



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA

**CUSTO MARGINAL DE
EXPANSÃO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO
METODOLOGIA E CÁLCULO -
2020**

DEZEMBRO DE 2020

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



■ Colaboradores

Coordenação Geral

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Erik Eduardo Rego
Bernardo Folly de Aguiar
Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Técnica

Renato Haddad Simões Machado

Equipe Técnica

Saulo Ribeiro Silva

Suporte Administrativo

Tatiana Martins Freire

epe

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Cesar Magalhães Domingues



Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

		
<i>Área de Estudo</i> ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> Plano Decenal de Expansão de Energia		
<i>Macro-atividade</i> Custo Marginal de Expansão – Metodologia e Cálculo		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	14/12/2020	Emissão original – referência PDE 2030

■ Sumário

1. Apresentação	3
2. O Custo Marginal de Expansão	4
2.1. O Modelo de Investimento.....	4
2.2. CME de Energia.....	5
2.3. CME de Expansão	5
3. Resultados de CME	8
3.1. CME de Expansão	8
4. Referências Bibliográficas	9

■ Lista de Figuras

Figura 1 – O Modelo de Investimento.....	4
Figura 2 – Representação da Demanda por Patamares para Cálculo do CME	5
Figura 3 – Os Duais das Equações	6

■ Lista de Tabelas

Tabela 1 - Distribuição de Carga entre os Subsistemas.....	7
Tabela 2 – Custos Marginais de Expansão.....	8

1. Apresentação

A presente Nota Técnica (NT) apresenta a metodologia e cálculo do Custo Marginal de Expansão (CME) do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) obtida a partir do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) utilizado na elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2030).

Custos Marginais são oriundos da teoria microeconômica (Mankiw, 2011), e se referem ao custo de se produzir mais uma unidade de um bem. Diferentes indústrias fazem uso da teoria dos custos marginais para diversas análises, devido ao conhecimento inerente ao conceito. No setor energético não é diferente, principalmente para o planejamento, como em (Ghaderi, Moghaddam, Eslami, & Sheikh-El, 2014) e (Menanteau, Finon, & Lamy, 2003). No SEB são dois os principais custos marginais: o custo marginal de expansão (CME) e o custo marginal de operação (CMO).

Esta nota focará no cálculo do CME do sistema elétrico brasileiro obtido através dos estudos desenvolvidos pela EPE durante a elaboração do PDE 2030.

2. O Custo Marginal de Expansão

O custo marginal de expansão é o custo associado ao atendimento de uma demanda adicional de energia no problema de expansão, que tem como objetivo otimizar a evolução do parque gerador. Tal otimização pode se dar por diversos critérios. O Modelo de Decisão de Investimento (MDI) da EPE, baseado em (Gandelman, 2015), utiliza a minimização do valor esperado do custo total de expansão, que é composto pelo custo de operação somado ao custo de investimento.

2.1. O Modelo de Investimento



Figura 1 – O Modelo de Investimento

O MDI resolve um problema de otimização (programação linear inteira mista), sintetizado no esquema da Figura 1. Como pode ser visto, a função objetivo tem duas parcelas cuja soma deverá ser minimizada: operação e investimento. Tal objetivo deve respeitar diversas restrições, como:

Atendimento Energético: balanço mensal de energia, em MW médios. Tal balanço se dá em cada subsistema, para cada cenário (hidrologia) e patamar de carga. O balanço garante que a soma da energia gerada no subsistema, somado a energia recebida, subtraída da energia enviada, somado ao déficit, deve ser maior ou igual a demanda para aquele subsistema.

Atendimento de Capacidade: É preciso garantir que no momento de pico de carga, dentro do mês, o sistema seja capaz de suportar tal demanda máxima instantânea. Além disso, é adicionado um percentual sobre esta demanda, à título de reserva operativa. O atendimento à demanda máxima também deverá ser respeitado para cada cenário hidrológico, subsistema e período. A diferença é o alto custo de atendimento via déficit, visando evitar a ocorrência de déficits significativos.

Investimento: são as restrições de ordenamento do investimento. Garante que o investimento em projetos, como os de hidrelétricas, seja feito para o projeto inteiro, ou seja, impede a construção de uma fração do projeto. Também garante que cada projeto único só possa receber o investimento uma única vez. Para as fontes em que o tamanho é dimensionado, como térmicas a gás, garante que não haja desinvestimento.

Disponibilidade de Fontes e Projetos: Estas restrições aplicam ao problema as condições e limites de oferta de capacidade de geração. São considerados limites de geração máxima e mínima de usinas. Há também restrição específica para a oferta candidata à expansão representada por variáveis contínuas, que assegura que não haja desinvestimento.

Representação do Sistema: São restrições de limites de intercâmbios, de agrupamentos de intercâmbios e de ordenamento da expansão do sistema de transmissão.

Adicionais: São restrições utilizadas para representar políticas energéticas ou mesmo emular algumas condições industriais, de mercado ou de potencial de exploração, como limites máximos ou mínimos para a entrada de determinadas fontes de geração, adoção de expansão uniforme durante o horizonte, entre outras.

2.2. CME de Energia

O CME é o custo adicional na função objetivo pela adição de uma unidade de demanda de energia média mensal. De maneira didática, para o cálculo de um valor anual do CME, deve-se adicionar uma unidade de demanda em cada um dos meses e observar o custo adicional ao atendimento desta unidade. Este valor é então dividido pelo número de horas de um ano típico para obter-se um valor em R\$/MWh. Analogamente, este valor pode ser obtido através de variáveis duais das restrições de atendimento a energia.

2.3. CME de Expansão

Para o cálculo do CME, utilizamos o Modelo de Decisão de Investimento (MDI), como descrito na Nota Técnica EPE-DEE-NT-073/2020 da EPE. Na versão do MDI para o PDE 2030, utilizam-se quatro patamares de carga. A adição de uma unidade em cada um dos patamares de carga, quando ponderados pela duração de cada, representam a adição média de uma unidade na demanda. Além disso devemos também adicionar uma unidade à restrição de capacidade. Com o custo adicional destas demandas, representadas na Figura 2, calculamos o custo marginal de expansão.

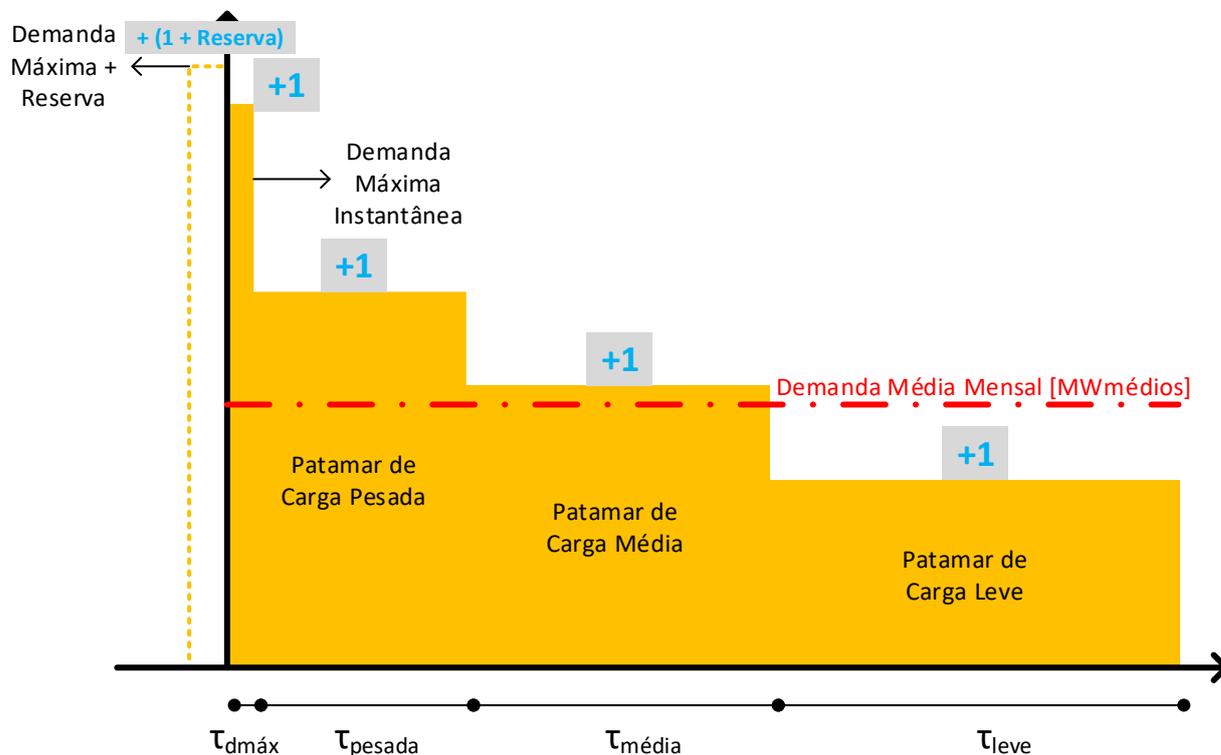


Figura 2 – Representação da Demanda por Patamares para Cálculo do CME

Se adicionarmos apenas uma unidade de demanda à equação de atendimento de capacidade (demanda máxima mais reserva operativa), tem-se o que se denomina de CME de Potência ou Capacidade. Esta divisão em dois valores é feita aqui apenas para facilitar a exposição, dada a possibilidade de se encarar o CME como o custo marginal de atendimento a uma unidade adicional de energia que preserva a curva de carga do sistema. A divisão em duas equações nos permite identificar o

quanto do total do CME se dá pelo aumento da demanda média mensal de energia e o quanto se dá pelo aumento da demanda máxima instantânea mais reserva operativa.

A equação de balanço de capacidade atende ao mesmo montante (em termos de potência e não de energia) do patamar de demanda máxima instantânea adicionado de um percentual especificado para cobrir a reserva operativa. Desse modo, para estimar o CME da Expansão do sistema, devemos somar uma unidade na demanda de energia e um pouco mais na demanda de potência (1 + Reserva Operativa), de forma a preservar a curva de carga do sistema, conforme ilustrado na Figura 3.



Figura 3 – Os Duais das Equações

As equações de demanda devem ser atendidas para cada subsistema, logo teríamos um CME para cada subsistema. Isso é contornado através de uma ponderação do CME pela carga de cada subsistema, o que seria equivalente a adicionar uma unidade de demanda em todo o sistema. Ou seja, tomando-se uma participação média no horizonte decenal, o subsistema Sudeste, por exemplo, representaria 55% da carga. Assim sendo, adiciona-se 0,55 unidades de energia naquele subsistema, e assim por diante. A distribuição de carga considerada para os estudos do PDE 2030 está explicitada na Tabela 1. Desta forma, observamos o impacto no custo ao adicionar uma unidade no sistema inteiro, distribuindo esta unidade em todos os subsistemas, conforme seus respectivos percentuais de carga.

Tabela 1 - Distribuição de Carga entre os Subsistemas

Subsistema	Carga (%)
SUDESTE/CENTRO-OESTE	55%
SUL	16%
NORDESTE	16%
NORTE	8%
ITAIPU	2%
ACRE/RONDÔNIA	1%
MANAUS/AP/BOA VISTA	2%

3. Resultados de CME

Os valores de CME aqui apresentados foram obtidos pela execução do MDI para a Expansão de Referência do PDE 2030. Os parâmetros econômico-financeiros em que se baseiam estão disponíveis no Caderno de de Parâmetros de Custos do PDE 2030. A formulação matemática e conceitos aplicados no MDI estão descritos na NT EPE-DEE-073/2020, e o código fonte do MDI e a planilha eletrônica com os dados utilizados estão disponíveis no portal da EPE.

3.1. CME de Expansão

O valor médio no período 2026 a 2030 alcança 187,46 R\$/MWh sendo que a parcela de energia é de 105,65 R\$/MWh e a parcela de potência de 688,18 R\$/kW/ano.

Desse modo, a Tabela 2 apresenta os valores do custo marginal de expansão ao se considerar a minimização dos custos totais de investimento, operação e manutenção para uma expansão resultante da necessidade de energia e da demanda máxima instantânea.

Tabela 2 – Custos Marginais de Expansão

	CME Energia	CME Potência	CME Expansão
Ano	R\$/MWh	R\$/KW/ano	R\$/MWh
2026	46,43	688,03	128,35
2027	61,53	688,03	143,50
2028	110,33	688,03	192,01
2029	144,90	688,76	226,67
2030	165,09	688,06	246,79
Média	105,65	688,18	187,46

4. Referências Bibliográficas

Gandelman, D. A. (2015). *Uma Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas*. Tese de Doutorado, Rio de Janeiro.

Ghaderi, A., Moghaddam, M. P., Eslami, & Sheikh-El, M. (15 de April de 2014). Energy efficiency resource modeling in generation expansion planning. *Energy*, pp. 529–537.

Mankiw, N. G. (2011). *Principles of Microeconomics*. South-Western College Pub; 6 edition.

Menanteau, P., Finon, D., & Lamy, M.-L. (June de 2003). Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, pp. 799–812.