

Título: Avaliação da diferença de resultados do modelo NEWAVE em função da informação de geração térmica mínima das usinas GNL no primeiro mês**Nº de Páginas:** 27**Nº de Anexos:** 0**Dados do Cliente:**

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS

Rua Júlio do Carmo, 251 – Cidade Nova - Rio de Janeiro – RJ, CEP: 20211-160

Responsável:

Sra. Tatiana Frade Gonçalves Mundstock

Email: tatiana@ons.org.br**Departamento:** Departamento de Sistemas Eletroenergéticos**Nº do PEP:** CPCT.ONOE00.790.004**Centro de Lucro:** C250000101**Centro de Custo:** C205000021

Resumo: Apresenta-se a avaliação da diferença nos resultados do modelo NEWAVE entre dois casos que, além de serem equivalentes, por informarem a mesma geração total de uma usina térmica GNL para o primeiro mês, a ser apenas abatida da demanda, também deveriam dar o mesmo resultado numérico. A diferença original ocorreu devido à ordem com que, numericamente, a demanda líquida foi calculada, considerando a geração térmica mínima e duração do patamar. A diferença inicial, embora ínfima, propagou-se durante a resolução do problema pela técnica de PDDE, acarretando diferenças mais significativas ao longo do processo de convergência. Como consequência, o algoritmo alcançou pontos de paradas distintos nos dois casos, em relação à quantidade de iterações, levando, finalmente, a diferenças relevantes no custo marginal de operação. Propõe-se um ajuste nas variáveis para evitar essa diferença inicial. Entretanto, este fato motiva estudos para adequação dos parâmetros utilizados no critério de parada da PDDE, como quantidade mínima e máxima de iterações e/ou número de iterações sucessivas e tolerância utilizada para indicar estabilidade do limite inferior.

Autores:

Cristiane Barbosa da Cruz

André Luiz Diniz Souto Lima

Robério da Rocha Barboza

Palavras-Chave:USINA GNL, ANTECIPAÇÃO TÉRMICA,
PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA,
CRITÉRIO DE PARADA**Classificação de acesso:** Público Interno Setorial Confidencial**Aprovação e data de emissão****Flávio Rodrigo de Miranda Alves**
Chefe do Departamento de Sistemas
Eletroenergéticos**Tel.:** (21) 2598-6258**E-mail:** frma@cepel.br**Aprovação e data de emissão****Maurício Barreto Lisboa**
Diretor de Tecnologia

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	2
1 INTRODUÇÃO	4
2 DIAGNÓSTICO PRELIMINAR (30/09)	4
3 ATUALIZAÇÃO DA ANÁLISE (06/09)	6
4 ANÁLISE DA MODELAGEM DO DESPACHO ANTECIPADO DAS USINAS GNL.....	8
5 ANÁLISE COMPLEMENTAR (13/09).....	11
6 PROPOSTA DE TRATAMENTO DA PRECISÃO NUMÉRICA INTERNO AO MODELO	18
7 PROPOSTA DE TRATAMENTO DO CUSTO DE GERAÇÃO TÉRMICA MÍNIMA.....	19
8 COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DO TRATAMENTO PROPOSTO VERSUS AS PUBLICAÇÕES DO PLD E PMO DE 09/2024	19
9 RESULTADOS OBTIDOS COM O MESMO NÚMERO DE ITERAÇÕES NA PDDE.....	23
10 CONCLUSÕES.....	26
11 REFERÊNCIAS	27

SUMÁRIO EXECUTIVO

Esse relatório apresenta a avaliação de uma diferença não esperada entre dois casos equivalentes com o modelo NEWAVE

Motivação: Durante a elaboração do Programa Mensal da Operação (PMO) de Setembro de 2024, foram gerados dois decks de dados do modelo NEWAVE, contendo uma pequena diferença na maneira de informação da geração térmica já comandada para o primeiro mês para as usinas GNL. Estes dois casos, além de serem equivalentes, por informarem a mesma geração total de uma usina térmica GNL para o primeiro mês, a ser apenas abatida da demanda, também deveriam dar o mesmo resultado numérico. Entretanto, verificou-se uma diferença de resultados do processo de convergência da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), técnica utilizada para resolver o problema, e que resultou em uma diferença nos resultados de custo marginal de operação (CMO) obtidos pelo modelo.

Metodologia: A análise procedeu, em um primeiro momento, a partir das evidências obtidas com os resultados dos dois casos, no dia 30 de agosto de 2024, que resultou em um diagnóstico preliminar de dupla contabilização da geração térmica mínima da usina a GNL de Santa Cruz Nova no cálculo da carga líquida para a restrição de atendimento à demanda. Em seguida, os resultados obtidos no caso da CCEE não apoiavam essa hipótese, o que motivou uma revisão da impressão do relatório de saída do NEWAVE, no arquivo "pmo.dat", onde se constatou que, de fato, não havia dupla contabilização e os casos eram equivalentes. A partir deste momento, o CEPEL aprofundou a análise da modelagem do despacho antecipado das usinas GNL, detalhando, em particular, como era feito o tratamento da geração térmica mínima. A análise mostrou que, embora do ponto de vista conceitual a implementação estivesse de acordo com a metodologia, acarretando resultados equivalentes, a forma de contabilização do custo de geração térmica mínima ao longo dos estágios da PDDE estava diferente da documentação, podendo acarretar resultados diferentes do ponto de vista numérico. Entretanto, essa diferença não era suficiente ainda para explicar a diferença observada nos resultados.

Desta forma, a análise foi aprofundada e verificou-se que a diferença original ocorreu devido à ordem com que, numericamente, a demanda líquida era calculada pelo modelo, considerando a geração térmica mínima e duração do patamar, conjugada com a existência de variáveis com precisões diferentes (real*4 e real*8) durante este cálculo. Esta diferença inicial, embora ínfima, propagou-se durante a resolução do problema pela técnica de PDDE, acarretando diferenças mais significativas ao longo do processo de convergência. Como consequência, o algoritmo alcançou pontos de paradas distintos nos dois casos, em relação à quantidade de iterações da PDDE, levando, finalmente, a diferenças relevantes no custo marginal de operação.

Resultados: Para contornar de forma imediata o problema específico ocorrido, propõe-se a realização de um arredondamento no valor de demanda líquida calculada pelo modelo, além da padronização dos tipos das duas variáveis que são utilizadas neste cálculo. Com isto, independentemente da maneira como os dados das usinas GNL estão distribuídos entre as parcelas mínima e flexível, obtiveram-se os mesmos valores de demanda líquida. Mostra-se também que, com a implementação desse tratamento, os resultados de convergência e de CMO obtidos nos dois casos foram idênticos, a menos da parcela de custo de geração térmica mínima GNL, que, apesar de descontada no tempo da mesma forma entre os dois casos, é contabilizada em estágios diferentes na PDDE na implementação, em relação à documentação. Sugere-se também uma extensão desse tratamento para outros dados de entrada que influenciam a demanda líquida e que podem ser informados de maneira diferente, como as pequenas usinas, cargas adicionais, entre outros. Finalmente, ressalta-se que a diferença razoável de resultados entre dois casos equivalentes, devido à quantidade de iterações realizada na estratégia de PDDE, o que conferiu diferentes graus de maturidade para as funções de custo futura construídas nos dois casos, motiva a realização de estudos adicionais para adequação dos parâmetros utilizados no critério de parada

da PDDE, como quantidade mínima e máxima de iterações, número de iterações sucessivas para indicar estabilidade do limite inferior de convergência, e tolerância utilizada nessa avaliação de estabilidade.

1 INTRODUÇÃO

Na elaboração e publicação do Programa Mensal da Operação (PMO) e Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) de Setembro de 2024, foram informados concomitantemente, no deck de dados do NEWAVE, o total de antecipação térmica já comandado (adterm.dat) e uma geração térmica mínima (GTMIN) para o primeiro mês do horizonte na usina GNL de Santa Cruz Nova. Durante a reunião com os agentes, referente a este PMO, um agente do setor questionou o Operador Nacional do Sistema (ONS) sobre essa forma de representação. Em resposta, o ONS afirmou que a inclusão da informação de GTMIN não afetaria os resultados do planejamento. No entanto, posteriormente, um usuário observou diferenças nos resultados quando a informação do GTMIN era considerada, em comparação com o caso em que essa informação não estava presente. Esse questionamento levou o ONS a solicitar ao CEPEL um diagnóstico sobre a causa das diferenças observadas, visto que estes dois casos, além de serem equivalentes, por informarem a mesma geração total de uma usina térmica GNL para o primeiro mês, a ser apenas abatida da demanda, também deveriam dar o mesmo resultado numérico.

Este documento apresenta, portanto, um relato cronológico do processo de avaliação realizado pelo CEPEL em relação a essa questão, além a análise das diferenças encontradas nos resultados do modelo NEWAVE, entre os casos com geração térmica mínima para as usinas GNL (“caso com GTMIN”) e o caso onde a informação da geração térmica mínima foi removida (“caso sem GTMIN”).

2 DIAGNÓSTICO PRELIMINAR (30/09)

Em princípio, esperava-se que não houvesse diferença nos resultados ao definir o montante de geração térmica mínima a GNL para o primeiro mês (GT_i^1) e segundo mês (GT_i^2) do estudo, uma vez que os mesmos já estão contabilizados na geração total já comandada para as usinas a GNL, através do arquivo “adterm.dat”, como explicado posteriormente na seção 4. Entretanto, o modelo não realizou nenhuma crítica no caso em que GT_i^1 foi definido através da palavra-chave GTMIN no arquivo “expt.dat” de forma concomitantemente com a geração térmica total (GT_i^1) da usina de Santa Cruz Nova já comandada para o primeiro mês. Assim, a primeira hipótese avaliada foi a de verificar se o modelo realiza algum processo para evitar a dupla contabilização do montante GT_i^1 , que também está contabilizado no valor de geração total GT_i^1 .

Esta dupla contabilização foi o resultado do diagnóstico preliminar feito pelo CEPEL no dia 30/09, quando consultado pelo ONS no mesmo dia, para esclarecer essa questão. Este diagnóstico foi baseado em duas evidências encontradas nos relatórios de saída do modelo, descritas a seguir.

2.1 EVIDÊNCIA 1: Redução da demanda líquida em um montante exatamente igual a geração térmica mínima do primeiro estágio da usina de Santa Cruz Nova

O valor de geração da usina GNL no período 1 (GT_i^1) é contabilizado através da seguinte expressão, na formulação do subproblema do primeiro mês:

$$GT_i^1 = \underline{GT}_i^1 + GT_{flex_i}^1 \quad (2.1)$$

onde $GT_{flex_i}^1$ é a geração flexível da usina, ou seja, acima do valor de geração térmica mínima. Como a geração da usina a GNL no período 1 é tratado apenas como abatimento da demanda bruta, pelo fato de o lag de antecipação ser de dois meses, o cálculo da demanda líquida foi o aspecto a ser verificado na avaliação da possibilidade de dupla contabilização.

Assim, a hipótese avaliada foi de que a demanda líquida do caso com GTMIN ($D_{LIQ_COM_GTMIN}^t$), publicada no arquivo "pmo.dat", seria calculada pela seguinte expressão, abatendo-se tanto os valores fornecidos no arquivo "adterm" como a geração térmica mínima informada nos registros GTMIN:

$$D_{LIQ_COM_GTMIN}^t = D^t + \dots - GT_i^1 - \underline{GT_i^1} \tag{2.2}$$

Tendo em vista a expressão (2.1), o valor de $D_{LIQ_COM_GTMIN}^t$ seria dado por:

$$D_{LIQ_COM_GTMIN}^t = D^t + \dots - GT_{flex_i}^1 - \underline{GT_i^1} - \underline{GT_i^1} \tag{2.3}$$

o que evidenciaria essa dupla contabilização. Por outro lado, para o caso sem GTMIN para a usina de Santa Cruz Nova, a demanda líquida de primeiro período seria dada por:

$$D_{LIQ_SEM_GTMIN}^t = D^t \dots - GT_i^1 = D^t \dots - GT_{flex_i}^1 - \underline{GT_i^1} \tag{2.3}$$

Na avaliação dos relatórios de saída de ecos e impressões dos casos, especificamente a impressão da demanda líquida no arquivo "pmo.dat" (vide Figura 2.1), observou-se uma diferença, a menos, de 173,5 MWmed para o caso sem especificação do GTMIN. Como também pode ser observado na mesma figura, o valor de 173,5 MWmed é igual ao valor de geração do primeiro mês da usina de Santa Cruz Nova:

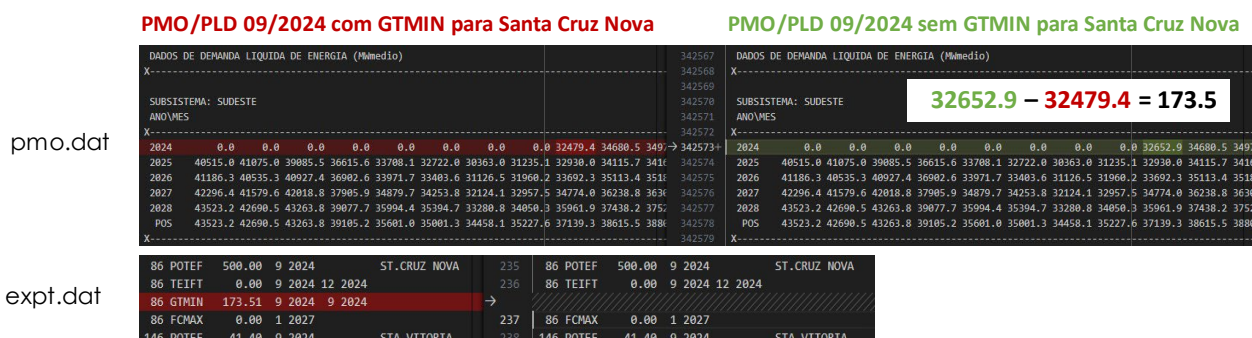


Figura 2.1 - Diferenças observadas nos decks quando a informação de GTMIN foi considerada ou não para a usina a GNL de Santa Cruz Nova.

2.2 EVIDÊNCIA 2: Comparação dos custos de operação (COPER) e custo marginal de operação (CMO) entre os casos SEM GTMIN e COM GTMIN

Na hipótese de que, ao retirar a definição da geração térmica mínima do primeiro mês remove-se também o duplo abatimento da geração térmica mínima da usina de Santa Cruz Nova na demanda do primeiro mês (redução de 173,51MWmed), os resultados teóricos esperados no ponto de convergência seriam:

- O custo de operação (COPER) do caso SEM GTMIN ser maior ou igual ao caso COM GTMIN, uma vez que a demanda líquida a ser atendida no primeiro caso é superior e precisará ser atendida por outra

Avaliação da diferença de resultados do modelo NEWAVE em função da informação de geração térmica mínima das usinas GNL no primeiro mês

fonte, que terá custo maior ou igual a zero. Ressalta-se que, como essa geração já foi comandada fora do horizonte do modelo, (vide modelagem na seção **Erro! Fonte de referência não encontrada.**), os custos incorridos dessa geração seriam contabilizados no comando da mesma e não teriam nenhuma sinalização nos K primeiros meses;

- O custo marginal de operação (CMO) do caso SEM GTMIN deveria ser maior ou igual do que o caso COM GTMIN, uma vez que demanda líquida é maior.

A Figura 2.2 mostra essas análises, onde se verificou, de fato, que tanto o CMO como o custo de operação reduziram com a inclusão de geração térmica mínima. Desta forma, considerou-se plausível a primeira hipótese aventada para explicação da diferença de resultados entre os dois casos.

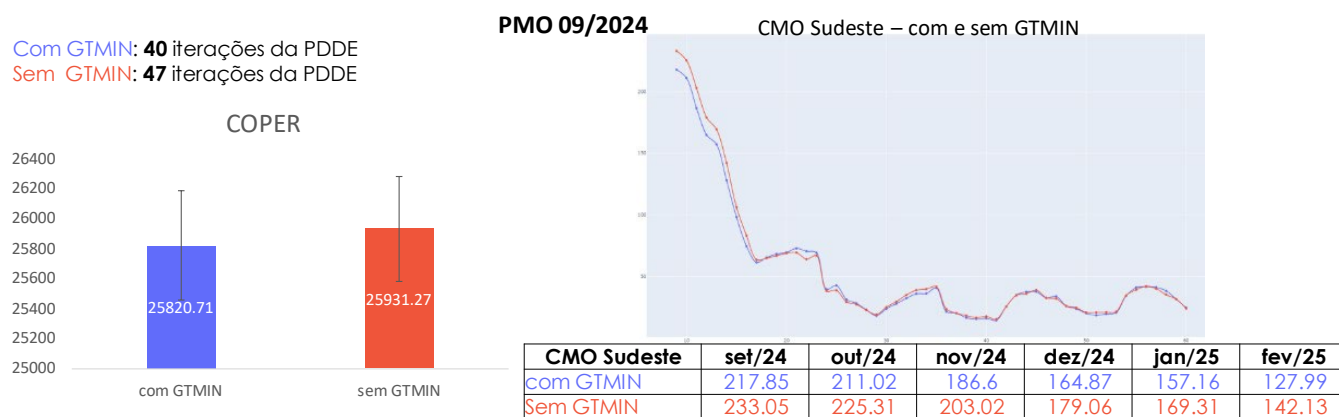


Figura 2.2 COPER e CMO dos casos de PMO com e sem geração térmica mínima no primeiro mês para a usina de Santa Cruz Nova

3 ATUALIZAÇÃO DA ANÁLISE (06/09)

Durante a semana dos dias 02 a 06 de setembro de 2024, o CEPEL recebeu pedidos de análise de resultados obtidos na republicação do PLD de setembro de 2024, feita a partir dos resultados do caso SEM GTMIN, em que foi retirada a definição da geração térmica mínima do primeiro mês, para a usina de Santa Cruz Nova. No caso de PLD, os resultados de COPER e CMO apresentados não tiveram uma sinalização de aumento do COPER e CMO, como observados no caso de PMO que, inicialmente, estariam coerentes com os resultados teóricos esperados para a hipótese de duplo abatimento da GT_t^1 na demanda no primeiro estágio. Conforme observado na Figura 3.1, o PLD do caso SEM GTMIN apresentou redução tanto do COPER como do CMO.

1ª Publicação do PLD/09: 40 iterações da PDDE
 2ª Publicação do PLD/09: 31 iterações da PDDE

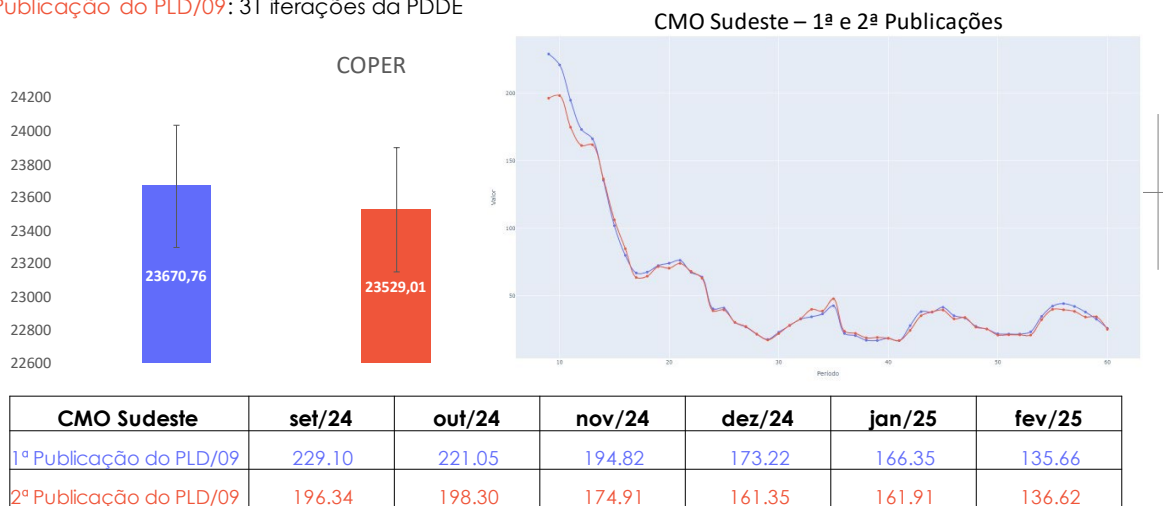


Figura 3.1 COPER e CMO dos casos de PLD com e sem geração térmica mínima no primeiro mês para a usina de Santa Cruz Nova

Destaca-se que, para a republicação, os resultados de COPER e CMO foram obtidos através de uma simulação final que utilizou uma função de custo futuro obtida após 31 iterações, portanto com grau de maturidade distinto do obtido na publicação original (40 iterações). Quando o caso republicado é processado também com 40 iterações, há uma redução significativa das diferenças observadas, conforme Figura 3.2 mas permanece com sentido discordante do esperado, apresentando ainda redução do CMO.

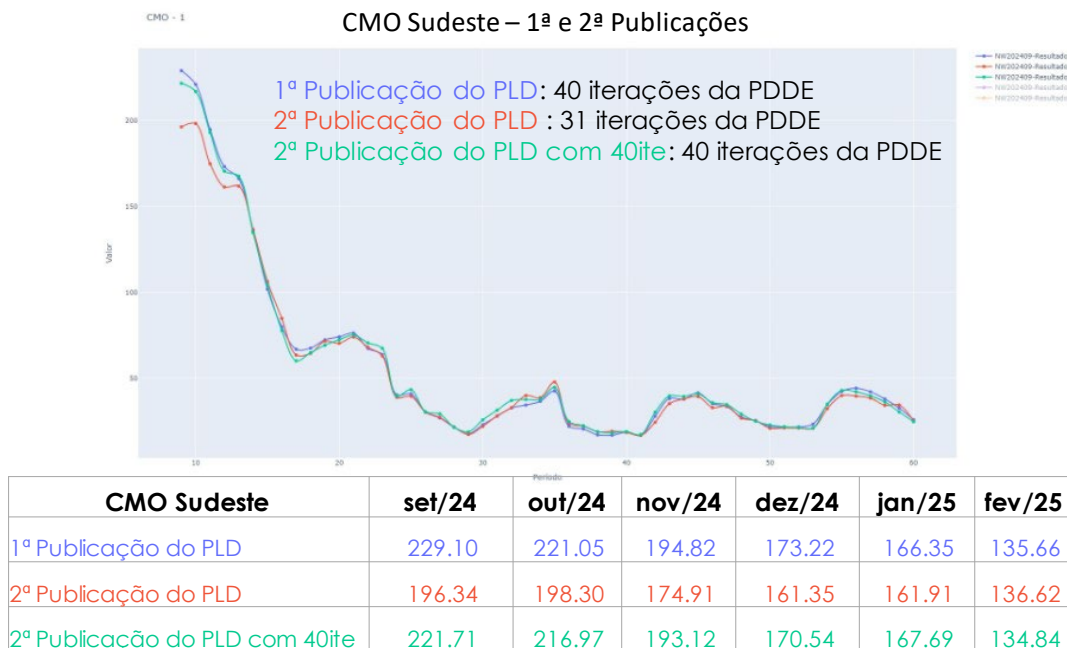


Figura 3.2 COPER e CMO dos casos de PLD com quantidades iguais de iterações

3.1 Avaliação do valor de demanda líquida publicado no arquivo "pmo.dat"

Devido aos resultados não esperados do caso CCEE, fez-se uma análise mais aprofundada da memória de cálculo realizada pelo modelo NEWAVE para impressão dos valores de demanda líquida no arquivo "pmo.dat". Verificou-se, então, que o valor de demanda líquida calculado leva em consideração a geração térmica mínima das usinas GNL, mas não a geração informada no arquivo "adterm".

Portanto, temos que, para o caso com GTMIN:

$$D_{LIQCOMGTMIN}^t (pmo.dat) = D^t + \dots - \underline{GT_i^1}. \quad (3.1)$$

e, para o caso sem GTMIN:

$$D_{LIQSEMGTMIN}^t (pmo.dat) = D^t + \dots \quad (3.2)$$

Assim, o valor impresso no arquivo "pmo.dat" não é exatamente a demanda líquida, pois falta ainda abater a geração flexível $GT_{flex_i}^1$. Entretanto, o valor de $GT_{flex_i}^1$ do caso com GTMIN é dado por $(GT_i^1 - \underline{GT_i^1})$, enquanto que, para o caso sem GTMIN, é dado por GT_i^1 . Portanto, após abater estes valores de $GT_{flex_i}^1$ dos valores impressos no arquivo "pmo.dat", temos que:

$$D_{LIQCOMGTMIN}^t = D^t + \dots - \underline{GT_i^1} - (GT_i^1 - \underline{GT_i^1}) = D^t + \dots - GT_i^1 \quad (3.3)$$

$$D_{LIQSEMGTMIN}^t = D^t + \dots - GT_i^1 \quad (3.4)$$

Portanto, ao contrário do que se pensava anteriormente, **a demanda líquida nos casos com GTMIN e sem GTMIN é a mesma**. Assim, a impressão no arquivo "pmo.dat" só era diferente porque, no valor impresso, não estava sendo considerada a geração térmica flexível da usina a GNL já comandada para o período. A diferença na geração flexível entre os dois casos é a mesma verificada na impressão do arquivo pmo.dat, mas em sentidos opostos, resultando em um mesmo valor de demanda líquida.

Por um lado, a verificação de que a demanda líquida é a mesma nos dois casos faz com que os resultados obtidos no caso da CCEE não sejam necessariamente inconsistentes. Por outro lado, restava saber ainda o porquê da diferença de resultados entre os dois casos, visto que, se ambos possuem a mesma demanda líquida, não deveria, em princípio, haver diferença nos seus resultados. Assim, com o objetivo de auxiliar na identificação da causa do problema ocorrido neste caso, o CEPEL procedeu uma análise mais detalhada da modelagem da antecipação do despacho das usinas GNL, com foco nas questões associadas à geração térmica mínima, que é descrita na próxima seção.

4 ANÁLISE DA MODELAGEM DO DESPACHO ANTECIPADO DAS USINAS GNL

A formulação tradicional do despacho térmico nos modelos de otimização energética do CEPEL consiste em decidir, em cada período ou instante de tempo t , a geração de cada usina térmica neste mesmo instante de tempo. A particularidade referente à modelagem da geração térmica a GNL é que o despacho dessas usinas deve ser conhecido alguns meses antes de sua efetiva realização. Apresenta-se, nesta seção, uma breve explicação da modelagem da antecipação das usinas térmicas a GNL, focando-se apenas nos aspectos mais relevantes para entendimento da questão ocorrida no caso em análise. Desta forma, para fins de exposição, será considerada a existência de uma única usina GNL, com *lag* de antecipação de K meses, e será desprezado o fato de que a geração pode ser diferente para cada patamar de carga. Também não entraremos em detalhes da construção de cortes da função de custo futuro e da

agregação de variáveis de estado, para reduzir a dimensão da função de custo futuro. Todos esses aspectos não são relevantes para as explicações realizadas neste documento.

A descrição mais detalhada da modelagem, considerando a situação geral com várias usinas GNL situadas em diferentes submercados, e considerando vários patamares de carga, é apresentada em [1]¹.

4.1 Modelagem geral da antecipação térmica

A modelagem da antecipação térmica consiste em decidir, no instante $t - K$, a geração térmica que será realizada no instante t . A **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, extraída de [1], ilustra a dependência entre o comando da geração, que ocorre no instante $t - K$, e a realização da geração, que é feita no instante t , para uma usina térmica de índice i . Observa-se que o custo da geração térmica mínima realizada no instante t , que depende do custo incremental c_i da usina², é contabilizado, no problema de otimização, no período $t - K$, porém já com uma taxa de desconto de $1/(1 + \beta)^K$. Assim, para fins de cálculo do valor presente desse custo, **assume-se a mesma hipótese das usinas convencionais, ou seja, de pagamento no mesmo instante de geração**. A geração GT_i^t da usina é abatida da demanda D^t do submercado a que pertence a usina, e deve ser maior ou igual do que a geração térmica mínima \underline{GT}_i^t .

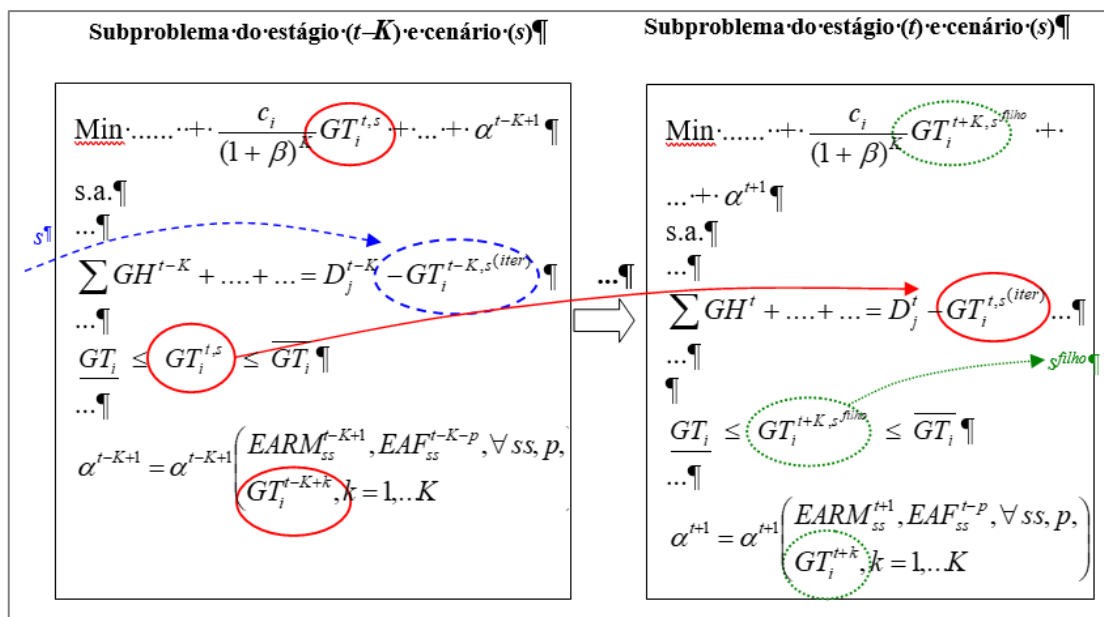


Figura 4.1 - Formulação matemática da antecipação de despacho das usinas a GNL, conforme [1].

4.2 Implementação da geração térmica mínima no modelo NEWAVE

Pelo fato de já ser decidida de antemão, a geração térmica mínima no modelo NEWAVE é implementada como um abatimento de carga, **tanto para as usinas convencionais quanto para as usinas GNL**.

¹ publicações referentes a essa metodologia podem ser encontradas também em [3], [4], [5].

² este custo é conhecido como o "CVU" da usina térmica.

Como consequência, a variável de decisão referente à geração térmica, que denominamos de “geração térmica flexível” ($GT_{flex_i}^t$), é a diferença entre a geração térmica total e a geração térmica mínima.

Assim, a formulação que expressa exatamente como a geração térmica é implementada no modelo NEWAVE, no subproblema de otimização dos períodos $t - K$ e t , considerando novamente o caso específico de uma usina GNL é a mostrada na Figura 4.2.

Subproblema do período $t - K$	Subproblema do período t
$\min \frac{c_i}{(1 + \beta)^K} [GT_i^t + GT_{flex_i}^t] + (...)$ $+ \alpha^{t-K+1}$ <p>s.a.</p> $\sum GH^{t-K} + \dots = D^{t-K} - \overline{GT_i^{t-K}} - GT_{flex_i}^{t-K}$ <p>(...)</p> $0 \leq GT_{flex_i}^t \leq \overline{GT_i^t} - \underline{GT_i^t}$	$\min \frac{c_i}{(1 + \beta)^K} [GT_i^{t+K} + GT_{flex_i}^{t+K}] + (...)$ $+ \alpha^{t+1}$ <p>s.a.</p> $\sum GH^t + \dots = D^t - \overline{GT_i^t} - GT_{flex_i}^t$ <p>(...)</p> $0 \leq GT_{flex_i}^{t+K} \leq \overline{GT_i^{t+K}} - \underline{GT_i^{t+K}}$

5

Figura 4.2 - Formulação matemática da antecipação de despacho das usinas a GNL, conforme implementada de fato no modelo NEWAVE.

Fazem-se as seguintes observações em relação a essa formulação:

- do ponto de vista de otimização, é equivalente à formulação da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**;
- a diferença ($D^t - GT_i^t$), para cada período t , é denominada de “**demanda líquida do submercado**”³, já discutida anteriormente;
- o custo de geração térmica mínima da usina em cada período t , que é constante e dado por $\frac{c_i GT_i^t}{(1+\beta)^K}$, é calculado “por fora” e somado depois ao custo do subproblema de otimização, para fins de construção dos cortes de Benders no período $t - K$, na estratégia de PDDE⁴.
- tanto o custo de geração térmica mínima como geração térmica flexível, para as usinas GNL, são calculados tendo como referência o período em que a geração da usina é realizada. Portanto, **a implementação da geração térmica mínima das usinas GNL está de acordo com a modelagem conceitual, descrita em [1] e traduzida, de forma resumida, na Erro! Fonte de referência não encontrada.**

³ na prática, existem outros abatimentos para composição da demanda líquida, não só de outras usinas térmicas do mesmo submercado, mas também de outros componentes, como geração de pequenas usinas não simuladas.

⁴ não haveria prejuízo, do ponto de vista conceitual, em não incluir esse custo na função de custo futuro de cada período t , e somá-lo depois por fora nos valores que expressam os custos totais de operação do problema (ZINF, ZSUP e COPER).

4.3 Condição de contorno no início do estudo

Quando o *lag* de antecipação é de K meses, temos que, nos instantes $t = 1$ a $t = K$, o comando da usina, que é realizado no instante $t - K$, é feito anteriormente ao início do estudo. Assim, para essa usina, não existem as expressões do lado esquerdo da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** no problema de otimização, pois os períodos $\{0, \dots, 1 - K\}$ não existem no horizonte de estudo. Assim, **as gerações nestes meses são informadas como dado de entrada no problema**, nos seguintes arquivos/registros:

- o valor total de geração térmica total ($GT_i^t = \underline{GT}_i^t + GT_{flex_i}^t$) é informado no arquivo "adterm.dat". Este arquivo é exclusivo para as usinas com antecipação térmica;
- o valor de geração térmica mínima (\underline{GT}_i^t) é informado através da palavra-chave "GTMIN" do arquivo "expt.dat", juntamente com eventuais gerações térmicas mínimas de outras usinas convencionais.

Ressalta-se que os instantes de tempo de referência para a geração térmica em ambos os arquivos é o de realização do despacho. Assim, se $K = 2$, o valor informado para $t = 1$ e $t = 2$ corresponde à geração térmica já decidida para o primeiro e segundo mês do estudo.

De posse dos valores fornecidos nos arquivos acima, o modelo NEWAVE realiza os seguintes cálculos, para cada usina GNL i :

- verificação se a geração mínima (\underline{GT}_i^t) é maior ou igual à geração total (GT_i^t), emitindo mensagem de erro, se for o caso;
- obtenção da geração térmica flexível ($GT_{flex_i}^t$), que será abatido do valor de demanda D^t (no lado direito da equação 5) de forma separada do valor de geração térmica mínima, como será mais bem explicado na seção 5.1.

5 ANÁLISE COMPLEMENTAR (13/09)

Com base na análise da formulação apresentada na seção anterior, e com a confirmação de que a implementação, no problema de otimização do NEWAVE, estava de acordo com a modelagem proposta em [1], não foi possível identificar, de imediato, inconsistências que pudessem justificar as diferenças observadas. Assim, imprimiu-se o valor exato de demanda líquida que foi calculado pelo modelo, em cada patamar de carga, verificando-se pequenas diferenças, conforme mostrado na Figura 5.1.

9206.6782376996	9206.6782403667
9682.5480761246	9682.5480769683
13559.1186320000	13559.1186330288

Figura 5.1 - Valores de demanda líquida (MWmed) do submercado SE nos três patamares, para o período 1, para os casos com (esquerda) e sem (direita) geração térmica mínima.

Esta pequena diferença evidenciou uma possível imprecisão numérica no cálculo do valor de carga líquida entre os dois casos, o que motivou uma depuração mais detalhada da lei de formação desses cálculos, para o período em que foi encontrada a diferença acima. Esta análise é descrita a seguir.

5.1 Cálculo da demanda líquida por patamar de carga no primeiro período

Como se observa em 5, é necessário calcular a demanda líquida para o submercado em que se encontra a usina GNL i . para o período t . Neste ponto em particular, observamos que é necessário calcular um valor de demanda líquida para cada patamar de carga. Na implementação feita no modelo NEWAVE, esta demanda líquida é obtida, a partir da demanda bruta, abatendo-se os seguintes termos:

- geração térmica mínima de todas as usinas térmicas do estudo, no mesmo período t , informadas no registro "GTMIN" do arquivo "expt.dat". Como essa geração térmica mínima é informada por período em MW, o cálculo em MWh para cada patamar é feito considerando-se um fator $FPENG_{t,c}$ para cada patamar c (vide formulação em [2])
- geração térmica flexível já comandada para as usinas GNLs, informada no arquivo "adterm.dat", para o caso dos períodos de tempo t com índice menor ou igual ao lag K de antecipação da usina GNL. Este valor já é fornecido por patamar, em MW.
- outros abatimentos, como geração de pequenas usinas e cargas adicionais.

Matematicamente, esta conta é expressa, considerando os dois primeiros itens acima e, novamente para o caso particular de apenas uma usina GNL de índice i , da seguinte forma:

$$D_{liq}^{t,c} = FPENG^{t,c} \times \left(D^t - \sum_{j=1}^{NT} \frac{GT_j^t}{j} \right) - GT_{flex_i}^{t,c} \quad (5.1)$$

onde $D_{liq}^{t,c}$ é o valor de demanda líquida obtido para cada patamar c . Nota-se, na expressão acima, que as parcelas de geração mínima e flexível da usina GNL i são abatidas separadamente, em parcelas diferentes. Isso se justifica porque o abatimento da geração térmica mínima é feito em um "loop" no programa envolvendo todas as usinas térmicas do submercado, e todos os períodos. Já o segundo termo deve considerar somente as usinas GNL, e para os períodos em que a geração já está comandada.

5.2 Diferença na sequência de cálculo da demanda líquida entre os dois casos

No caso em questão, a diferença na informação da geração térmica mínima ocorreu somente no primeiro período, e é explicada pela forma como que as contas em (5.1) foram realizadas, em particular para a usina térmica GNL i , de Santa Cruz Nova:

- no caso sem geração térmica mínima, a demanda do submercado SE (onde se situa a usina), em cada patamar, foi subtraída diretamente do valor de geração térmica total em cada patamar, em MW (227.86, 238.37 e 173.51), visto que toda a geração foi fornecida como flexível;
- no caso com geração térmica mínima, a demanda do submercado SE (onde se situa a usina), em cada patamar, foi subtraída por duas parcelas diferentes: o valor de geração térmica mínima (173,51 MW) multiplicado pelo fator de cada patamar e o valor de geração térmica flexível, calculado pelo modelo como a diferença entre a geração total e a geração mínima, resultando nos valores, em MW, de 54,35, 64,86 e 0.

Um aspecto importante é que, como os valores de $GT_{flex_i}^{t,c}$ e $FPENG^{t,c}$ constituem-se, respectivamente, em dado de entrada e "variável de cálculo", são armazenados no modelo NEWAVE em variáveis do tipo real*4 e real*8, respectivamente, o que faz com que tenham precisões numéricas diferentes, se não

forem valores exatos. O que ocorre é que o valor de $FPENG^{t,c}$ constitui-se em uma dízima periódica em binário e que, conseqüentemente, faz com que sua multiplicação pelo valor de geração térmica mínima também se constitui em uma dízima⁵. Devido a limitação computacional para guardar todos os bits que representariam estes números, ocorre o truncamento do mesmo, levando a diferenças entre o valor verdadeiro e o valor armazenado. Além disso, durante os cálculos realizados pela máquina, também ocorrem esses truncamentos nos valores binários a cada cálculo realizado. Portanto, podem ocorrer diferenças nos valores finais, dependendo da ordem em que os cálculos são realizados e da precisão utilizada para guardar os números na memória. Como resultado, os procedimentos de abatimento da geração mínima da usina GNL (multiplicada pelo fator referente ao patamar), sucedido do abatimento da geração flexível de uma usina GNL, calculada a partir dos valores de geração térmica e geração mínima, não se torna equivalente, do ponto de vista numérico, ao procedimento do abatimento da geração flexível total. O primeiro procedimento é realizado no caso COM GTMIN e o segundo procedimento no caso SEM GTMIN.

Os dois procedimentos que são realizados no caso COM GTMIN, referentes ao abatimento e a soma da geração térmica mínima, que conceitualmente deveriam se anular mas que, do ponto de vista numérico, causam um resíduo numérico, são ilustrados na Figura 5.2, que ilustra a lei de formação dos termos que compõem a expressão (5.1).

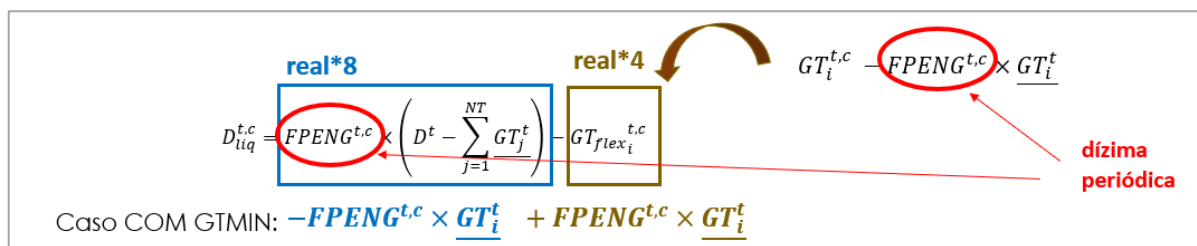


Figura 5.2 - Exemplo da diferença, do ponto de vista numérico, entre o abatimento e a soma dos valores de GTMIN, no cálculo da demanda líquida no caso COM GTMIN.

Observa-se que ambas as fórmulas de cálculo, embora sejam equivalentes do ponto de vista matemático, do ponto de vista computacional resultaram em valores com precisões distintas, na 5ª casa decimal, como mostrado anteriormente na **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

Numericamente, ao resolver os problemas de programação linear em cada período, série e cenário, essas diferenças acarretam resultados ligeiramente diferentes de operação que, apesar de serem ínfimas inicialmente, pode-se propagar ao longo das iterações da PDDE.

5.3 Propagação das diferenças ao longo das iterações

Na sequência, rastreamos as diferenças observadas entre os dois casos, ao longo das iterações da PDDE, nos valores de ZINF para o caso de PMO.

⁵ esclarece-se que, durante o processo de conversão decimal binário, realizado pelas máquinas, podem ocorrer alguns erros numéricos, pois na forma binária não é possível representar todos os números da reta real de forma exata computacionalmente. Isto é, existem números reais, que quando são representados na forma binária resultam em uma dízima periódica mesmo sendo um número real com poucas casas decimais.

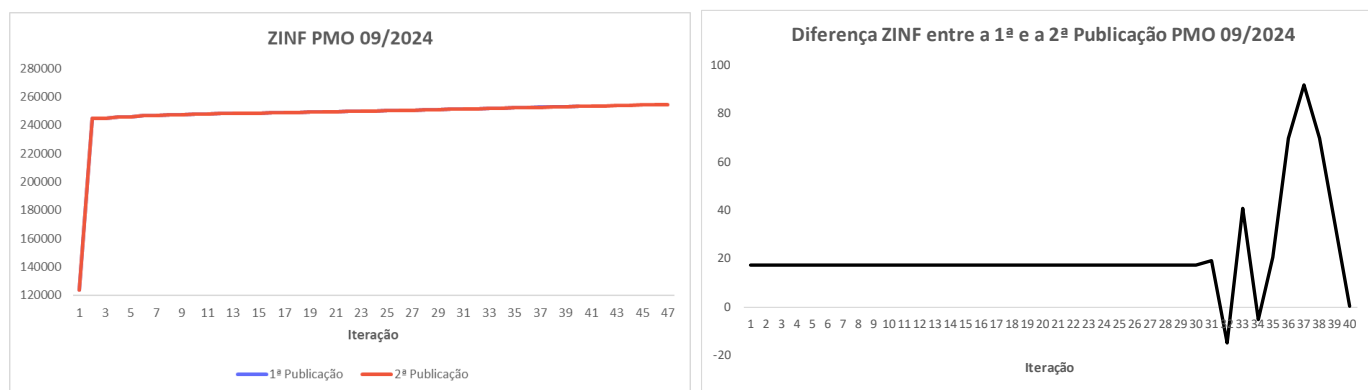


Figura 5.3 - Comparação entre os valores de ZINF dos casos com GTMIN (1ª publicação) e sem GTMIN (2ª publicação), para o caso de PMO.

A diferença nas iterações iniciais é de R\$17,73 milhões, que corresponde o mesmo valor do custo de geração térmica mínima da UTE a GNL:

$$CTMIN = \underline{GT}_i^1 \times c_i \times 730/10^6 = 173,51 \times 139,95 \times 730 / 10^6 = 17,73 \tag{5.1}$$

Onde 730 corresponde ao número de horas do primeiro mês, para converter o valor de potência (MW) em quantidade de MWh ao longo do mês.

O mesmo tipo de análise, mostrado na Figura 5.4, foi feito para o caso de PLD.

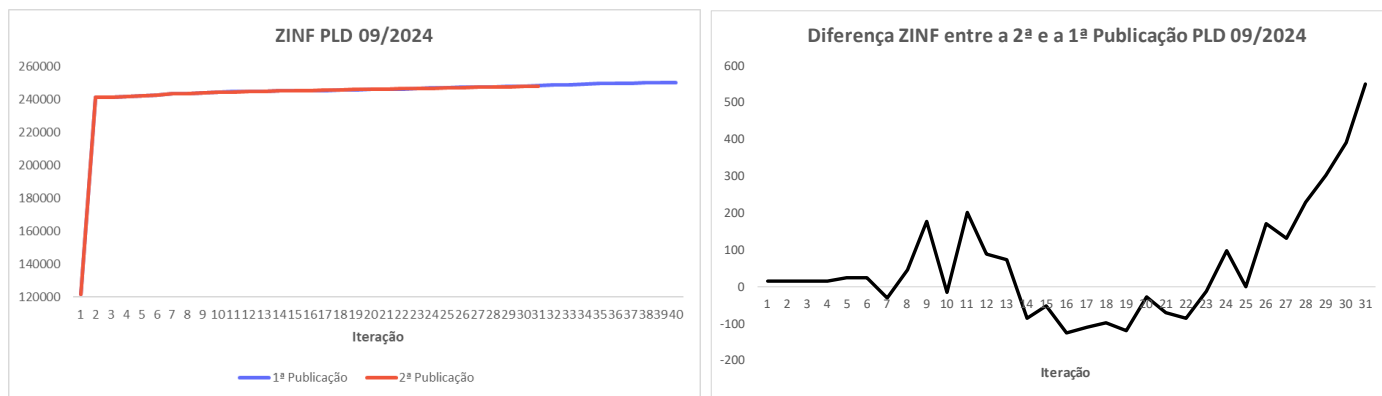


Figura 5.4 - Comparação entre os valores de ZINF dos casos com GTMIN (1ª publicação) e sem GTMIN (2ª publicação), para o caso de PLD.

A diferença nas iterações iniciais foi exatamente do mesmo montante verificado para o caso de PMO.

Portanto, em ambos as comparações, observou-se que os valores são praticamente idênticos. Porém, em algum momento ao longo do processos iterativo estes se descolam, com as diferenças se propagando ao longo das iterações.

2 8	533	2 8	534
2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.8613 0.8463	534	2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.9013 0.8463	535
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.7493 1.7294	535	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.7799 1.7294	536
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.6278 0.6241	536	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.6599 0.6241	
3 4	597	3 4	598
2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.7861 0.7244	598	2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.8160 0.7244	599
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.5975 1.5664	599	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.6270 1.5664	600
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.7530 0.7911	600	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.7800 0.7911	
3 8	661	3 8	662
2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.5667 0.5434	662	2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.6060 0.5434	663
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.7812 1.8524	663	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.8210 1.8524	664
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.7513 0.7094	664	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.7910 0.7094	
4 4	725	4 4	726
2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.8005 0.6674	726	2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.8400 0.6674	727
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.6947 1.7054	727	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.7300 1.7054	728
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.6891 0.7344	728	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.7200 0.7344	
4 8	789	4 8	790
2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.7956 0.7724	790	2024 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.8356 0.7724	791
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.7128 1.7971	791	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.7528 1.7971	792
1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.6809 0.6211	792	1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.7209 0.6211	

Após tendo sido realizadas essas mudanças, apresentam-se, a seguir, as diferenças observadas após executar os casos SEM GTMIN e COM GTMIN modificados, tanto na variante PMO como na variante PLD

5.4.1 Resultados comparativos para o caso PMO 09/2024 Modificado

O custo de operação e o valor de ZINF diferem apenas no valor correspondente da geração térmica mínima, que é contabilizada no primeiro período, como mostrado na Figura 5.5 e Figura 5.6.

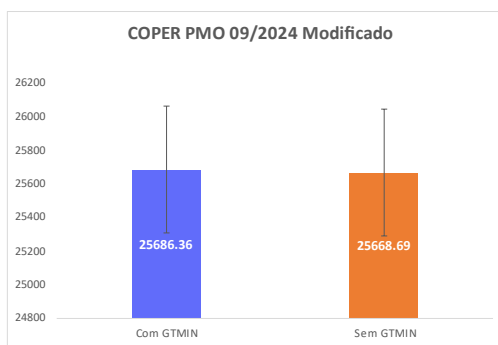


Figura 5.5 - Diferença entre o custo de operação (COPER), entre os casos COM GTMIN e SEM GTMIN, para o caso modificado, na variante PMO.

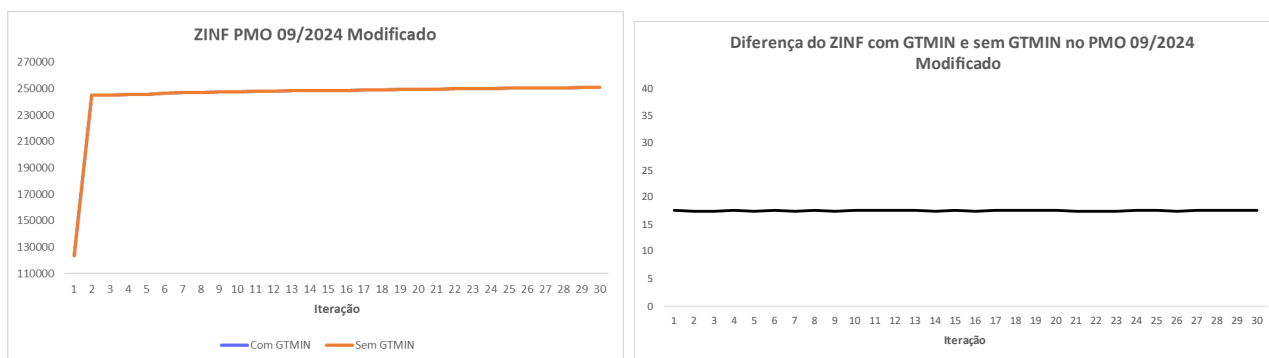


Figura 5.6 - Diferença entre o limite inferior (ZINF), entre os casos COM GTMIN e SEM GTMIN, para o caso modificado, na variante PMO.

Além disso, observa-se que os valores de CMO são idênticos ao longo do estudo, em ambos os casos.

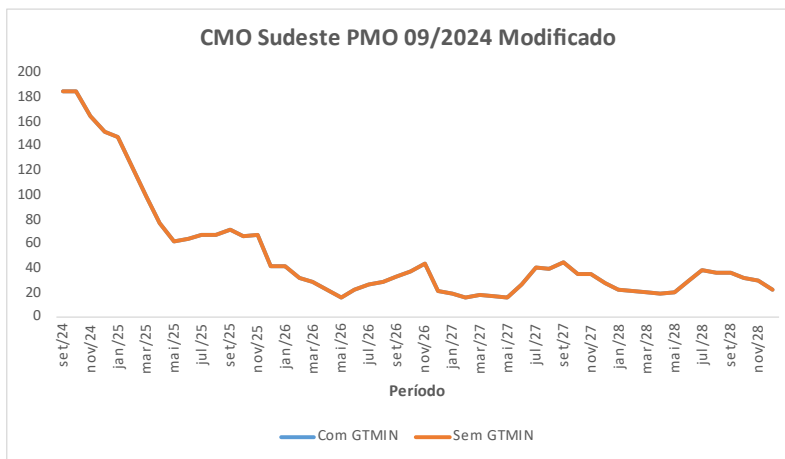


Figura 5.7 - Valores de CMO idênticos entre os casos COM GTMIN e SEM GTMIN, para o caso modificado, na variante PMO.

5.4.2 Resultados comparativos para o caso PLD 09/2024 Modificado

Resultados da mesma natureza foram observados para o caso PLD: diferença nos custos de COPER e ZINF apenas referentes ao custo de geração térmica mínima e CMOs idênticos

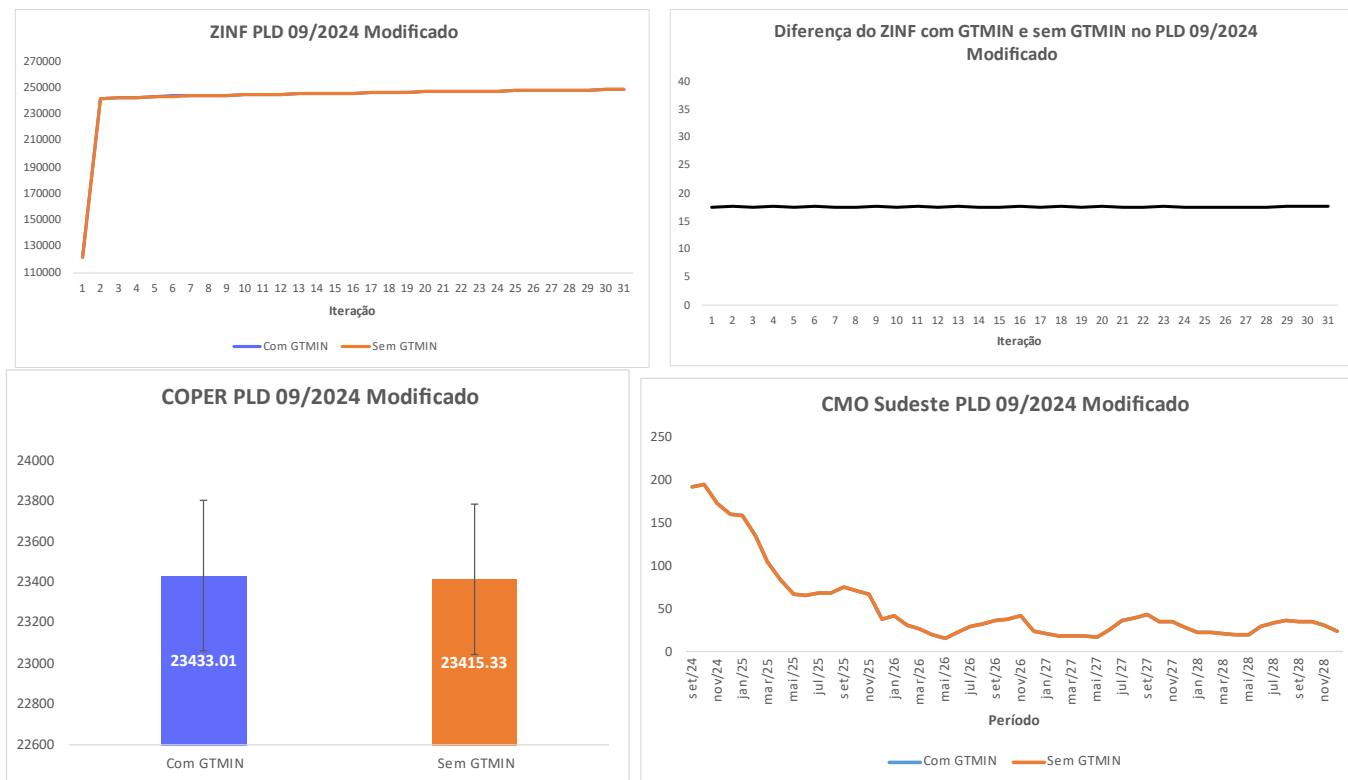


Figura 5.8 - Comparação entre os resultados SEM GTMIN e COM GTMIN, para o caso modificado na variante PLD.

5.5 Contabilização do custo de geração térmica mínima GNL já despachada.

Apesar de mostrarmos que todos os resultados de operação ficam idênticos ao se realizar o arredondamento dos valores calculados de demanda líquida antes de montar o problema de programação linear, nos casos com e sem GTMIN, observou-se que o custo total de operação (COPER) e o limite de convergência (ZINF) foram diferentes entre os dois casos exatamente no valor de custo de geração térmica mínima da usina GNL, no primeiro período. Isto ocorre porque, no caso COM GTMIN, o custo de geração térmica mínima incorrido no primeiro período foi contabilizado pelo modelo NEWAVE nos valores de ZINF, ZSUP e custo total de operação, ao passo que, no caso SEM GTMIN, o custo da geração térmica comandada não foi contabilizado. Entende-se que essa diferença de comportamento deve ser compatibilizada, o que é discutido na seção 7.

6 PROPOSTA DE TRATAMENTO DA PRECISÃO NUMÉRICA INTERNO AO MODELO

Uma alternativa para contornar as diferenças numéricas incorridas da ordem de cálculo e eventuais truncamentos de valores na representação binária é realizar um tratamento numérico no valor final a ser utilizado, que consiste no arredondamento do valor de demanda líquida em duas casas decimais. Desta forma garante-se, pelo menos com uma certa precisão, de que o resultado final não será afetado pela ordem de cálculo.

Apresentam-se, a seguir, as diferenças verificadas nos resultados dos casos SEM GTMIN e COM GTMIN, com a aplicação do tratamento proposto de arredondamento, para as variantes PMO e PLD: CMOs idênticos, e diferença entre os valores de COPER e ZINF correspondente ao custo de geração térmica mínima, contabilizada no primeiro período, como já foi explicado no final do capítulo 5.

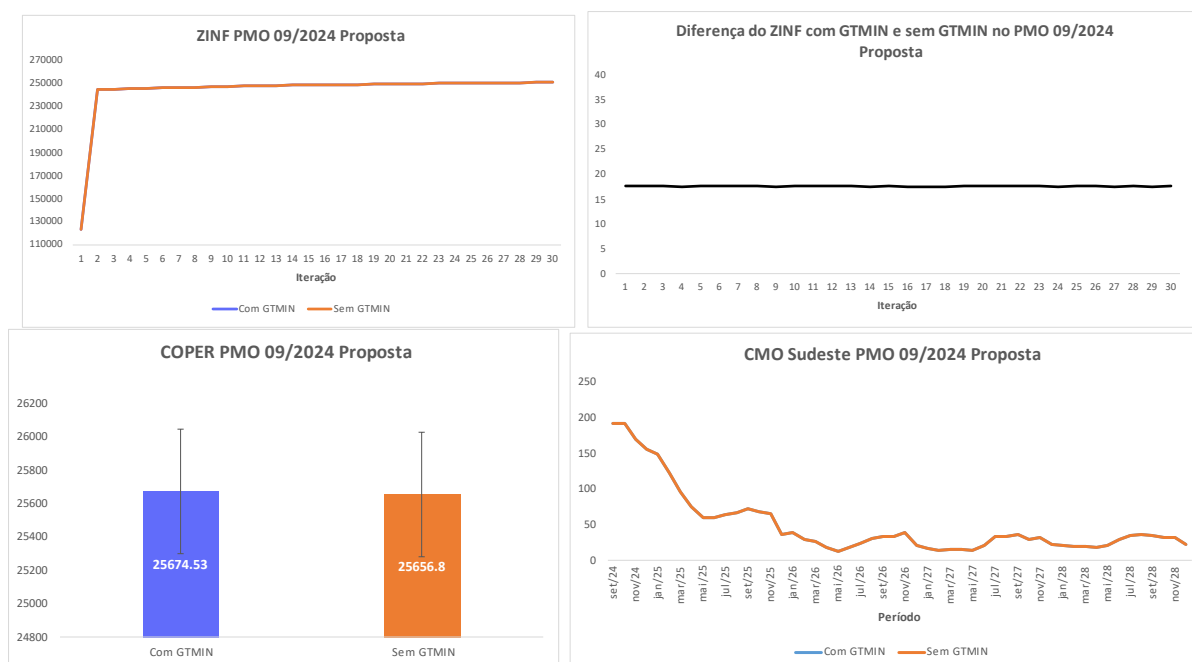


Figura 6.1 - Valores de CMO idênticos entre os casos COM GTMIN e SEM GTMIN, para o caso com tratamento de arredondamento, na variante PMO.

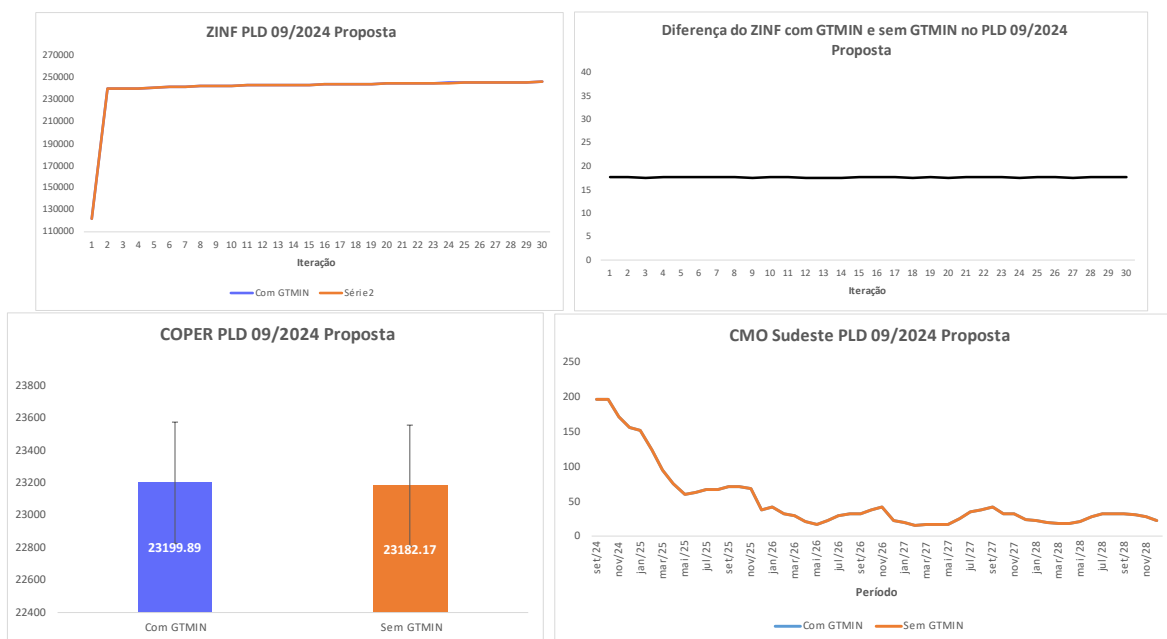


Figura 6.2 - Valores de CMO idênticos entre os casos COM GTMIN e SEM GTMIN, para o caso com tratamento de arredondamento, na variante PLD.

7 PROPOSTA DE TRATAMENTO DO CUSTO DE GERAÇÃO TÉRMICA MÍNIMA

Tendo em vista que se considera, no modelo NEWAVE, o custo de geração da usina GNL no momento em que a mesma é comandada, entende-se que, caso seja informado um montante de geração térmica mínima já comandada para geração nos *K* primeiros meses, estes custos **não sejam considerados** no cálculo do custo de operação e nos valores de ZINF e ZSUP obtidos durante as iterações da PDDE.

8 COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DO TRATAMENTO PROPOSTO VERSUS AS PUBLICAÇÕES DO PLD E PMO DE 09/2024

A seguir, comparação dos resultados obtidos com o tratamento proposto versus as publicações do PLD e PMO de 09/2024, para os casos de PMO e PLD. Observa-se que, pelo mostrado na seção 6, no tratamento proposto não há diferença nos resultados entre contabilizar ou não parte da geração térmica GNL já comandada como uma geração térmica mínima

8.1 Caso de PLD

A figura a seguir apresenta a comparação do CMO do submercado Sudeste do PLD de 09/2024 utilizando o tratamento proposto versus as publicações oficiais.

CMO Sudeste - PLD 09/2024

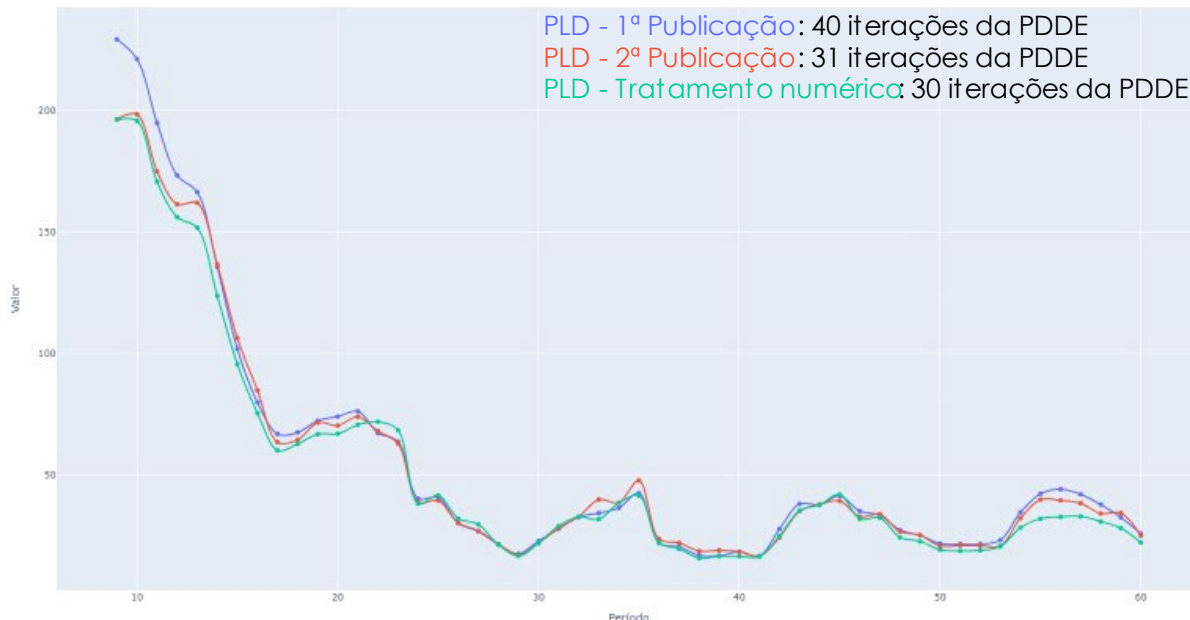


Figura 8.1 – Comparação do CMO do submercado Sudeste do PLD de 09/2024 das publicações oficiais versus o tratamento proposto.

As tabelas abaixo apresentam os valores médios anuais de CMO para as publicações oficiais e para a execução com o tratamento proposto do PLD 09/2024.

Tabela 8.1 – CMO médio anual da primeira publicação do PLD 09/2024.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	204,55	204,1	204,44	204,44
2025	84,41	84,52	72,15	72,56
2026	29,75	30,08	24,62	25,03
2027	27,65	27,67	23,11	23,64
2028	31,18	31,19	28,81	29,12

Tabela 8.2 - CMO médio anual da segunda publicação do PLD 09/2024.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	182,72	182,07	182,63	182,63
2025	83,67	83,74	70,62	71,17
2026	30,83	31,10	24,88	25,27

2027	27,21	27,22	23,01	23,17
2028	29,50	29,50	26,76	27,24

Tabela 8.3 CMO médio anual do PLD 09/2024 com o tratamento proposto.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	179,62	179,03	179,51	179,52
2025	79,42	79,56	67,19	67,85
2026	30,07	30,29	23,89	24,56
2027	26,26	26,27	21,22	21,40
2028	25,77	25,77	23,53	23,92

8.2 Caso de CMO

A figura a seguir apresenta a comparação do CMO do submercado Sudeste do PMO de 09/2024 utilizando o tratamento proposto versus as publicações oficiais.



Figura 8.2 – Comparação do CMO do submercado Sudeste do PMO de 09/2024 das publicações oficiais versus o tratamento proposto.

As tabelas abaixo apresentam os valores médios anuais de CMO para as publicações oficiais e para a execução com o tratamento proposto do PMO 09/2024.

Tabela 8.4 – CMO médio anual da primeira publicação do PMO 09/2024.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	195,09	194,28	194,95	194,95
2025	81,06	81,15	69,98	70,56
2026	29,86	30,22	24,25	24,70
2027	25,62	25,64	21,77	21,90
2028	29,35	29,35	26,89	27,17

Tabela 8.5 CMO médio anual da segunda publicação do PMO 09/2024.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	210,11	209,77	209,95	209,96
2025	83,47	83,60	70,90	71,39
2026	30,63	30,97	25,34	25,90
2027	25,91	25,92	21,76	21,98
2028	29,35	29,36	27,08	27,29

Tabela 8.6 CMO médio anual do PMO 09/2024 com o tratamento proposto.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	177,25	176,59	177,16	177,16
2025	78,45	78,60	66,67	67,48
2026	27,63	28,02	21,49	22,48
2027	24,12	24,15	19,50	19,64
2028	27,19	27,19	24,53	24,85

Observa-se que, assim como se identificaram diferenças, por vezes significativas, entre os resultados da primeira e segunda publicação do PMO de Set/2024, também se observam diferenças da mesma magnitude entre os resultados obtidos com o tratamento proposto e os dos casos de PMO e PLD. Como todas essas execuções podem ter sido realizadas com quantidades diferentes de iterações para a PDDE, são valores obtidos com funções de custo futuro com diferentes graus de maturidade. Isto motiva uma análise complementar, mostrada a seguir, executando todos os casos com o mesmo número de iterações.

9 RESULTADOS OBTIDOS COM O MESMO NÚMERO DE ITERAÇÕES NA PDDE

A seguir apresentam-se os resultados comparativos entre a versão oficial e a versão com o tratamento proposto para os decks de PLD e PMO de 09/2024 com 50 iterações.

CMO Sudeste - PLD 09/2024

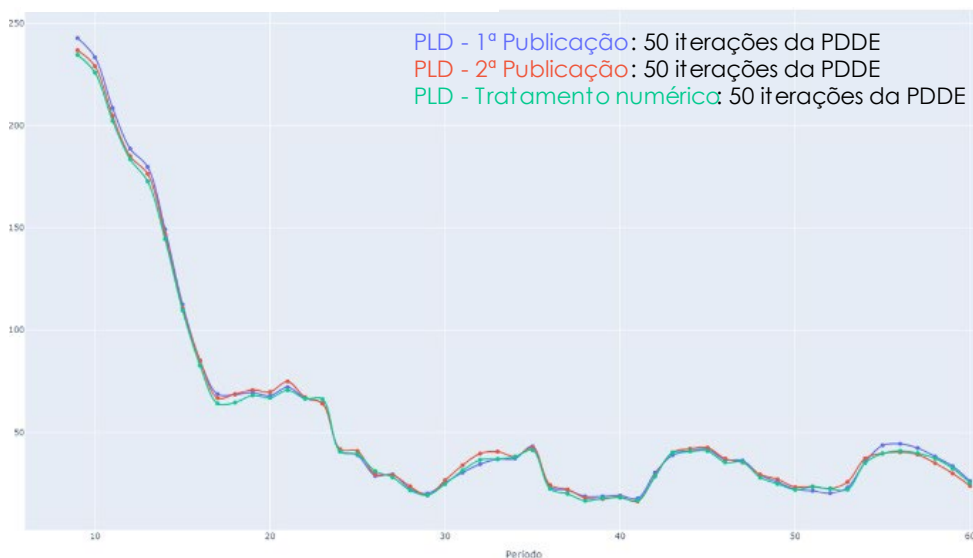


Figura 9.1 – Comparação do CMO do submercado Sudeste do PLD de 09/2024 das publicações oficiais versus o tratamento proposto com 50 iterações.

As tabelas abaixo apresentam os valores médios anuais de CMO para as publicações oficiais e para a execução com o tratamento proposto do PLD 09/2024 com 50 iterações.

Tabela 9.1 – CMO médio anual da primeira publicação do PLD 09/2024 com 50 iterações.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	218,29	217,80	218,16	218,16
2025	87,11	87,19	73,77	74,35
2026	30,91	31,24	26,28	26,67
2027	29,18	29,20	24,73	25,18
2028	31,42	31,43	28,91	29,43

Tabela 9.2 - CMO médio anual da segunda publicação do PLD 09/2024 com 50 iterações.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	213,79	213,12	213,67	213,67
2025	86,92	87,02	73,71	74,26
2026	32,40	32,60	27,51	27,90
2027	29,02	29,04	24,59	25,09
2028	30,67	30,67	28,23	28,38

Tabela 9.3 CMO médio anual do PLD 09/2024 com o tratamento proposto com 50 iterações.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	211,48	210,93	211,33	211,34
2025	84,78	84,92	71,97	72,61
2026	30,95	31,25	26,01	26,44
2027	28,22	28,25	24,12	24,31
2028	30,44	30,44	27,97	28,21

A seguir apresentam-se os resultados comparativos entre a versão oficial e a versão com o tratamento proposto para os decks de PLD e PMO de 09/2024 com 50 iterações.

CMO Sudeste - PMO 09/2024

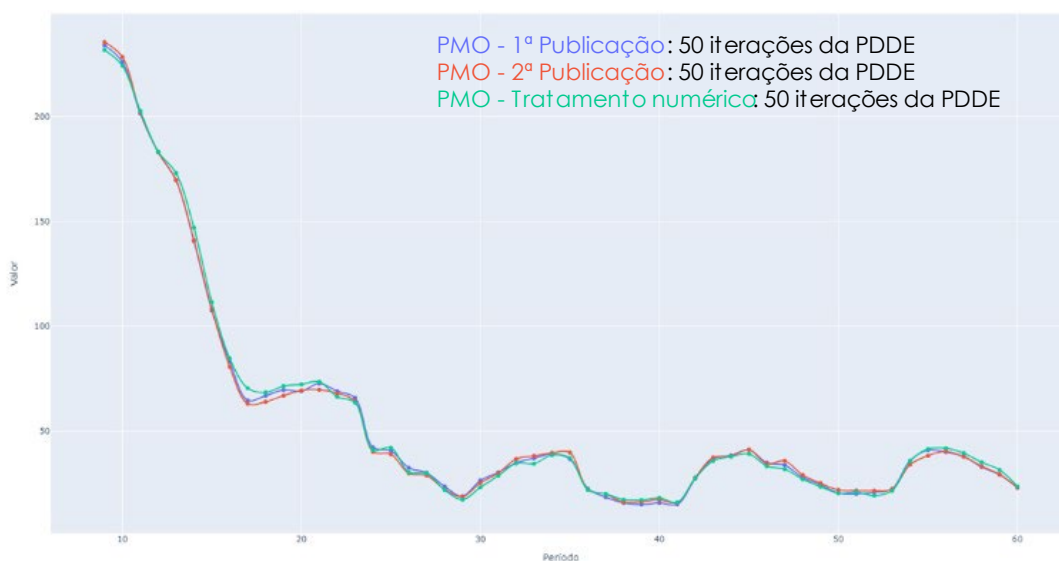


Figura 9.2 – Comparação do CMO do submercado Sudeste do PMO de 09/2024 das publicações oficiais versus o tratamento proposto com 50 iterações.

As tabelas abaixo apresentam os valores médios anuais de CMO para as publicações oficiais e para a execução com o tratamento proposto do PMO 09/2024 com 50 iterações.

Tabela 9.4 – CMO médio anual da primeira publicação do PMO 09/2024 com 50 iterações.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	211,14	210,20	211,03	211,03
2025	85,07	85,23	72,29	72,72
2026	31,05	31,50	25,66	25,97
2027	26,65	26,69	22,73	23,02
2028	29,00	29,01	26,68	26,80

Tabela 9.5 - CMO médio anual da segunda publicação do PMO 09/2024 com 50 iterações.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	212,25	211,45	212,11	212,12
2025	83,73	83,79	71,53	71,91
2026	30,81	31,11	25,85	26,18
2027	27,40	27,43	23,31	23,46
2028	29,02	29,03	26,35	26,59

Tabela 9.6 CMO médio anual do PMO 09/2024 com o tratamento proposto com 50 iterações.

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
2024	210,52	209,99	210,35	210,36
2025	86,93	86,99	74,23	74,58
2026	30,01	30,19	25,08	25,45
2027	26,74	26,76	22,74	22,91
2028	29,50	29,50	27,21	27,39

Pode-se observar que as diferenças entre os resultados dos diferentes casos são muito menores quando todos são executados com o mesmo número de iterações da PDDE. Isto ocorre porque foram obtidos a partir de simulações finais realizadas com funções de custo futuro que possuem o mesmo grau de maturidade. Pode-se dizer, portanto, que são resultados mais comparáveis, do ponto de vista prático.

10 CONCLUSÕES

Este relatório apresentou uma análise, realizada pelo CEPEL das diferenças entre os resultados das duas publicações dos casos de PMO e PLD de Setembro/2024, que diferem apenas na maneira de informação da geração térmica mínima para a usina GNL de Santa Cruz Nova e que, a princípio, deveriam produzir resultados idênticos. As principais conclusões dessa análise foram:

- as diferenças de resultados entre os dois casos, se originaram, em um primeiro momento, de pequenas diferenças na precisão numérica de cálculo da demanda líquida, na montagem do problema de otimização, entre os casos COM GTMIN e SEM GTMIN, no primeiro período do estudo;
- esta pequena diferença se propagou ao longo das iterações da PDDE, resultando em processos de convergência (limites inferiores) distintos ao longo das iterações do algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) utilizado para resolver o problema;
- as diferenças maiores observadas ao final do processo, entre os casos COM GTMIN e SEM GTMIN, resultam do fato de as duas execuções terem realizado quantidades razoavelmente diferentes de iterações da PDDE. Com isso, as funções de custo futuro dos casos que foram comparados possuem diferentes graus de maturidade.

Como recomendações deste estudo, pode-se citar:

- a introdução, de forma mais imediata, de um tratamento interno no modelo, tanto para padronizar as precisões das diferentes variáveis utilizadas no cálculo da demanda líquida, como para arredondar os valores finais obtidos de demanda líquida, de forma a minimizar a possibilidade de diferenças em função da forma como os dados são utilizados. Esta implementação já foi realizada e testada pelo CEPEL, produzindo resultados idênticos entre os casos COM GTMIN e SEM GTMIN;
- eliminar a contabilização, nos valores de custo de operação e limite inferior de convergência, do custo de geração térmica mínima das usinas GNL que foram comandadas antes do início do estudo, e que são realizadas nos K primeiros meses, onde K é o lag de antecipação. Embora este custo não influencie do ponto de vista conceitual os resultados do problema, torna-se preferível a não consideração da geração térmica mínima no modelo;
- adaptar, no futuro, a implementação da modelagem das usinas térmicas a GNL para contabilizar o custo de geração térmica mínima no período em que a usina é comandada, e não no período em que ocorre a geração. Ressalta-se que a implementação atual, apesar de ter uma defasagem na contabilização da geração térmica mínima, considera, para fins econômicos, os custos de geração térmica mínima e flexíveis com taxa de desconto referenciada no mesmo período de tempo;
- uma análise do critério de parada do modelo NEWAVE, para evitar que pequenas variações circunstanciais nos dados de entrada resultem em paradas do algoritmo em quantidades muito diferentes de iterações. Isto produz funções de custo futuro com diferentes graus de maturidade. Alternativas que podem ser consideradas são: aumentar o número mínimo de iterações ou tornar mais rigorosos os parâmetros utilizados na determinação de estabilidade do limite inferior (ZINF) em iterações sucessivas da técnica de PDDE.

11 REFERÊNCIAS

- [1] A. L. Diniz, M. E. Maceira e M. P. Tcheou, "Proposta de Modelagem do Despacho das Usinas Térmicas à GNL nos Modelos DECOMP e NEWAVE," Relatório Técnico CEPEL 36587/09, 2009.
- [2] C. B. Cruz, A. L. Diniz, T. C. Justino e R. R. Barboza, "Representação de usinas hidrelétricas individualmente e de forma agregada na programação dinâmica dual estocástica - NEWAVE Híbrido," Relatório Técnico CEPEL 1002/2022, 2022.
- [3] A. L. Diniz, M. E. P. Maceira, V. S. Duarte, T. N. Santos, M. P. Tcheou, A. L. Saboia, D. D. J. Penna e F. S. Costa, "Antecipação do despacho de usinas térmicas à GNL no problema de programação da operação de sistemas hidrotérmicos," em *XXI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Florianópolis, 2011.
- [4] A. L. Diniz, M. E. P. Maceira, M. P. Tcheou, T. N. Santos, V. S. Duarte e D. D. J. Penna, "Hydrothermal Generation Planning with Time-Linking Constraints on the Dispatch of Liquefied Natural Gas (LNG) Thermal Plants," em *17th PSCC - Power Systems Computation Conference*, Stockholm, 2011.
- [5] A. L. Diniz e M. E. Maceira, "Multi-lag Benders decomposition for power generation planning with nonanticipativity constraints on the dispatch of LNG thermal plants," em *Stochastic Programming - Applications in Finance, Energy, Planning and Logistics.*, H. I. Gassmann e W. T. Ziemba, Eds., World Scientific, 2013.