercialização da CCEE[1].

1 https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras

7.4.1.3 Receitas Não Remuneradas: Devido às Rampas de Subida e Descida

As receitas não remuneradas para os geradores em rampa de acionamento ou desligamento, dada que estas rampas sempre começam ou terminam na potência mínima de cada máquina, foram valoradas utilizando a seguinte regra: se a geração por máquina é menor que a potência mínima e se o CVU é maior que o CMO, então Receita = (Geração)*(CVU-PLD). Chamaremos esta parcela de receita por rampa.

7.4.1.4 Receitas não Remuneradas: Devido ao Tratamento das Decisões Inteiras

Dos casos propostos para análise, talvez este seja o mais frágil. Não é trivial quantificar, exatamente, qual é o montante resultante da relaxação do problema inteiro. Existem situações em que usinas que haviam sido despachadas acima de sua inflexibilidade no problema inteiro podem gerar apenas a inflexibilidade no problema linear, ou podem gerar a soma das potências mínimas das máquinas acionadas, não formando o CMO. Outras situações também podem ocorrer, porém não vamos estender a discussão neste momento.

Para fazer uma aproximação conservadora das receitas não remuneradas aos geradores termoelétricos por conta deste detalhe, propomos a seguinte regra: se a inflexibilidade é nula, se a geração da máquina é igual à sua potência mínima e se o CVU é maior que o CMO do caso CCEE (sem rede), então Receita = (Geração)*(CVU-PLD). Por simplicidade, chamaremos esta parcela de receita por *commitment*.

7.4.1.5 Resultados

O resumo dos resultados, por mês, considerando todas as usinas termoelétricas, é apresentado na Tabela 10. Os casos A e B são, respectivamente, as receitas *constrained-on* dos casos com e sem rede. O caso C representa as receitas de *commitment* do caso sem rede. O caso D representa as receitas de rampa do caso sem rede.

[milhões R$]	A	B	C	D
jan/19	29.18	31.95	20.84	0.80
fev/19	316.06	333.35	121.82	6.65
mar/19	70.23	69.04	65.41	6.46

Tabela 10 – Receitas não remuneradas das termoelétricas

Algumas conclusões diretas podem ser inferidas: (i) utilizar o CMO calculado em um caso com rede elétrica (Caso A) em relação a um caso sem rede elétrica (Caso B) tende a minimizar as situações onde um agente não é remunerado adequadamente ou não recebe o incentivo econômico mais adequado para sua operação; (ii) existem parcelas não remuneradas dos geradores termoelétricos que, até então, não eram evidenciadas com o uso de um modelo de despacho em base semanal e que não considerava as restrições de rampa (Caso C) e de potência mínima por máquina (Caso D), Ainda que a mesma situação da inflexibilidade já ocorresse no caso do DECOMP, agora essa inflexibilidade pode ser dominada pela soma das potências mínimas das máquinas acionadas.

7.4.2 DEFINIÇÃO SOBRE A REMUNERAÇÃO DAS TERMOELÉTRICAS VIA ESS

Para uma discussão dessa temática, convém estabelecer, de início, que a regra geral relativa à fixação do ESS global e sua alocação por Agente permanecerá válida, isto é, não se prevê

mudança quando se passar a praticar preços horários no MCP. Assim, toda vez que um Gerador estiver despachado e o PLD estiver abaixo do CVU declarado pelo Agente, existirá uma cobertura da diferença de valores entre o CVU e o PLD. Em outras palavras, havendo despacho de uma usina termoelétrica fora da ordem de mérito, na avaliação do ONS, essa usina tem direito ao ressarcimento da diferença entre o CVU declarado e o PLD que estiver vigorando.

Até o momento, não se visualizava problema em aplicar essa regra, já que a ocorrência de um despacho fora da ordem de mérito determinado pelo ONS na maior parte dos casos caracterizaria uma situação em que um gerador despachado por restrições elétricas/operativas intra-submercado (*constrained-on* ou *constrained-off*) estaria fora de mérito nos dois ambientes (Operação e Comercialização).

Com a introdução de preços horários e premissas distintas para o cálculo dos CMOs de âmbito da operação e os CMOs e PLDs no âmbito da comercialização de energia, conforme discorrido acima, podem ocorrer descolamentos importantes entre valores dos CMOs que definem o despacho na ordem de mérito na operação e os PLDs do MCP.

Com a implantação do DESSEM, agora podem ocorrer situações em que o gerador esteja operando por determinação do modelo de despacho adotado pelo ONS e, para efeito de CCEE, resulte um CVU superior ao PLD. Essa situação é passível de ocorrer tanto em momentos em que o despacho foi definido, mas existem restrições operativas que impedem a termoelétrica de formar o preço, como quando existem descolamentos entre CMOs da operação e PLDs calculados pela CCEE.

Assim, deve-se monitorar esse tipo de ocorrência para garantir o ressarcimento via ESS dos geradores que tenham sido despachados e tenham CVU superior ao PLD, considerando que para efeito de ONS estariam despachados em algum momento por requisitos sistêmicos.

Propõe-se que após implantada a precificação horária no MCP, a CCEE passe a calcular os encargos de acordo com o seguinte procedimento:

i. Despachos considerados fora da ordem de mérito na operação do sistema devem dar margem a ressarcimento via encargos, respeitando estritamente o regramento vigente e computando-se a diferença entre o CVU das termoelétricas despachadas fora da ordem de mérito e o PLD definido em base horária;

ii. Despachos de usinas na ordem de mérito pelo ONS, cujo CVU declarado for superior ao PLD calculado pela CCEE, devem fazer jus a ressarcimento via ESS.

Estudos que estimam os custos de geração não remunerados pelo PLD inerentes ao modelo DESSEM foram feitos na Seção 7.4, inclusive com comparativos que estimam o modelo de remuneração de despacho fora da ordem de mérito adotado atualmente.

Posicionamento EDP 16 – Remunerar de Forma Justa as Termoelétricas

A EDP entende que as usinas termoelétricas despachadas com CVU superior ao PLD precisam ser ressarcidas ao menos pelo seus respectivos CVUs via ESS, já que com a implementação do preço horário surgirão novos casos de termoelétricas não remuneradas plenamente via PLD.

7.4.3 ALTERAÇÕES DE DESPACHO TERMOELÉTRICO SAGIC X DESSEM

Em complemento ao estudo da seção anterior, a presente seção faz uma análise entre os resultados de encargos devido a despachos termoelétricos do modelo de programação diária da operação (PDO) atual, e os resultados colhidos da operação Sombra DESSEM.

Para compatibilização entre as duas bases, a metodologia desse estudo é diferente do estudo anterior, principalmente com relação à caracterizações dos despachos e o tratamento dos dados, os quais foram obtidos do site do ONS[1] no período de janeiro a março de 2019 e pela CCEE[2] no mesmo período, para o caso sem rede. As fontes de dados para os estudos são:

i. Programação Proposta: foram colhidos os resultados de despacho de 95 usinas termoelétricas programáveis pelo DESSEM, disponibilizados pelo ONS. Foram utilizados os dados de PLD em base horária do modelo sem rede da CCEE, sendo que para os dias pontuais faltantes foram utilizados os CMOs zonais disponibilizados pelo ONS;

ii. Programação Atual: os dados são oriundos dos despachos programados disponibilizados no sistema SAGIC para 95 usinas termoelétricas;

iii. Programação Ordem de Mérito: foram calculados os resultados do despacho por ordem de mérito através do comparativo entre os CMOs semana patamar oficiais, divulgados pelos ONS, e os CVUs das 95 usinas termoelétricas foco do estudo.

As 95 usinas termoelétricas escolhidas são aquelas em que foi identificada uma correspondência direta entre os modelos DECOMP-DESSEM e a base de dados SAGIC. A partir dos resultados da Programação Atual, que incluem despachos por ordem de mérito, inflexibilidade, garantia energética, restrição elétrica, fora da ordem de mérito (GFOM), por manutenção de reserva operativa (RRO), entre outros, classificou-se como "despacho exógeno" todo aquele despacho acima da geração mínima (inflexibilidade) quando o CVU da usina estava

1 https://agentes.ons.org.br/operacao/operacaosombradessem.aspx
2 Biblioteca Virtual - https://www.ccee.org.br/

acima do CMO do submercado de origem. A partir disso, estimou-se como custo para o despacho exógeno a diferença (positiva) entre o CVU e o PLD do patamar semanal do submercado de origem.

Para o comparativo da Programação Proposta do Despacho, foi verificada a alocação financeira devido às restrições *constrained-on* inerentes ao modelo DESSEM. Essas foram estimadas a partir dos resultados de despacho do processo sombra DESSEM, *deck* ONS, para o caso PLD sem rede da CCEE. Diferentemente do estudo da Seção 7.4.1 considerou-se para o despacho *constrained-on* todos os despachos acima da inflexibilidade em que o CVU estava acima do PLD calculado.

Existe a expectativa que, com a entrada dos preços horários, parte dos despachos exógenos de fato serão reduzidos devido ao melhor detalhamento da operação proporcionado pelo modelo DESSEM. Por outro lado, devido à própria forma de decisão de despacho, característica do DESSEM, e formação dos preços zonais, parte dessa redução será convertida em despachos *Constrained-on*.

Os resultados das análises feitas para cada um dos meses, após passar os resultados da base semi-horária para base horária, são apresentados nas tabelas abaixo representando os despachos termoelétricos exógenos do processo atual, e os resultados financeiros pelos despachos *constrained-on* do DESSEM.

Atual	SE	S	NE	N	Total
jan/19	R$ 44.802.122,63	R$ 15.180.075,80	R$ 66.467.501,22	R$ 32.974.922,30	**R$ 159.424.621,96**
fev/19	R$ 11.905.276,23	R$ 8.937.413,66	R$ 176.606.555,57	R$ 25.803.226,91	**R$ 223.252.472,36**
mar/19	R$ 27.756.741,30	R$ 1.232,80	R$ 184.654.000,66	R$ 26.494.825,44	**R$ 238.906.800,20**
Total	**R$ 84.464.140,16**	**R$ 24.118.722,26**	**R$ 427.728.057,45**	**R$ 85.272.974,65**	**R$ 621.583.894,51**

Tabela 11 - Financeiro Exógeno (Modelo Atual)

DESSEM	SE	S	NE	N	Total
jan/19	R$ 6.343.947,21	R$ 49.459,45	R$ 6.528.884,18	R$ 33.225.877,74	**R$ 46.148.168,58**
fev/19	R$ 53.712.474,16	R$ 2.557.325,73	R$ 213.082.156,94	R$ 67.776.574,80	**R$ 337.128.531,63**
mar/19	R$ 23.384.274,49	R$ 89.037,75	R$ 20.422.202,32	R$ 14.419.113,75	**R$ 58.314.628,32**
Total	**R$ 83.440.695,86**	**R$ 2.695.822,93**	**R$ 240.033.243,45**	**R$ 115.421.566,29**	**R$ 441.591.328,53**

Tabela 12 - Resultados Constrained-On (Modelo Proposto)

Apesar de saber que o comparativo financeiro entre o modelo de despacho atual e o proposto não se limita a essa análise, a comparação entre os resultados das Tabela 11 e Tabela 12 oferece uma dimensão da diferenciação entre os encargos devido aos despachos térmicos. Nessas, quando considerado o período sombra disponibilizado, verifica-se que os financei-

ros totais do despacho exógeno para o modelo atual totalizam R$ 621,6 milhões que comparado ao total de R$ 441,6 milhões dos resultados *Constrained-on* do modelo DESSEM oferece um potencial de redução de 34% em encargos. Esse potencial ganho sistêmico evidencia a importância de tornar o despacho mais detalhado e próximo à operação em tempo real, assim como a formação de preços horários. Frisa-se a importância do estabelecimento de que despachos *Constrained-On* sejam valorados ao menos pelo CVU das usinas termoelétricas, visando o equilíbrio financeiro natural dos despachos termoelétricos do SIN.

Posicionamento EDP 17 – Incentivar a Redução de Encargos

A EDP acredita que a PDO baseada no modelo de despacho semi-horário DESSEM possui um potencial de redução de encargos oriundos de despachos termoelétricos exógenos, uma vez que inclui um maior detalhamento do sistema, aproximando a programação diária do despacho em tempo real.

7.4.4 RESULTADOS DA CONTABILIZAÇÃO SOMBRA

Os resultados apresentados referem-se aos divulgados na contabilização sombra da CCEE[1] para o período de janeiro e fevereiro de 2019. Os meses anteriores não foram considerados uma vez que o período sombra divulgado estava com o modelo DESSEM ainda em fase preliminar, sem todas as funcionalidades incluídas, e dessa forma os preços e despachos finais podem ser diferentes da versão atual do modelo. É importante destacar que os cálculos de encargos da contabilização sombra são feitos substituindo-se os valores do PLD em patamares obtidos do modelo DECOMP, que já são declarados por hora nos cálculos, pelo PLD em base horária obtido do modelo DESSEM.

Assim, as análises consideram os mesmos despachos horários realizados pelas usinas, variando-se apenas quais os geradores que estão operando dentro e fora da ordem de mérito e o valor do PLD. Isto é, nessa análise não estão contabilizados os efeitos da mudança na operação decorrente das decisões do modelo DESSEM[2].

1 https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/contabilizacao/contabilizacao_sombra
2 https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_644562

Componente	Contabilização Janeiro/19	Contabilização Sombra Janeiro/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Janeiro/19 - Preço Horário Com Rede
Recebimento por restrição de operação - Consrained-On (ENC_CONST_ONp,j)	R$77.119.551,91	R$77.454.638,22	R$70.267.949,18
Recebimento por restrição de operação - Consrained-Off (ENC_CONST_OFFp,j)	R$297.761,20	R$134.314,83	R$442.607,64
Recebimento por de Outros Serviços Ancilares (ENC_OSAp,m + RSEP_Da,m)	R$8.585.376,69	R$8.585.376,69	R$8.585.376,69
Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona (ENC_CSp,j)	R$7.810.040,19	R$7.810.040,19	R$7.810.040,19
Recebimento por segurança energética (ENC_SEG_ENERp,j)	R$-	R$-	R$-
Recebimento por Deslocamento Hidráulico (R_ENC_DHa,m)*	R$3.820,48	R$5.073,12	R$6.664,31
Recebimento por Importação de Energia (ENC_IMP p,j)	R$-	R$-	R$-
Recebimento por Reserva Operativa (R_ENC_RESPOP)	R$133.541.132,14	R$141.162.412,19	R$118.478.125,85
TOTAL	**R$227.357.682,61**	**R$235.151.855,24**	**R$205.590.763,86**

Tabela 13 - Contabilização para janeiro de 2019

Componente	Contabilização Fevereiro/19	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Com Rede
Recebimento por restrição de operação - Consrained-On (ENC_CONST_ONp,j)	R$57.139.411,39	R$43.970.387,31	R$44.285.889,99
Recebimento por restrição de operação - Consrained-Off (ENC_CONST_OFFp,j)	R$5.452.536,15	R$5.220.808,09	R$6.292.533,31
Recebimento por de Outros Serviços Ancilares (ENC_OSAp,m + RSEP_Da,m)	R$8.585.831,73	R$8.585.831,73	R$8.585.831,73
Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona (ENC_CSp,j)	R$9.425.048,25	R$9.425.048,25	R$9.425.048,25
Recebimento por segurança energética (ENC_SEG_ENERp,j)	R$53.243.552,18	R$43.264.465,74	R$40.650.820,19
Recebimento por Deslocamento Hidráulico (R_ENC_DHa,m)*	R$31.111.118,58	R$31.900.964,69	R$31.544.141,55
Recebimento por Importação de Energia (ENC_IMP p,j)	R$1.118.596,95	R$1.242,29	R$-
Recebimento por Reserva Operativa (R_ENC_RESPOP)	R$126.426.659,17	R$100.034.801,01	R$88.981.978,57
TOTAL	**R$292.502.754,40**	**R$242.403.549,11**	**R$229.766.243,59**

Tabela 14 - Contabilização para fevereiro de 2019

Na Tabela 13 nota-se que devido aos relativos preços baixos de PLD, ainda por influência das boas afluências de novembro e dezembro de 2018, os despachos térmicos exógenos ficaram baixos, de forma que para janeiro de 2019 pouca diferenciação entre o modelo atual e as contabilizações do modelo DESSEM foram identificadas.

As maiores reduções foram obtidas no caso de fevereiro de 2019, verificadas na Tabela 14, para os encargos por reserva operativa, segurança energética e *constrained-on*. Esse mês foi caracterizado com um mês bastante impactado pelas baixas afluências de janeiro de 2019, incluse com despachos fora da ordem de mérito (GFOM), ou seja, com substanciais despachos térmicos exógenos. Considerando a contabilização oficial de fevereiro de 2019, notam-se altos gastos com restrições *constrained-on* R$ 57 MM, recebimento por Segurança Energética R$ 53 MM e por Reserva Operativa R$ 126 MM. Nos casos com o modelo DESSEM, que oferecem uma melhor resposta em termos de preços, onde termoelétricas são pontualmente acionadas, verifica-se que os custos exógenos são reduzidos, entrando, provavelmente, como despachos no mérito.

Apesar dos resultados estarem relativamente alinhados com as expectativas em fevereiro, não é possível, analisando semente os resultados do período de contabilização sombra, afirmar que haverá uma redução ou aumento em cada uma das parcelas que compõem os encargos de serviço e sistema (ESS). Apesar de não conclusivos, traços dessa redução podem ser estimadas através de análises conforme verificado na Seção 7.4.3. Vale observar que nas discussões do grupo de trabalho de metodologia, no entanto, foi dito que é esperado que os encargos por restrições do tipo *constrained-on* sejam reduzidos, o que ainda não foi totalmente comprovado.

8. validação e visualização dos dados de entrada e resultados

A entrada em operação do preço horário trará uma mudança na dinâmica do setor com a necessidade de redução da periodicidade das simulações, de análises de dados de entrada, de validação de premissas, dentre outros. Assim, o setor deverá necessariamente evoluir para o caminho da automatização das rodadas, com a criação de bases de dados robustas que armazenem tanto os dados de entrada, fazendo comparações de alterações de premissas entre rodadas sucessivas ou em períodos similares, quanto dos dados de saída, fazendo comparações sobre mudanças nas políticas operativas e permitindo análises estatísticas que auxiliem nas tomadas de decisões.

Neste sentido, alguns pontos são fundamentais, como:

i. Criação de rotinas de validação dos dados de entrada do modelo, disponibilizada para o mercado em "cadernos de validação" e com Força Tarefa (FT) com reuniões periódicas

para discutir o tema e incrementar as regras;

ii. Desenvolvimento de bases dados consolidando o histórico de todos os dados de entrada e das simulações oficiais;

iii. Desenvolvimento de plataforma frontend, facilitando para os usuários dos modelos tanto a visualização dos resultados dos modelos, quanto das entradas e permitindo comparações entre rodadas;

iv. Evolução dos sistemas e reports para o acompanhamento das premissas de entrada do modelo, como a disponibilização da disponibilidade e geração de usinas em tempo real. A criação de acessos automatizadas em bases de dados disponibilizadas pelo ONS também é desejável;

v. Implantação de rotinas de compliance e auditorias automatizadas para certificar todos os processos envolvidos no cálculo do despacho das usinas e do PLD.

Esta seção abordará três pontos listados acima: a criação de uma base de dados, a implantação de uma plataforma de visualização desenvolvida no projeto de P&D Preço Horário e o desenvolvimento de rotinas de validação dos dados de entrada, que ainda podem ser consideradas como protótipos, mas que demonstram a necessidade deste quesito para garantir a robustez das rodadas.

8.1 VISUALIZAÇÃO DOS DADOS E RESULTADOS DO DESSEM

A plataforma Venidera Miran atualiza uma infinidade de dados do SEB praticamente em tempo real. Esta plataforma foi aprimorada no projeto de P&D Preço Horário para considerar os dados de entrada e resultados do modelo DESSEM. Assim, na medida em que novos Decks do DESSEM forem disponibilizados no site da CCEE/ONS, a extração dos resultados contidos nestes

decks é executada automaticamente sem que, por exemplo, seja necessário que os usuários acessem o site da CCEE/ONS, façam *download* de um dado *deck* e visualizem os resultados deste *deck* em formato de série temporal, por exemplo.

Portanto, o produto entregue no escopo do P&D executa automaticamente o seguinte fluxo:

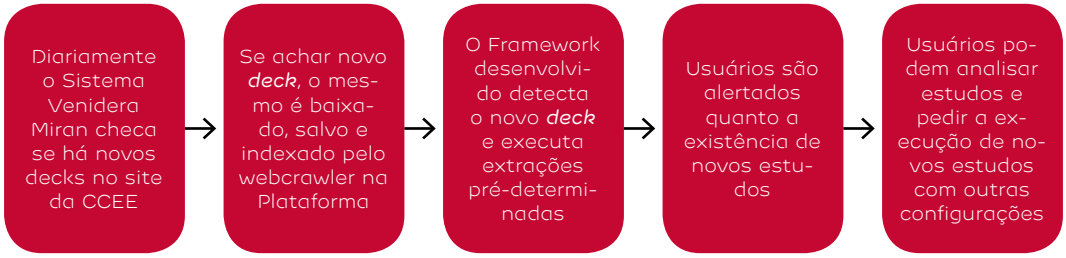

Figura 77 – Fluxo para atualização de dados de entrada e resultados do DESSEM

Portanto, para viabilizar o fluxo acima e, principalmente a caixa em destaque deste mesmo fluxo, foram desenvolvidos webcrawlers para baixar os decks disponibilizados nos sites da CCEE e do ONS.

8.1.1 VISUALIZAÇÃO DOS RESULTADOS

A plataforma possui uma funcionalidade de visualização dos dados que permite construir consultas especializadas e plotar todas as informações de interesse dos decks no formato de série temporal como pode ser visto na Figura 78 para um *deck* específico.

Figura 78 - Resultados do DESSEM na plataforma

8.1.2 VISUALIZAÇÃO GEORREFENCIADA DAS RODADAS DO DESSEM NO GRID DO SIN

A visualização das rodadas do DESSEM no formato de um grid georreferenciado é relevante para as análises. Por este motivo, está sendo realizada uma força-tarefa para que os dados do grid do DESSEM e as rodadas do DESSEM sejam visualizadas em um mapa de calor dinâmico georreferenciado. Uma parte deste trabalho pode ser visualizada na figura abaixo, onde é possível ver as usinas com maior despacho com cores mais quentes em um dado instante.

Figura 79 - Visualização das Rodadas do DESSEM no mapa

Esta ferramenta também mostrará uma indicação do carregamento das linhas de transmissão para cada instante de tempo, por meio de um trabalho vem sendo realizado para conseguir relacionar as informações do *deck* do DESSEM com as informações georreferenciadas da rede do sistema SINDAT do ONS, superando a dificuldade relacionada à nomenclatura diferente das barras do SIN nessas duas fontes de dados. No SINDAT, as informações das linhas de transmissão trazem a nomenclatura bem caracterizada dos nós de origem e destino da linha. Entretanto, no *deck* do DESSEM (ou mesmo no *deck* do ANAREDE), a nomenclatura é abreviada no formato de um acrônimo. Um exemplo é o barramento "Ubatuba 1" do SINDAT que tem o nome "UBAT1—SP138". A padronização de nomes ou a criação de um grande banco "de-para" entre todas as bases de dados do setor também auxiliaria muito as análises dos agentes.

8.1.3 ANÁLISE DE RESULTADOS ATRAVÉS DA PLATAFORMA

Usando a plataforma, as rodadas de vários decks do DESSEM da CCEE fo-

ram analisadas. Dois períodos maiores foram analisados: final de abril de 2018 e final de janeiro de 2019. No primeiro período, pareceu que o DESSEM vinha fazendo despachos equivocados de várias termoelétricas grandes e inflexíveis, as modulando dentro de um mesmo dia, como é o caso das usinas de Angra I e II (Figura 80), ao passo que o problema foi aparentemente corrigido no segundo período (Figura 81).

Figura 80 - Angras no final de abril de 2018

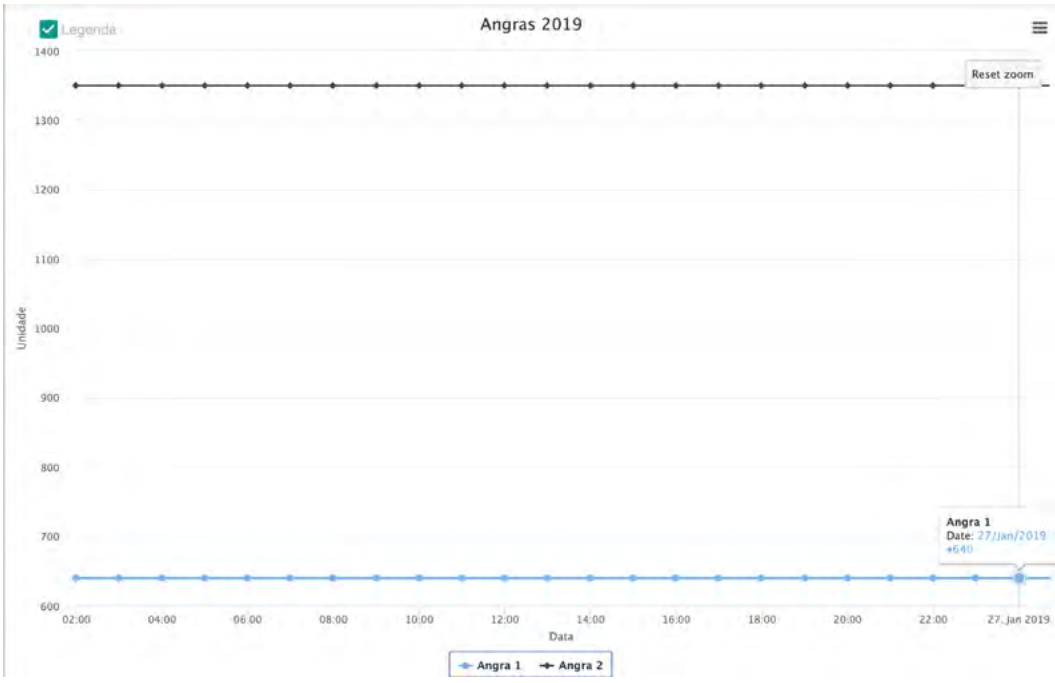

Figura 81 - Angras no início de 2019

Olhando outras grandes termoelétricas, o problema parece que realmente foi sanado em 2019.

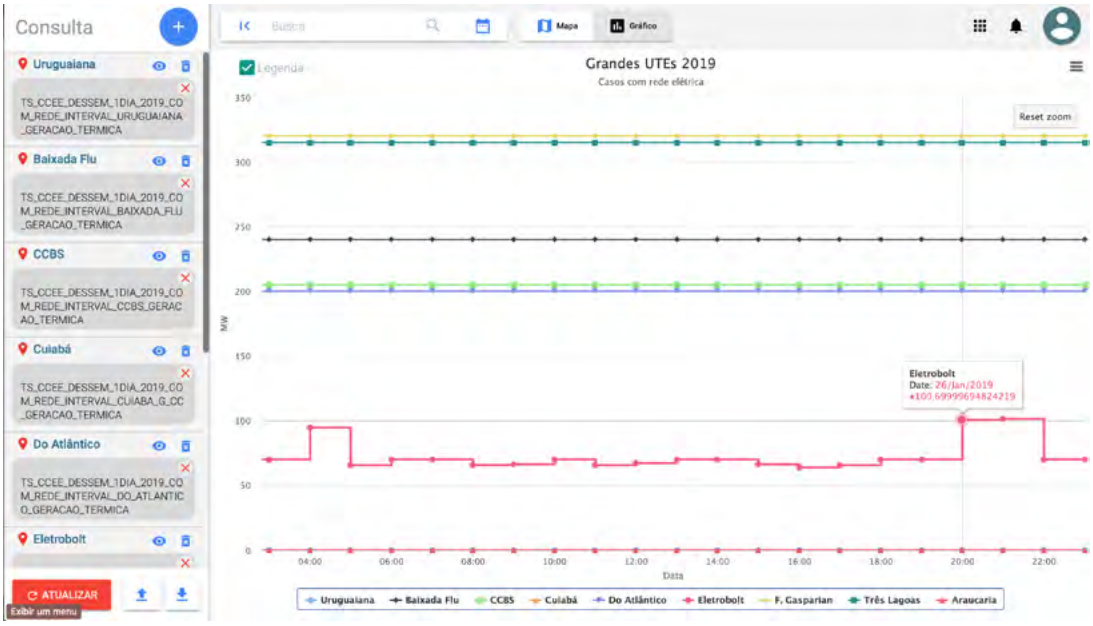

Figura 82 - Grandes termoelétricas em 2019

Por outro lado, quando se analisa o despacho individualizado de algumas grandes hidroelétricas, é possível perceber que, diferentemente do modelo ODIN (como poderá ser visto na seção a seguir) e também do que parece ser usual em termos de do pós-operativo destas usinas, elas não fazem nenhum tipo de acompanhamento da carga, como pode ser visto na Figura 83.

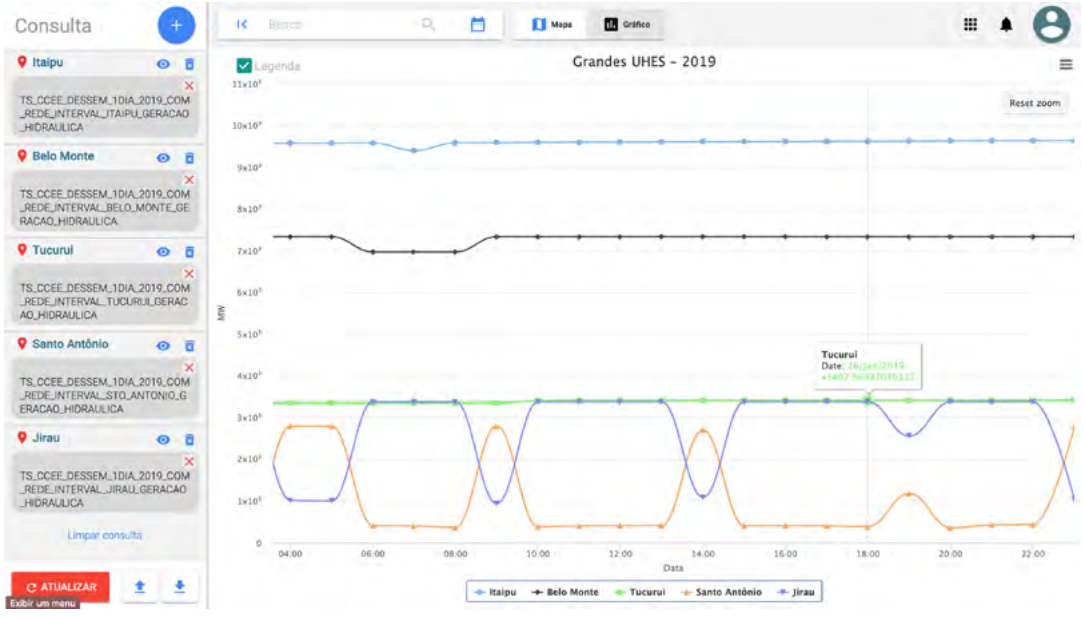

Figura 83 - Grandes hidroelétricas em 2019

Assim, demonstra-se que a visualização dos dados é importante para a validação dos resultados dos modelos e a periodicidade das rodadas em conjunto com a quantidade de dados exige um elevado grau de automatização e de organização dos dados.

8.2 DADOS DE TERMOELÉTRICAS

Foram identificadas algumas inconsistências com relação aos inputs de dados das termoelétricas, como o verificado através do arquivo pdo_term.dat para o dia 03/03/2019 (*Deck* ONS). Neste arquivo a usina Termomacae apresenta GMIN maior que o GMAX, o que no nosso ponto de vista representa uma inconsistência dos dados. Outras usinas apresentam comportamento semelhante.

```
*********************************************************************
*                                                                   *
*           CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA         *
*  MODELO DESSEM     - VERSAO 16.1.8 - Março de 2019 (CPLEX)                *
*                                                                   *
*********************************************************************

   PROGRAMA LICENCIADO PARA ONS


_____________________________________________________________

  TE  PMO - MARCO/19 - ABRIL/19 - REV 1 - FCF COM CVAR - 12 REE - VALOR ESPERADO
_____________________________________________________________

Resultados Relativos as Usinas Termicas:

----;-------;----;--------------;----;----;-----------;-----------;-----------;------------;-----;-----------;
IPER;  Pat  ;USIT;     Nome     ;Unid;Sist;  Geracao  ;    GMin   ;    GMax   ; Capacidade ; L/D ;CustoLinear;
   ;       ;    ;              ;    ;    ;     MW    ;     MW    ;     MW     ;      MW     ;     ;    $/MW   ;
----;-------;----;--------------;----;----;-----------;-----------;-----------;------------;-----;-----------;
  1 ;  LEVE ; 90 ;TERMOMACAE    ; 99 ; SE ;     90.00 ;    800.00 ;    650.00 ;    9450.00 ;  -  ;           ;
```

Figura 84 – GMin maior que GMax

Assim, a EDP entende que em nome da transparência do processo, deve ser desenvolvido um "Caderno de Validação", com participação dos agentes na determinação dos testes que serão realizados e reuniões periódicas para tratar do tema, onde serão disponibilizadas todas as rotinas que devem ser rodadas toda vez em que um novo *deck* de DESSEM for disponibilizado.

8.2.1 SAÍDAS DO CASO SEM REDE

Para o caso discutido na Seção 7.1.5.2, caso sem rede, não parecem existir erros no balanço energético feito pelo modelo DESSEM internamente, porém existem erros na impressão dos resultados para o caso sem rede. O balanço energético apresentado no arquivo "pdo_operacao.dat", não está consistente pois não considera a geração das usinas não simuladas.

Portanto, para esse caso, para se fazer o balanço do caso sem rede para o Nordeste foi necessário: (i) contabilizar esta geração do caso vindo do ONS e fazer a média para cada hora; (ii) fazer o cálculo do saldo dos intercâmbios utilizando os resultados de intercâmbio ao invés da parcela "SALDO" apresentada no bloco de balanço energético do arquivo "pdo_operacao.dat", pois também está com inconsistência.

A partir disso calculamos a diferença entre o intercâmbio que chega ao NE (FC para NE) e do que sai deste submercado (NE para SE).

Dessa forma é importante destacar: (i) a necessidade de correção na impressão do arquivo "pdo_operacao.dat" no caso sem rede, para imprimir corretamente a saída de geração renovável e (ii) que é desejável aprimorar o formato de entrada dos dados de geração renovável que, no momento, está confuso. Para o caso com rede, os dados de geração renovável vêm dos arquivos com extensão ".afp", porém para o caso sem rede os dados do primeiro dia vêm, desagregados por usina, no arquivo "renováveis.dat" e para os demais dias do arquivo "entdados.dat", agregados por submercado.

Posicionamento EDP 18 – Promover a Coerência dos Dados de Entrada e Saída do Modelo

A EDP acredita que é importante a uniformização dos dados de entrada e saída do modelo DESSEM, sendo, dentro do possível, de interpretação intuitiva. Em especial, os dados de entrada de energia renovável para o primeiro dia operativo precisam ser melhorados. Além disso, dada a quantidade de dados a serem conferidos no processo de geração de novos casos DESSEM, a EDP vê como necessária a elaboração de um caderno de teste de validação de dados de decks a ser rodado todos os dias no início do processo de elaboração da PDO.

9. contribuições metodológicas

Esta seção apresenta algumas contribuições metodológicas que poderiam ser incluídas nas versões futuras do modelo DESSEM, tendo em vista um melhor desempenho do algoritmo e uma maior aderência ao despacho real das usinas do SIN.

9.1 VIOLAÇÕES DE RESTRIÇÕES PRESENTES NOS RESULTADOS DO DESSEM

De acordo com (Kohler, Muller, & Allgower, 2017), o incremento de energia renovável e geração distribuída leva à redução de inércia do sistema e flutuações grandes e rápidas nos sistemas de potência. Como resultado isto pode levar a violação dos limites de transmissão e uma deterioração do desempenho econômico.

Para auxiliar não só no atendimento dos limites de transmissão, mas também em restrições de segurança elétrica e o despacho de geração seguro é possível utilizar de apenas um pequeno conjunto de restrições que sempre estão ativas. Para tanto é necessário empregar o conceito de descoberta de restrições guarda-chuva cujo objetivo é resolver os problemas de otimização

em sistemas de potência apenas com uma parte das restrições (Ardakani & Bouffard, 2015).

A partir do conceito de restrições guarda-chuva, o artigo (Roald & Molzahn, 2019) desenvolveu uma metodologia que pode ser aplicada para diversos problemas de otimização em sistemas e que cuja aplicação é exemplificada a seguir para o problema de fluxo de potência ótimo dado por (1).

$$\max_{p,\theta,d} / \min_{p,\theta,d} \; f_{mn}$$

$$\begin{aligned} \text{s.t} \quad & f_{mn} = b_{mn}(\theta_m - \theta_n), \\ & p_i - d_i = \sum_{j:(i,j)\in\mathcal{L}} b_{ij}(\theta_i - \theta_i), && \forall\, i \in \mathcal{V}, \\ & p_i^{min} \le p_i \le p_i^{max}, && \forall\, i \in \mathcal{G}, \\ & -f_{ij}^{max} \le b_{ij}(\theta_i - \theta_j) \le f_{ij}^{max}, && \forall\, ij \in \mathcal{L}, \\ & d \in \mathcal{D}. \end{aligned} \tag{1}$$

Onde: p_i é a potência gerada na barra i, d_i é carga na barra i, f_{mn} é o fluxo entre o nó m e o nó n, θ_i é o ângulo da barra i, p_i^{max} é a potência máxima na barra i, p_i^{min} é a potência mínima na barra i, f_{ij}^{min} é o fluxo mínimo no ramo i-j, f_{ij}^{max} é o fluxo máximo no ramo i-j, b_{ij} é a susceptância do ramo i-j, e D é o conjunto de possível cenários de demanda para o horizonte de planejamento.

O modelo (1) tem por objetivo a maximização e/ou minimização do fluxo no ramo m-n sujeito às restrições operativas. Caso o fluxo no ramo m-n não atinja os limites mínimo ou máximo em nenhum dos cenários de demanda, então, as restrições de fluxo nesse ramo não serão incorporadas no conjunto de restrições guarda-chuva. Caso contrário, elas serão in-

corporadas no conjunto de restrições guarda-chuva.

Após testar todos os ramos da rede em análise, o conjunto de restrições guarda-chuva estará completo e poderá ser empregado para uma segunda etapa de análise na qual a função objetivo é aquela almejada para atingir eficiência econômica conforme dado por (2).

$$
\begin{aligned}
\min_{p,\theta} \quad & \textstyle\sum_{i\in\mathcal{G}} c_{0,i} + c_{1,i}p_i + c_{2,i}p_i^2 \\
\text{s.t} \quad & \textstyle\sum_{i\in\mathcal{V}} p_i - d_i = 0, \\
& p_i^{min} \le p_i \le p_i^{max}, \qquad \forall\, i \in \mathcal{G}, \\
& -f_{ij}^{max} \le \mathbf{M}_{(ij,\cdot)}(p - d) \le f_{ij}^{max}, \qquad \forall\, ij \in \mathcal{L}\backslash\mathcal{R},
\end{aligned}
\tag{2}
$$

Onde: co, c1, c2 são os coeficientes associados à função de custo pela utilização das fontes geradoras, e Mij é um elemento da matriz cujos elementos são os fatores de distribuição de potência apenas para os ramos pertencentes ao conjunto das restrições guarda-chuva.

Vale observar que a metodologia apresentada em (Roald & Molzahn, 2019) pode ser aplicada não só para o problema de fluxo de potência ótimo, mas também para outros problemas de planejamento energético.

Para efeito de ilustração da metodologia, em (Roald & Molzahn, 2019) é apresentada a aplicação no problema de despacho de unidades geradoras para problemas de grande porte. Vale mencionar que um sistema com 9241 barras, com 1445 unidades geradoras, 32098 restrições de fluxo foi resolvido pelo solver Mosek em 295 segundos em um laptop com processador quad-core com 2.70 GHz, 16GB de RAM.

9.2 MODELO DE DESPACHO HIDROELÉTRICO ODIN-H

Na cadeia de planejamento da operação do SIN, o modelo DESSEM determina o despacho a usinas individualizadas em base horária (meia hora) para o dia seguinte, e demais dias da semana, levando em conta diretrizes operativas estabelecidas pelo modelo DECOMP através das funções de custo futuro ao final da semana operativa. O problema da programação de curtíssimo prazo é formulado como um modelo de programação linear inteira mista, sendo necessário aproximar a função de produção hidroelétrica através de linearização por partes.

Na concepção da cadeia de modelos de planejamento da operação de médio, curto e curtíssimo prazo, a modelagem do sistema deve ser mais detalhada conforme nos aproximamos do tempo real. Assim tem sido com a representação do sistema hidroelétrico na cadeia em vigor, que usa modelagem equivalente no modelo NEWA-

VE de médio prazo, e representação por usina individualizada no modelo DECOMP de curto prazo. Dessa forma, sendo o DESSEM um modelo de despacho do SIN de curtíssimo prazo, seria esperado que sua função de produção hidroelétrica fosse mais precisa do que a adotada no modelo DECOMP de curto prazo.

Entretanto, no modelo DESSEM, assim como no modelo DECOMP, a função de produção é uma função linear por partes obtida por aproximação da função de produção não linear (1) considerada nos modelos de simulação a usinas individualizadas em base mensal, como o modelo SUISHI-O. A função de produção (1), por sua vez, é também uma simplificação que assume perdas hidráulicas iguais em todas as unidades geradoras, ou seja, pressupõe uma única perda hidráulica para toda a usina, e rendimento constante dos conjuntos geradores, dado por um valor médio. Ou seja:

$$p=\rho.[h^m(v)-h^j(u)-h^p(q)].q \quad (1)$$

Onde:

p: geração da usina hidroelétrica [MW]

ρ: produtividade específica da hidroelétrica [MW/(m³/s)/m]

$h^m(.)$: polinômio de cota de montante da hidroelétrica [m]

$h^j(.)$: polinômio de cota de jusante da hidroelétrica [m]

$h^p(.)$: polinômio de perda hidráulica da hidroelétrica [m]

v: volume armazenado na hidroelétrica [hm³]

u: vazão defluente na hidroelétrica [m³/s]

q: vazão turbinada na hidroelétrica [m³/s]

Uma metodologia alternativa, em desenvolvimento no projeto preço-horário, denominada modelo ODIN-H, considera a função de produção de forma mais detalhada, representando cada conjunto gerador da usina com suas características específicas, segundo as seguintes equações:

$$h^b = h^m(v) - h^j(u) \quad (2)$$

$$\bar{q}_c = \frac{q_c}{n_c} \quad (3)$$

$$h_c = h^b - h_c^p(\bar{q}_c) \quad (4)$$

$$p_c = \rho_c(\bar{q}_c, h_c).h_c.q_c \quad (5)$$

$$p = \sum_{c \in \mathcal{H}} p_c \quad (6)$$

Onde:

h^b: altura de queda bruta da hidroelétrica [m]

$h_c^p(\cdot)$: polinômio de perda hidráulica do CGH c da hidroelétrica [m]

h_c: altura de queda líquida do CGH c da hidroelétrica [m]

$\bar{q}_c$: vazão turbinada em cada máquina do CGH c da hidroelétrica [m³/s]

n_c: número de unidades geradoras despachadas no CGH c da hidroelétrica

$\rho_c(.)$: função de produtividade específica do CGH c da hidroelétrica [MW/(m³/s)/m]

H: conjunto de geradores (CGH) da hidroelétrica

A função de produtividade específica é obtida da curva colina de rendimento do conjunto turbina-gerador. A modelagem da função de produção (2)-(7) representa de forma mais precisa a relação entre turbinagem e geração na usina hidroelétrica e pode ser bastante diferente da aproximação linear por partes da função de produção (1).

Note que a relação entre a potência, dada pela equação (7), e a vazão turbinada, dada pela equação (6), passa pela definição da configuração de máquinas em operação, dada pelo número de máquinas despachadas em cada conjunto gerador da usina, e pela distribuição da vazão turbinada entre os conjuntos geradores.

Assumindo que a cota dos reservatórios tenha variação insignificante no curtíssimo prazo, ou seja, assumindo volume constante v o problema da distribuição ótima da vazão turbinada, dada a geração da usina e a configuração de máquinas despachada n_c, pode ser formulado como:

$$\breve{q}(p, n_c) = \min_{q_c}\{q\} \tag{7}$$

Sujeito a (2),(3),(4),(5),(6), e:

$$q = \sum_{c \in \mathcal{H}} q_c \tag{8}$$

$$n_c . q_c^{min} \leq q_c \leq n_c . q_c^{max}(h_c) \tag{9}$$

Onde:

$\breve{q}(p,n_c)$: função de turbinagem [m³/s]

$q_c^{max}(\cdot)$: vazão máxima turbinada em cada máquina do CGH c da hidroelétrica [m³/s]

q_c^{min}: vazão mínima turbinada em cada máquina do CGH c da hidroelétrica i [m³/s]

A função dada pela Equação (7) representa a menor vazão consumida na usina para gerar a potência p com a configuração de máquinas n_c . Para a usina, quando a configuração de máquinas não está determinada, a função de turbinagem mínima pode ser obtida conforme a Equação (10):

$$\check{Q}(p) = \min_{n_c \in N_c^{max}} \check{q}_i(p, n_c) \quad (10)$$

Onde:

$\check{Q}(p)$: Envoltória inferior das funções de turbinagem em relação à configuração [m³/s]

N_c^{max}: Número máximo de máquinas disponíveis do CGH c.

Assim, levando em conta cada conjunto gerador e a distribuição ótima de geração entre eles, é possível obter uma relação mais precisa entre a vazão turbinada e a geração da usina hidroelétrica.

No caso de usinas com um único conjunto gerador, que corresponde a grande maioria das usinas hidroelétricas do SIN, a distribuição ótima é trivial e corresponde a dividir igualmente a vazão turbinada da usina pelas máquinas em operação. A figura abaixo ilustra a função de turbinagem da hidroelétrica Lajeado em função do número de máquinas despachadas, e uma aproximação quadrática (curva pontilhada).

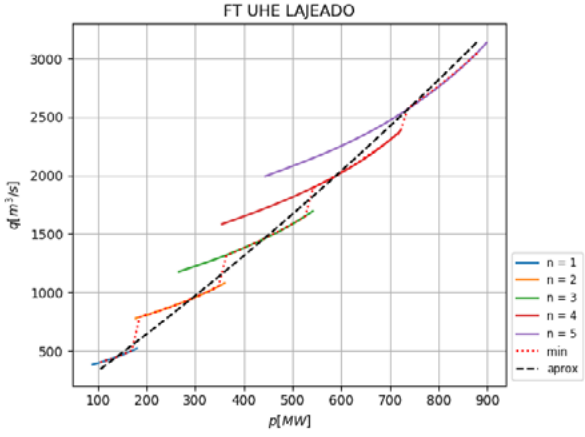

Figura 85: Função de turbinagem da hidroelétrica Lajeado

Assumindo como função objetivo a minimização do custo da água turbinada nas usinas hidroelétricas e do custo aproximado de geração termoelétrica, e sem considerar a rede elétrica, o despacho de geração pode ser obtido por um modelo de otimização não linear, conforme segue, denominado ODIN simplificado:

$$\min_{p,r} \left\{ \sum_{t=1}^{T} \left[\sum_{i \epsilon H_t} \varphi_i . \delta_t . \check{Q}_{i,t}(p_{i,t}) + \psi_c(r_t) \right] \right\} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{T} p_{i,t}.\Delta_t = \hat{p}_i \qquad ,\forall i \in H \qquad (2)$$

$$\sum_{i \epsilon H_t} p_{i,t} + r_t = d_t \qquad ,\forall t = \{1,T\} \qquad (3)$$

$$0 \leq p_{i,t} \leq p_{i,t}^{max} \qquad ,\forall t = \{1,T\}, i \in H \qquad (4)$$

Onde:

t: estágios de tempo

T: número de estágios de tempo

i: índice de usina hidroelétrica

H_t: conjunto de usinas hidroelétricas no estágio t

φ_i: valor da água na hidroelétrica i [R$/hm³]

δ_t: fator de conversão [m³/s] x [hm³] por tempo t

r_t: geração da termoelétrica equivalente [MW];

$\psi_c(.)$: função de custo de geração da termoelétrica equivalente [R$]

$p_{(i,t)}$: geração da hidroelétrica i no tempo t [MW]

Δ_t: percentagem do tempo t no horizonte de otimização

$\hat{p}_i$: meta de geração da hidroelétrica i [MWh]

d_t: demanda de carga no tempo t [MW]

As metas de geração $\hat{p}_i$ das hidroelétricas são os parâmetros de acoplamento estabelecidos pelo modelo de curto prazo e que definem o compromisso ótimo entre o uso da geração hidroelétrica no presente, curtíssimo prazo, e seu uso no futuro, curto prazo. Mas para metas de geração dadas, é possível minimizar ainda o valor da água consumida, o que leva o modelo a buscar cumprir as metas de geração com a melhor produtividade possível.

Para testar as diferenças metodológicas entre os modelos, a metodologia ODIN-H foi aplicada ao caso da programação diária da operação do SIN para o dia 11/01/2019, cujo horizonte de otimização é formado por 24 intervalos de 1 hora, iniciando-se à 0h do dia 11. O estudo de caso não considera a rede elétrica de forma detalhada, mas somente os limites de intercâmbio entre subsistemas, além das demais restrições, conforme *deck* de precificação "sombra" publicado no site da CCEE [1].

Para avaliar somente a diferença entre os modelos de curtíssimo prazo, o modelo ODIN-H foi executado considerando como meta de geração o mesmo valor verificado na solução do modelo DESSEM. A Figura 86: mostra o perfil de demanda líquida, e geração total hidroelétrica e termoelétrica, conforme resultados dos dois modelos.

1 *Os decks de precificação sombra estão disponíveis na seção "biblioteca virtual".*

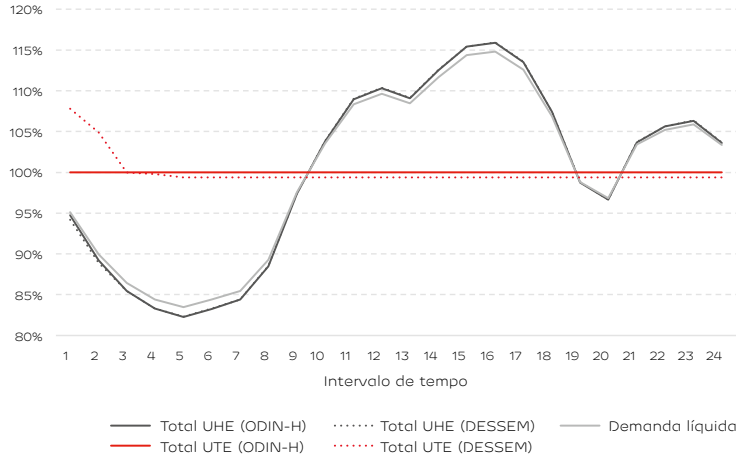

Figura 86: consumo, geração hidroelétrica e termoelétrica em percentual do valor médio

De forma global, ambas as soluções seguem o princípio de acompanhamento da carga com geração hidroelétrica, deixando a geração termoelétrica constante. No caso do modelo DESSEM, por conta de restrições de tempo mínimo para desligamento, ou *unit commitment*, a geração termoelétrica é maior no começo do dia até que as unidades mais caras possam ser desligadas. No caso do ODIN-H, por ter ignorado essas restrições temporariamente, a geração termoelétrica se apresenta totalmente constante.

Entretanto, quando se observa o comportamento do despacho de geração das usinas hidroelétricas individualmente, se verifica um comportamento bastante distinto entres os dois modelos. A Figura mostra a geração de algumas grandes hidroelétricas, onde é possível verificar que o acompanhamento da carga no modelo ODIN-H é compartilhado entre todas estas usinas.

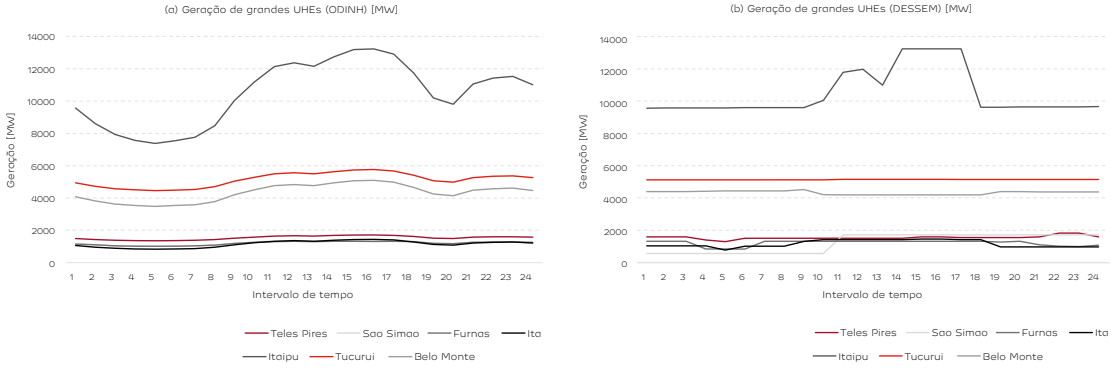

Figura 87: Geração de grandes usinas hidroelétricas (a) ODIN-H e (b) DESSEM

Embora o conjunto total de usinas hidroelétricas faça o acompanhamento de carga com o modelo DESSEM, a geração individual de usinas hidroelétricas não segue o perfil da demanda. A Figura 87 mostra a geração de algumas usinas hidroelétricas menores para exemplificar a diferença entre os resultados dos modelos ODIN H e DESSEM. Apesar de a geração hidroelétri-

ca total seja a mesma nos dois modelos, com o modelo ODIN-H o perfil de geração apresenta variações suaves, seguindo as variações na demanda, ao passo que o modelo DESSEM apresenta variações bruscas em algumas usinas. Nos resultados do modelo ODIN-H temos a geração superior à meta somente quando a demanda é superior ao seu valor médio (intervalos 10 a 18 e 21 a 24).

As variações bruscas na geração de determinadas hidroelétricas com a solução do modelo DESSEM podem ser observadas tomando como exemplo a hidroelétrica Santo Antônio do Jari ("STO ANT JARI"), onde temos a geração oscilando entre aproximadamente 150 MW e zero nos intervalos 19 a 24, sem que esta variação seja acompanhada por qualquer outra usina ou corresponda a variações na demanda.

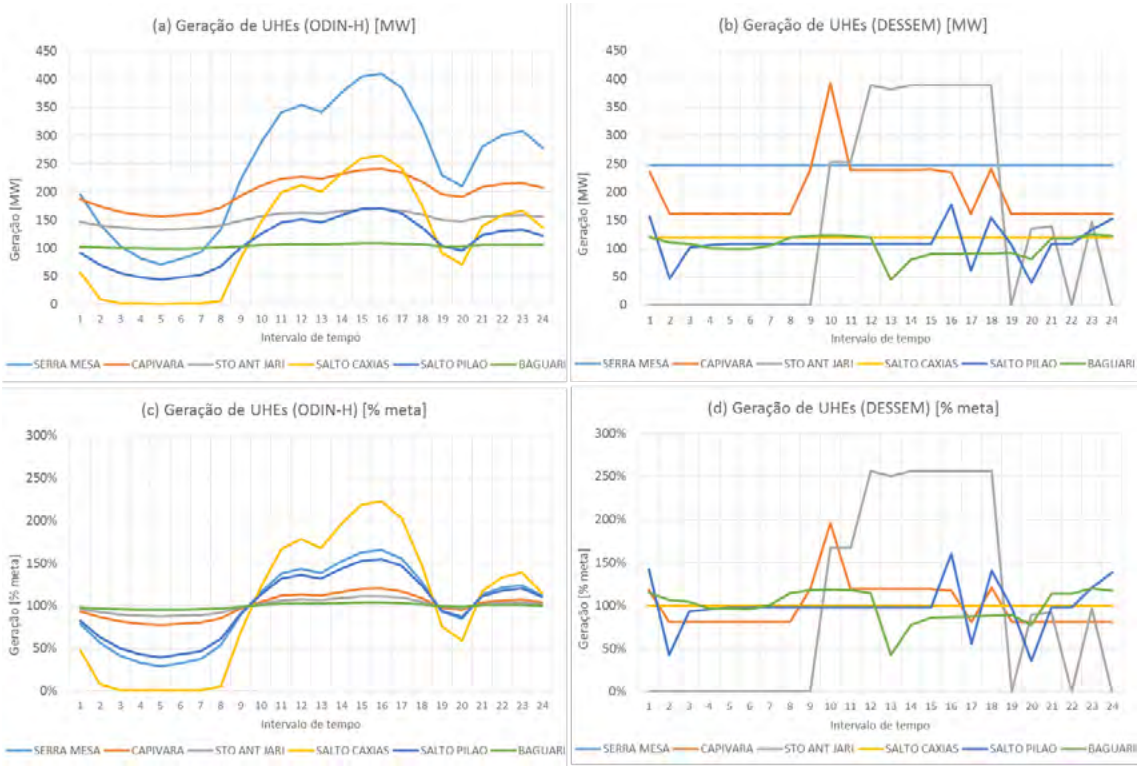

Figura 88: Geração de usinas hidroelétricas: (a) e (c) ODIN-H; (b) e (d) DESSEM

A ocorrência destas variações bruscas é explicada pela representação linear por partes da função de produção hidroelétrica (FPH) no modelo DESSEM, necessária para que o problema possa ser resolvido pela técnica de MILP. Isto porque a solução de um problema linear é sempre uma solução básica, eventualmente múltipla, correspondente a um vértice da região factível do problema, sendo os vértices da aproximação linear por partes da FPH candidatos a compor os vértices da região factível. Assim, pequenas variações na demanda entre intervalos quaisquer podem deslocar a geração hidroelétrica de um vértice a outro da região factível, refletindo em variações bruscas na geração de usinas hidroelétricas.

O despacho de geração onde todas as usinas hidroelétricas participam do

acompanhamento da carga é melhor não somente por que a produtividade das usinas está sendo maximizada, mas porque as variações de geração sendo pequenas respeitam a grande maioria das restrições hidráulicas, de geração, e de fluxos na rede elétrica.

9.3 MODELO DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA E OPERAÇÃO ESTOCÁSTICA HORÁRIA DO SIN, COM O SUPORTE DE PROCESSO DE CO-OTIMIZAÇÃO E CONSIDERANDO INCERTEZAS NA PREVISÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL, DEMANDA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SEUS IMPACTOS NOS AGENTES DE MERCADO

A inserção de incertezas associadas às renováveis intermitentes e à geração distribuída, aliada à consideração de detalhes na modelagem matemática da operação dos sistemas elétricos nos modelos computacionais de planejamento e programação da operação, implica em maior esforço computacional exigido na solução dos problemas formulados e na prática, deixando as execuções destes modelos mais lentas. Entretanto, o tempo de solução dos problemas é um fator de grande importância para a programação da operação de curto-prazo, pois os operadores precisam validar os resultados e complementar as análises com execuções de modelos de estabilidade e fluxo de carga - onde os resultados da programação da operação são utilizados como insumo - para, enfim, emitir um cronograma para a operação.

Tradicionalmente, as incertezas no problema de despacho hidrotérmico são tratadas através do uso de restrições de reserva girante, que garantem a viabilidade da solução para um certo grau de incerteza, ao mesmo tempo em que mantém a formulação determinística. Outra maneira, também utilizada na literatura, é considerar uma quantidade reduzida de cenários, os piores por exemplo, para diminuir o custo computacional. Entretanto, apesar de constituir uma solução robusta, esta pode incorrer em uma demanda líquida superestimada, o que ocasionaria em despacho desnecessário de usinas termoelétricas e hidroelétricas onde, no extremo, poderia ser necessário desligar usinas no caso da realização de um cenário com geração renovável maior do que aqueles utilizados para a obtenção do despacho.

A alternativa metodológica proposta para o projeto de P&D é utilizar as regras de decisão lineares. No presente contexto, esta abordagem surge como uma alternativa para formular problemas de programação estocástica até então intratáveis. O procedimento consiste, em linhas gerais, em substituir decisões de recursão por expressões lineares que são funções dos parâmetros incertos do problema (e.g. as vazões afluentes e cenários de geração eólica). Tais parâmetros são assumidos como valores discretos dentro de um intervalo especificado em torno de sua esperança e não é necessário (apenas sob a ótica do modelo) conhecer suas distribuições de probabilidade, o que é uma grande vantagem desta abordagem e permite que problemas de despacho hidrotérmico sejam resolvidos considerando incertezas e o *unit commitment* em sua formulação.

Em momento oportuno, a EDP compar-

tilhará com este Ministério e demais instituições interessadas a metodologia detalhada, resultados, análise de aderência, avaliações de impacto e demais desdobramentos deste projeto, com o objetivo de subsidiar aprimoramentos necessários ao modelo de definição da política operativa e formação de preços no curtíssimo prazo, tendo em vista os desafios da operação do sistema elétrico.

edp

10. considerações finais

A EDP tem como visão ser uma empresa que se destaca pela sua criação de valor, inovação e sustentabilidade. Para ser coerente com essa visão, terá sempre um posicionamento proativo para questões que envolvam a evolução do SEB indo além de sua reconhecida conduta com seus clientes, acionistas e *stakeholders*, a EDP procura promover essa evolução de formas diversas, como a partir de: (i) P&Ds que abordam todos os aspectos estratégicos do setor; (ii) constante iteração com as instituições do setor elétrico; e (iii) seus posicionamentos no âmbito regulatório e institucional, como a presente Consulta Pública.

Hoje o modelo do setor já convive com imperfeições latentes e não há que se esperar que o PLD horário seja a solução para todos os problemas, no entante com a implementação a precificação horária é possível alcançar objetivos que já podem ser endereçados atualmente. Dentre estes um dos principais é

promover um maior acoplamento entre os processos de definição de despachos para a operação do SIN e a formação de preços, diminuíndo os encargos sistêmicos.

Além disso, preços horários em funcionamento pleno permitem uma melhor gestão de riscos que, no atual *status quo*, ficam subavaliadas. Neste cenário, agentes podem adequar seus níveis de exposição de acordo com suas necessidade e capacidades. Ainda do ponto de vista financeiro, uma maior discretização e acurácia na formação de preços, estabelecem uma correta sinalização econômica a investidores, em seus planos de expansão, e a consumidores, em seus usos eficientes de recursos.

Dessa forma, no presente documento foram apresentadas sugestões que buscam aperfeiçoar aspectos relevantes para o sucesso da iniciativa de implementação de precificação horária no MCP. No que concerne aos aspectos metodológicos e a partir de avaliações quantitativas, as principais conclusões do presente documento foram:

i. A EDP é favorável ao aprimoramento do modelo atual por meio da implantação da precificação horária, desde que se garanta que os objetivos de acoplamento entre modelos de planejamento/preço e operação real estejam sendo perseguidos. Para acompanhamento desses objetivos, a EDP propõe o estabelecimento de indicadores de eficiência públicos a serem acompanhados e divulgados pelo ONS, trazendo transparência ao processo.

ii. Dentro do objetivo de oferecer transparência aos processo utilizados pelas instituições do setor, a EDP acredita que as soluções a partir do uso de modelos computacionais de código aberto, com livre concorrência de softwares e metodologias, promoverá uma maior pluralidade de ideias, permitindo manter os sistemas em linha com o estado da arte.

iii. Para que o objetivo de aproximação entre planejamento e operação real seja atingido é fundamental que seja recorrente a revisão de parâmetros técnicos, dados e métodos utilizados pelos modelos.

iv. A partir do material disponibilizado pela CP71 e análises feitas em conjunto com as executoras de seus P&Ds, a EDP conclui que, nesta primeira fase de implementação do PLD Horário, a modalidade sem rede com o preço horário calculado a partir da média simples das semi-horas e com a fixação das variáveis binárias ligadas e desligadas é a mais adequada para se iniciar a operacionalização e uso do modelo DESSEM.

v. Antes da implantaçãoefetiva do modelo DESSEM, é fundamental a definição de planos de contigência para os dias em que o processo de planejamento e formação de preço que está sendo proposto falhar. Além disso, é necessário que seja perseguida a premissa de dar total publicidade aos dados, previsões, modelos satélites e processos utilizados, de modo a permitir a reprodutibilidade dos resultados. É interessante ter em mente que a redução de processos heurísticos não reprodutíveis trará maior transparência para todos os processos.

vi. Com relação aos preços horários analisados, foi possível observar que, apesar de existir a variabilidade horária dos custos marginais de operação, na média estes acompanham o perfil já observado com o modelo DECOMP para os submercados Sudeste e Sul. Para os submercados Nordeste e Norte a variabilidade observada é bem significativa, necessitando uma maior investigação dos causadores dessas disrupturas. Neste quesito, até que uma solução estrutural seja implementada, uma maior acurácia na inclusão de restrições elétricas pode ser um caminho para uma redução da volatilidade dos submercados mais isolados.

vii. Foi observado que os perfis de geração das usinas hidroelétricas e das unidades geradoras termoelétricas pode ser suavizado com a declaração das rampas para operação – o que é possível, atualmente, para ambos os casos. Apesar do modelo prever essa inclusão, o *unit commitment* hidroelétrico ainda não foi utilizado no modelo DESSEM devido aos desafios modelísticos inerentes a sua utilização, intimamente relacionados ao número de restrições necessárias para modelá-lo efetivamente. Nesse contexto, foram endereçadas sugestões metodológicas e da literatura que reduzem o número de restrições e variáveis necessária para modelar o *unit commitment* hidroelétrico.

viii. Ainda com relação ao despacho de usinas hidroelétricas, os resultados do modelo DESSEM demonstram que quando visto em grandes blocos, poucos desvios substanciais foram notados com relação ao modelo atual de programação de despacho. Não obstante, quando se observa a geração por usina, o modelo ainda possui restrições hidráulicas insuficientes para inibir grande desvios de geração em curtos prazos de tempo. Dessa forma, ao implantar o modelo DESSEM será necessário definir, de preferência em Procedimentos de Rede, os mecanismos de adequação utilizados para tornar o despacho programado, sugerido pelo modelo possível, tendo em vista as limitações técnicas, elétricas e operacionais das usinas hidroelétricas.

ix. É necessária clareza regulatória no ressarcimento das termoelétricas em casos de despacho por mérito (ordenadas pelo ONS por modelo de despacho) em regiões com PLDs zonais abaixo de seus respectivosCVUs. Para esses casos, a EDP acredita que essas usinas devem ser remuneradas ao menos pelos seus respectivos CVUs. Ainda nesta linha, é necessária a discussão com relação à suficiência de ressarcimento para compensar perdas das usinas termoelétricas, situação frequente, principalmente para as usinas em subsistemas isolados. São necessárias análises e discussões mais profundas a respeito da regulamentação e das regras de comercialização com relação à definição desses encargos.

x. Não obstante a defender o ressarcimento das termoelétricas compatibilidados com os patamares de despacho, a EDP acredita que é ainda prematura a inclusão de custos de paradas e partidas nessa primeira fase de utilização do modelo DESSEM. é necessário antes disso, avaliação de impacto e respaldo regulatório para sua utilização.

xi. Estudos preliminares observam que existe um potencial de redução de encargos promovidos pelo modelo DESSEM quando comparados ao modelo de despacho/econômico vigente. No contexto da operação e contabilização sombra ainda restante, esses estudos precisam ser aprofundados.

xii. Os dados de entrada e saída do modelo DESSEM precisam ser uniformizados e intuitivos. Em especial, os dados de entrada e saída de energia renovável precisam ser melhorados.

Por fim, seguindo as propostas de evolução do modelo regulatório e econômico discutidos no âmbito da Consulta Pública no 033/2017/MME (CP33) - Aprimoramento do Marco Legal do SEB, uma série de outros aperfeiçoamentos em complemento, e não se restringindo ao Preçp Horário foram ser endereçados.

Como exemplo, no médio e longo prazo, a formação de preços poderia ser realizada mediante a oferta de preço pelos agentes como forma de viabilizar preços que reflitam a realidade operativa e que promovam comportamentos eficientes.

11. referências bibliográficas

Ardakani, A., & Bouffard, F. (2015). Acceleration of umbrella Constraint Discovery in Generation Scheduling Problems. IEEE Transaction on Power Systems, 2100-2109.

Campos, V. F. (2013). Gerenciamento da Rotina. FALCONI Editora.

Kohler, J., Muller, M., & Allgower, F. (2017). Real Time Economic Dispatch for Power Networks: A Distributed Economic Model Predictive Control Approach. 2017 IEEE 56th Annual Conference on Decision and Control, 1-6.

Roald, L., & Molzahn, D. (2019). Implied constraint satisfaction in power system optimization: the impacts of load variations. Cornell University - arXiv:1904.01757, 1-8.

van Ackooij, W., Finardi, E., & Matiussi Ramalho, G. (2018). An Exact Solution Method for the Hydrotermal *Unit Commitment* Under Wind Power Uncertainty with Joint Probability Constraints. IEEE Transactions on Power Systems, 12.

12. anexo I – análise do material da consulta pública e Aspectos Regulatórios

12.1 O QUE ESTÁ CONSIDERADO NO MODELO DESSEM

Atualmente o modelo DESSEM considera os seguintes dados de entrada e restrições:

i. Curva de carga e geração renovável semi-horária.

ii Geração renovável por barra no caso com rede elétrica.

iii. Representação do sistema de transmissão por um fluxo linearizado (DC), considerando limites individuais de fluxo em circuitos e limites de somatórios de fluxos.

iv. Perdas elétricas abatidas da carga.

v. Produtibilidade das usinas hidroelétricas variável com a queda.

vi. Perda de potência por deplecionamento.

vii. Restrições de vertimento máximo e deplecionamento mínimo dos reservatórios.

viii. Restrições elétricas especiais no sistema (somatória de gerações e intercâmbios ou fluxos) e restrições de segurança (por tabelas ou lineares por partes).

ix. Tempo de viagem da água entre aproveitamentos hidroelétricos.

x. Restrições de reserva de potência.

xi. Usinas elevatórias na modelagem do problema de otimização.

xii. Restrições de alocação (*unit commitment*) das unidades térmicas.

xiii. Representação de usinas termoelétricas a ciclo combinado.

xiv. Restrições de taxa de variação de geração, turbinamento, etc.

xv. Controle de variação de nível do rio Paraná (Operação da Régua 11 de Itaipu).

xvi. Representação das restrições do Canal Pereira Barreto (interligação das usinas hidroelétricas de Três Irmãos e Ilha Solteira).

xvii. Diferentes intervalos de tempo para serem considerados ao longo do período do estudo (primeiro dia semi-horário e demais dias em patamares).

12.2 PRINCIPAIS INSUMOS DO MODELO E COMENTÁRIOS GERAIS

A seguir serão referenciadas algumas informações relacionadas ao material disponibilizado na CP71:

i. As vazões serão previstas diariamente utilizando modelos chuva-vazão. Até 2020 o objetivo é projetar vazões para todos os postos utilizando o modelo SMAP, detalhado na nota técnica ONS 0097/2018-RV3 que está no material da CP.

ii. A carga virá da programação diária (relatório auxiliar de carga não apresenta

resultados, comparações com a carga verificada, e o cálculo dos fatores de desagregação não são divulgados e dependem de dados verificados que não foram divulgados no material da CP). A projeção de carga talvez seja, hoje, o principal insumo do modelo DESSEM para o qual os agentes não possuem acesso ao processo de formação. A desagregação das cargas por barra foi discutida na nota técnica ONS NT 0064/2018, disponível no material da CP. Os resultados de carga, em base semi-horária e uma expectativa das temperaturas diárias, em base horária, são divulgados na página do Operador Nacional do Sistema (ONS).

iii. A geração eólica será obtida diariamente, em base semi-horária e por barra, por um modelo desenvolvido pelo ONS, com código aberto aos agentes. Utiliza previsões de vento de vários modelos meteorológicos. Os dados de entrada e os resultados do modelo são divulgados na página do ONS.

iv. Geração solar provém de um processo heurístico do ONS, não foram dados mais detalhes na documentação da CP sobre a metodologia utilizada.

v. Restrições de segurança elétrica vindas do planejamento elétrico quadrimestral e mensal do ONS, divulgadas a cada quadrimestre nos relatórios de restrições elétricas para a programação diária, o relatório para o primeiro quadrimestre de 2019, disponibilizado no material da CP, é a nota técnica ONS DPL 0343/2018. Estas restrições são representadas no modelo através de restrições cujos limites são definidos por tabela ou por curvas lineares por partes, ambas definidas condicionalmente a partir de algum parâmetro conhecido (por exemplo, a expectativa de carga no Nordeste para determinar os limites para a exportação do Norte). Por serem restrições de caráter estrutural do sistema elétrico, estas tendem a não mudar constantemente ao decorrer do tempo . Analisamos a evolução destas entre janeiro e maio de 2019 e apenas em maio houve a inclusão de uma nova restrição de segurança, relativa ao recebimento do Nordeste.

vi. A função de custo futuro utilizada é a calculada com o modelo DECOMP na respectiva revisão operativa da rodada diária do modelo DESSEM.

12.3 ASPECTOS DE GOVERNANÇA E PROCESSOS

12.3.1 UM RESUMO DAS PROPOSTAS DAS MODIFICAÇÕES NOS PROCEDIMENTOS DE REDE

i. Exclusão da participação dos agentes na descrição do processo de previsão de carga para a programação diária;

ii. Inclusão de responsabilidades para o ONS: elaborar o Relatório de Previsão de Vazões Diárias; disponibilizar publicamente o Relatório de Previsão de Vazões Diárias, junto com os dados utilizados para sua elaboração.

iii. Adequação de processos do ONS: consolidação diária dos dados hidroenergéticos; elaboração e disponibilização pública do Relatório de Previsão de Vazões Diárias.

iv. Modificações nos prazos para a obtenção de vazões naturais afluentes, cálculo das energias naturais afluentes e publicação dos relatórios hidroenergéticos RDH e OPHEN – para o dia de realização da previsão de vazões,

ao meio dia e para dias úteis até as 15 horas, respectivamente. Foram estabelecidos os prazos para obtenção de dados e disponibilização destes junto aos resultados dos modelos geradores de vazões diárias, para cada dia até às 18 horas.

v. Foi formalizado que o PMO e as suas respectivas revisões fornecerão apenas a função de custo futuro para o modelo DESSEM e que seus demais resultados, a princípio, não seriam utilizados na operação.

vi. Foi estabelecido que não mais haverá a proposta de geração inicial por parte dos agentes ao ONS – esta será substituída pelos resultados de geração do modelo DESSEM. A partir destes resultados, serão realizadas interações com os agentes para, quando necessário, alterar as propostas de geração e intercâmbio obtidas com o modelo e compatibilizá-las com as restrições operativas existentes.

12.3.2 COMO SERIA O PROCESSO DE CÁLCULO DO DESPACHO E CUSTOS MARGINAIS

O processo, tal qual apresentado na proposta de modificação dos Procedimentos de Rede, seria composto pelos passos a seguir:

i. Captação de dados de entrada para o modelo DESSEM: até o meio dia;

ii. Execução do modelo e retirada de inviabilidades: de 12:20h até às 16h;

iii. Análise de viabilidade e interação com os agentes: de 16h até às 17h;

iv. Ajustes na programação diária (ocorrências não contempladas no DESSEM): das 16h até as 18h;

v. Validação elétrica: até às 19h;

vi. Envio para as salas de controle: até às 19:30h.

Apesar de não ter sido especificado, acreditamos que o cálculo de preços, pelo CCEE, deve ser realizado após as 16h, quando não mais haverão modificações nos dados de entrada do modelo DESSEM, para o dia corrente, pelo ONS – apesar de os resultados ainda poderem ser ajustados para a programação diária. Pelos resultados apresentados no material da CP os tempos médios de execução dos casos com rede elétrica, para cada um dos dias da semana, variou de 1 hora e 15 minutos a 2 horas.

Ainda no material da CP foi registrado que está em elaboração um plano de contingência que contemple situações em que seja inviável obter os resultados do modelo DESSEM em tempo hábil.

12.4 DO DOCUMENTO "MANUAL DE METODOLOGIA DO DESSEM"

Seguem questionamentos levantados no processo de análise do referido documento.

i. Na página 73: Não fica claro se é possível realizar em tempo computacional adequado o cálculo das perdas de transmissão;

ii. Na página 80: é apontada a hierarquização da violação de restrições, mas não fica claro qual a padronização dessa hierarquização de modo a se saber quais restrições devem ser preteridas para que outras sejam satisfeitas;

iii. Ainda na página 80 aparecem questões sobre a penalização de intercâmbios: não exibiria a necessida-

de de consideração da Segunda Lei de Kirchhoff com o consequente cálculo de circuitos equivalentes?

iv. Na página 85: é apresentado um fluxograma para a resolução do problema de incompatibilidade de restrições. Porém, cabem as seguintes questões:

a. Como são calculadas as restrições elétricas por tabela? Poderia ficar claro onde este procedimento está descrito? O que essas tabelas refletem? Estudos de contingências N-1? Estudo de reativos?

b. Quando e como selecionar quais restrições empregar?

Dos itens (ii) e (iv) é possível inferir que soluções infactíveis podem ser geradas, mas existe ambiguidade sobre o procedimento de quais restrições devem ser priorizadas em detrimento de outras de modo a garantir a obtenção de soluções factíveis. Do item (iii) subentende-se a possibilidade de haver soluções ótimas alternativas. Diante dessas considerações, é possível obter múltiplas soluções que satisfazem diferentes restrições a partir do mesmo conjunto de dados.

12.5 DO DOCUMENTO "MANUAL DO USUÁRIO DO DESSEM"

Seguem questionamentos levantados no processo de análise do referido documento. Na página 3 são destacadas as questões de soluções inviáveis com correspondente aplicação de penalidade. Nesse caso cabem as seguintes perguntas:

i. A função do preço não é indicar gargalos no sistema?

ii Se os gargalos forem eliminados através de manipulação dos dados, então, qual a sinalização do preço resultante? Não seria o caso de se rastrear essas penalidades e dar tratativas estruturais para esses problemas?

iii. O preço não deveria sinalizar onde e quanto investir para eliminar gargalos?

iv. Como remunerar adequadamente os agentes que investem em operação sem gargalos diante daqueles que não o fazem, se as infactibilidades são eliminadas para se atingir uma solução factível que não corresponde aos dados fornecidos?

v. Quais restrições ligar ou desligar? Existe uma hierarquia entre as restrições? O que é pior violar: limite mínimo de defluência ou volume mínimo do reservatório ou restrições de segurança?

Na página 129:

i. Não parece haver um procedimento padrão para lidar com restrições incompatíveis que levam a soluções infactíveis.

ii. Portanto, cada agente pode ter um conjunto diferente de restrições ativas e soluções ótimas diferentes, que por sua vez, podem gerar um preço nodal diferente depender da avaliação.

www.edp.com.br