

As contribuições do CEPEL aqui apresentadas referem-se às:

- (1) Nota técnica EPE-DEE-RE-28/2017 - Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN considerando Incertezas;
- (2) Nota técnica EPE-DEE-RE-035/2017- Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo-2017;
- (3) Capítulo 2 do PDE 2026.

(1) Nota técnica EPE-DEE-RE-28/2017 - Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN considerando Incertezas

(a) No primeiro parágrafo do Capítulo 3 ("Aspectos do Modelo", página 7), encontra-se a seguinte citação em relação ao modelo MELP:

"No início da década passada, (Machado Junior 2000) propôs outra metodologia, na qual se baseou o MELP (Modelo de Expansão de Longo Prazo) descrito por (Lisboa, et al. 2003)."

Com o intuito de contribuir para maior clareza **sugerimos a seguinte forma de referência ao modelo MELP:**

"O modelo MELP, desenvolvido pelo CEPEL e utilizado como ferramenta computacional de apoio aos estudos do Plano Nacional de Energia 2030, teve sua versão original (1) modificada por aquela descrita em (2), em que a solução do problema é obtida sem recorrer à técnica de decomposição de Benders originalmente utilizada, para melhor desempenho computacional".

(1) Machado Junior, Z. S. "Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento". Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2000.

(2) Lisboa, M. L., Melo, A. C., Maceira, M. E., Sabóia, C. H., Jusan, F. C., Sagastizabal, C., et al. "MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos". V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade. São Pedro, SP, Brasil, 2003.

(b) No segundo parágrafo da página 8 é mencionado que *"a EPE adota este modelo como uma melhoria metodológica em relação ao que se dispunha até então"*. **Sugerimos que sejam mais bem explicitadas as vantagens do modelo MDI em relação à metodologia empregada pelo MELP, além de uma comparação dos principais aspectos técnicos dos dois modelos, que tenham motivado o uso do MDI no processo de elaboração do PDE 2026.** Ressaltamos que o modelo MELP inclui as restrições de atendimento à demanda de energia em base trimestral e por patamar de carga, além da restrição à demanda de ponta (ponta máxima) e inclui a representação do sistema de gás natural.

(c) Na última frase do Capítulo 3: *"O problema de expansão é então resolvido através de técnicas de programação inteira mista utilizando o IBM ILOG CPLEX"*, seria recomendável **detalhar as dimensões do problema inteiro misto considerado, que possibilitou a resolução do problema inteiro-misto utilizando diretamente o referido pacote computacional, sem a necessidade de estratégias de decomposição.** Neste sentido, seria útil indicar as eventuais limitações do modelo MDI para horizontes de mais longo prazo (por exemplo, 30 anos).

(d) No primeiro parágrafo da seção 3.4.1. "Construção dos cenários de geração hidrelétrica", **sugerimos a supressão da frase** "*Os trabalhos anteriores (Machado Junior, 2000), (Lisboa, et al., 2003) e (Gandelman, 2015) obtiveram os cenários de geração das usinas hidrelétricas de simulações para cálculo de energia firme do sistema puramente hidrelétrico*", de vez que pode confundir o leitor com relação às premissas, às metodologias e aos dados de entrada dos modelos MELP e MDI, já que ambos os modelos consideram a energia média do cenário de hidrologia crítica para um sistema hidrotérmico.

Mais especificamente, no modelo MELP são considerados dois cenários hidrológicos, a saber, crítico e médio, e para cada cenário hidrológico estão associados valores esperados de energia das usinas hidrelétricas e termelétricas, calculados com base em uma simulação do sistema hidrotérmico. Destaca-se que os conceitos de energia média e crítica de usinas hidrelétricas é estendido, no modelo MELP, para as usinas termelétricas, através de fatores de participação térmica. Na função objetivo é valorada apenas a operação associada ao cenário de hidrologia média, visto que este cenário inclui todas as séries hidrológicas, inclusive a crítica.

No modelo MDI são considerados 10 cenários hidrológicos, incluindo o cenário crítico e, de maneira análoga ao MELP, são calculados valores esperados de energia para cada cenário hidrológico. Porém, no modelo MDI, a operação do sistema elétrico para cada cenário hidrológico está considerada na função objetivo ponderada por uma correspondente probabilidade. No modelo MELP, não se utilizam probabilidades, e uma solução robusta é implicitamente obtida pela restrição de déficit nulo na restrição de atendimento à demanda no cenário de hidrologia crítica.

Ressaltamos que não é apresentado de forma detalhada o procedimento específico para a escolha dos dez cenários hidrológicos, nem são mostrados os valores de produção hidrelétrica e termelétrica para cada um dos dez cenários hidrológicos considerados e correspondentes probabilidades, o que consideramos importante para a reprodução da metodologia desenvolvida pela EPE bem como dos resultados obtidos.

e) Na página 14, no terceiro parágrafo, é descrito um procedimento referenciado para definição de séries hidrológicas: "**A definição das séries hidrológicas** do presente trabalho adotou o seguinte procedimento...". No entanto, no item 4 da descrição deste procedimento, a frase "A partir da última simulação obtém-se as séries de **produção hidrelétrica** para cada usina individualmente." leva a entender que foram calculados valores de produção hidrelétrica para cada série hidrológica. Já no parágrafo seguinte cita "O procedimento descrito acima gerou **84 séries hidrológicas**" o que pode levar a confundir o leitor, visto que "série hidrológica" não é o mesmo que "série de produção hidrelétrica". Pelo exposto neste documento, foram utilizadas as 84 séries históricas existentes. **Sugerimos reescrever as frases citadas para maior clareza do texto e do procedimento adotado.**

f) Para maior compreensão do modelo MDI, sugerimos um melhor detalhamento das premissas utilizadas (por exemplo, custo de investimento em parcelas mensais), assim como uma descrição matemática mais rigorosa do modelo e uma descrição conceitual de cada restrição e da função objetivo, para melhor compreensão por parte do leitor.

Ressalta-se que, conforme descrito no próprio texto do PDEE 2026, uma inovação é o uso de um Modelo matemático de Decisão de Investimento (MDI). Neste sentido, **recomendamos que o modelo de decisão de investimento proposto seja submetido a um processo de validação no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas**

Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP. Conforme descrito na Portaria MME Nº 47, de 19 de Fevereiro de 2008, a CPAMP tem a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, no que concerne, entre outras, atividades de planejamento da expansão, planejamento e programação da operação, comercialização de energia, definição e cálculo da garantia física e energia assegurada dos empreendimentos de geração, e elaboração das diretrizes para a realização de Leilões de Compra de Energia Elétrica.

(2) Nota técnica EPE-DEE-RE-035/2017-Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo-2017

Seguem algumas considerações com relação à metodologia proposta para cálculo do Custo Marginal de Expansão (CME).

No que concerne ao problema de expansão do parque gerador e dos troncos de interligação do sistema elétrico brasileiro, caso a cesta de projetos fosse composta apenas por projetos de pequeno porte, poder-se-ia imaginar que uma modelagem do problema com base em variáveis de decisão contínuas seria adequada, resultando num problema de programação linear. Neste caso, o Custo Marginal de Expansão poderia ser definido pelos valores das variáveis duais das restrições de atendimento à demanda. Entretanto, a cesta de projetos para o problema de expansão do sistema elétrico brasileiro para a próxima década inclui inúmeros projetos de geração de grande porte (ex: usinas hidrelétricas e nucleares) e novos troncos de interligação de grande capacidade. Sendo assim, consideramos que a modelagem através de programação linear torna-se pouco adequada.

Neste aspecto, a modelagem dos projetos de investimento através de variáveis binárias, conforme proposto no modelo MDI, e também adotada no modelo MELP, é aquela que este Centro de Pesquisas acredita ser a mais adequada. Desta forma, consideramos que o cálculo do Custo Marginal de Expansão (CME) como subproduto desses modelos é um importante avanço em relação à modelagem existente, e uma abordagem inovadora no Setor.

Entretanto, existem na literatura diversas abordagens que poderiam ser utilizadas (Pachova, E, (1); Wolsey, L.A. (2)) para calcular sensibilidades em programação inteira visando a estimação do Custo Marginal de Expansão. Uma discussão do sentido econômico de problemas duais em programação inteira é apresentada em Williams, H.P., (3). Adicionalmente, no manual do modelo TIMES (4), desenvolvido pela Agência Internacional de Energia, é comentado que os valores das variáveis duais obtidos pela relaxação linear do problema inteiro com a solução inteira fixada através de igualdades representam apenas o preço condicionado a um plano de expansão fixo.

Tendo em vista esta inovação, recomendamos uma avaliação da robustez da metodologia proposta na NT para cálculo de Custo Marginal de Expansão.

Em vista do exposto acima, **recomendamos que a metodologia proposta para cálculo do CME seja submetida para discussão no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, antes de seu uso como sinalizador econômico oficial.**

- (1) Elena V, Pachova, "*Duality in MIP - Generating Dual Price Functions Using Branch-and-Cut*", Advanced Modeling and Optimization, Volume 7, No.2, 2005.
- (2) L. A. Wolsey, "*Integer Programming Duality: Price Functions and Sensitivity Analysis*", Mathematical Programming, Volume 20, págs 173-195, 1981.
- (3) H.P. Williams, Integer programming and pricing revisited, IMA Journal of Mathematics Applied in Business & Industry, 8, 1997.
- (4) IEA/ETSAP, Documentation for the TIMES model/Part I, Seção 7.2: "*Important Remark on the MIP dual solution-shadow prices*", disponível em: <https://iea-etsap.org>, 2004.
-

(3) Capítulo 2 - Documento PDE 2026

Página 53

A primeira frase do primeiro parágrafo diz: "*Destaque especial deve ser dado à utilização, pela primeira vez de um Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta...*". Sugerimos **incluir o horizonte de estudo ao qual o texto se refere, visto que modelos de expansão da geração do sistema elétrico brasileiro já foram desenvolvidos e utilizados em estudos oficiais de longo prazo**, como o DESELP, nos planos nacionais de energia elaborados pela ELETROBRAS, e o MELP, no Plano Nacional de Energia 2030 elaborado pela EPE.

Desta forma, **sugerimos a redação: "... para a indicação da evolução da expansão da oferta no horizonte decenal."**