

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

***Custo Marginal de Expansão do Setor
Elétrico Brasileiro
Metodologia e Cálculo - 2017***



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis
Renováveis**

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2017



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Luiz Augusto Nobrega Barroso

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral e Executiva

Luiz Augusto Nobrega Barroso

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Jorge Trinkenreich

José Marcos Bressane

Patricia Costa Gonzalez de Nunes

Rafael de Sá Ferreira

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Equipe Técnica

Dan Abensur Gandelman

Rafael de Sá Ferreira

Thiago Ivanoski Teixeira

Saulo Ribeiro Silva

Caio Monteiro Leocádio

Hermes Trigo Dias da Silva

Daniel Tavares de Souza

Maria Regina Toledo

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" Sala 744 - Brasília - DF BRASIL
CEP: 70.065-900

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-27/2017 – r0

Data: 09 de Junho de 2017

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	09/06/2017	Publicação Original

SUMÁRIO

1	APRESENTAÇÃO.....	6
2	INTRODUÇÃO	7
3	O CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO.....	7
3.1	O Modelo de Investimento	7
3.2	CME de Energia	9
3.3	CME de Expansão.....	9
4	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	11
4.1	Formulação do problema de expansão de mínimo custo do sistema de geração.....	11
4.2	Análise de condição necessária para otimalidade da solução e interpretação do custo marginal de suprimento à carga considerando o problema de expansão ótima do sistema de geração	13
5	RESULTADOS DE CME.....	16
5.1	CME de Expansão.....	17
5.2	CME de Energia	17
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	19
7	APÊNDICE A.....	20

1 Apresentação

A presente Nota Técnica (NT) traz a metodologia e cálculo do Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro (CME) obtida a partir do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) utilizado na elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2026).

2 Introdução

Custos Marginais são oriundos da teoria microeconômica - [1], 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 [2] e [3].

No SEB são dois os principais custos marginais: o custo marginal de expansão (CME) e o custo marginal de operação (CMO).

A presente nota técnica focará no cálculo do CME do sistema elétrico brasileiro obtido através dos estudos desenvolvidos na EPE durante a elaboração do PDE 2026.

3 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 na tese de doutorado de [4], utiliza a minimização do valor esperado do custo total de expansão, que é composto pelo custo de operação somado ao custo de investimento.

3.1 O Modelo de Investimento

O MDI resolve um problema de otimização (programação linear mista inteira), 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:

Restrições de Atendimento Energético: balanço mensal de energia, em MW médios. Tal balanço se dá em cada subsistema, para cada cenário (hidrologia). 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.

Restrições de Atendimento à Demanda Máxima Instantânea: visto que a restrição de atendimento energético é uma média mensal, é preciso garantir que no

momento de pico de energia, dentro do mês, o sistema seja capaz de suportar tal demanda máxima instantânea.

Uma maneira de interpretar a inclusão de tais restrições ao problema de otimização da expansão é como um aprimoramento da representação da curva de carga de energia. Se na ausência das restrições de atendimento à demanda máxima instantânea a curva de carga era representada exclusivamente por um valor médio mensal, com estas restrições a curva é representada por dois *patamares de carga*: um patamar de duração muito curta e representando a máxima demanda instantânea, e o outro consistindo no valor médio mensal da carga e com duração correspondente ao restante do mês.

O atendimento à demanda máxima também deverá ser respeitado para cada mês e cenário hidrológico. A diferença é a impossibilidade de atendimento via déficit: uma abordagem robusta é adotada aqui.

Restrições de Investimento: são as restrições de ordenamento do investimento. Garante que o investimento em projetos, como os de hidrelétricas, sejam feitos 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: Nestas restrições são implementadas as datas mínimas de cada fonte, assim como o limite mínimo e máximo de expansão de cada fonte. Políticas Energéticas são implementadas neste conjunto de restrições.

Representação do Sistema: São restrições de limite de intercâmbio e de ordenamento da expansão do sistema de transmissão.



Figura 1 – O Modelo de Investimento

3.2 CME de Energia

O CME de Energia é o custo adicional na função objetivo pela adição de uma unidade de demanda de energia média mensal. Para o cálculo de um valor anual do CME de Energia, deve-se adicionar uma unidade de demanda em cada um dos meses e observar o custo adicional ao atendimento desta unidade. Este valor (em R\$) é então dividido por 8760 (número de horas em 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 média.

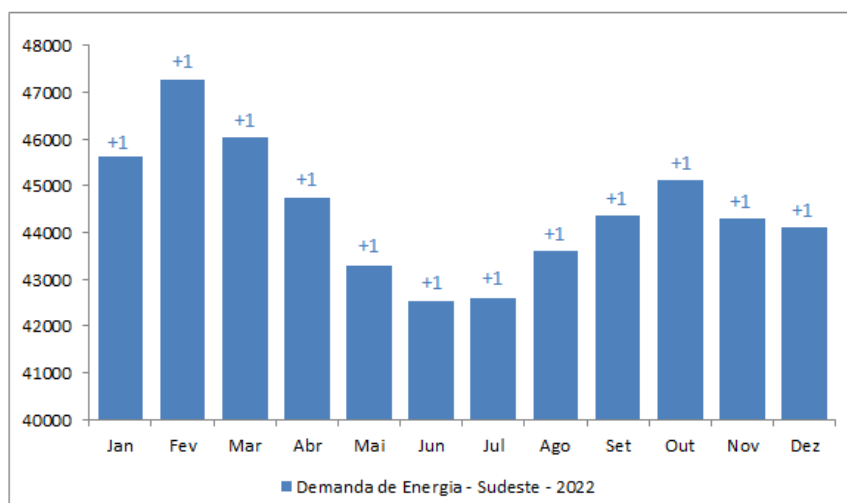


Figura 2 – Representação da Demanda de Energia para o Cálculo do CME

3.3 CME de Expansão

O CME de Expansão é o custo adicional na função objetivo pela adição de uma unidade de demanda. Temos dois conjuntos de equações de atendimento (demanda média mensal de energia e demanda máxima instantânea). A introdução de restrições de atendimento à demanda máxima pode ser encarada como um aprimoramento da representação da curva de carga de energia. Portanto, o CME de Expansão é definido como o custo marginal de se atender a uma unidade adicional de demanda, composta pelas parcelas de energia e ponta, de acordo com a representação da Figura 3.

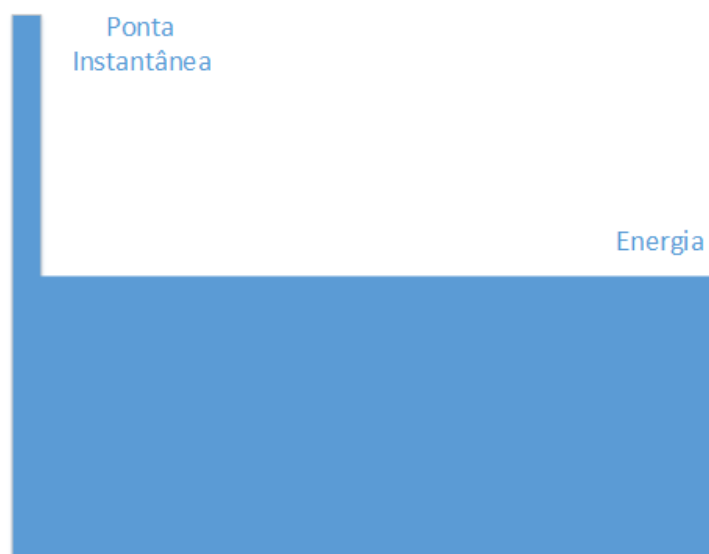


Figura 3 – Curva de Carga Aprimorada

Se apenas adicionarmos uma unidade de demanda na equação de atendimento a demanda máxima teremos o que chamaremos de CME da Potência. 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.

O fator de carga encontrado na projeção de mercado fornecida para os estudos do PDE 2026 foi de 73%. 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 ($1/0,73$), de forma a preservar a curva de carga do sistema, conforme ilustrado na Figura 4.

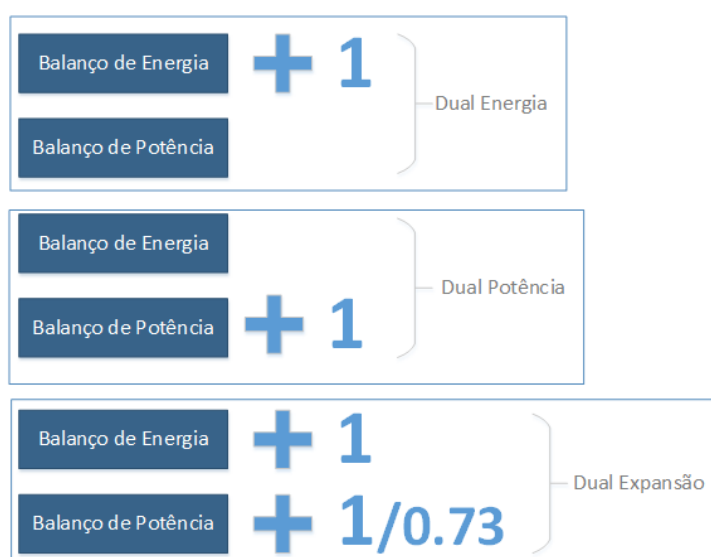


Figura 4 – Os duais das equações

As equações de demanda devem ser atendidas para cada subsistema, logo teríamos um CME para cada subsistema. Isso é contornado adicionando 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, adicionamos 0,55 unidades de energia naquele subsistema, e assim por diante. A distribuição de carga considerada para 2016 está explicitada na Tabela 1. Desta forma, observamos o impacto no custo ao adicionar uma unidade no sistema inteiro, ao distribuir esta unidade em todos os subsistemas, conforme seus respectivos percentuais de carga.

Tabela 1 – Distribuição das cargas nos subsistemas

Subsistema	Carga (%)
SUDESTE	55%
SUL	17%
NORDESTE	16%
NORTE	7%
ITAIPÙ	2%
ACRE/RONDÔNIA	1%
MANAUS	2%

4 Fundamentação Teórica

Nesta seção, apresenta-se exposição que substantia a declaração de que o custo marginal de suprimento à carga quando considerado o problema de expansão ótima do sistema de geração empregado pela EPE, pode ser aproximado pela expressão indicada na seção anterior desta nota técnica.

4.1 Formulação do problema de expansão de mínimo custo do sistema de geração

Para a facilidade de exposição, considera-se uma versão simplificada do problema de expansão de mínimo custo do sistema de geração. Esta simplificação tem fins didáticos e preserva as características do problema relevantes para a discussão sobre a estimativa do custo marginal de suprimento à carga quando considerado o problema de expansão ótima do sistema de geração.

Considera-se a formulação do problema para horizonte de apenas um ano, em que investimentos podem ocorrer apenas no início do horizonte. Diversas condições operativas

são consideradas no subproblema de operação do sistema dentro deste ano, mas assume-se que os custos de operação do sistema incorridos em cada condição operativa dependem apenas das decisões de operação naquela condição.

Assume-se que todas as tecnologias relevantes para o problema são suficientemente granulares para permitir que se possa aproximar sua expansão como uma variável de decisão contínua. Embora esta premissa não se sustente na prática, sua consideração facilitará a exposição conceitual do embasamento matemático desta seção. Nos cálculos utilizados para a derradeira definição do custo marginal de suprimento à carga, quando considerado o problema de expansão ótima do sistema de geração, é empregada uma abordagem incremental para a aproximação do custo marginal de expansão, conforme indicado na seção anterior desta nota técnica.

A formulação é apresentada a seguir. O leitor notará que é modelada explicitamente a restrição, considerada para a formulação do modelo de expansão a mínimo custo utilizado pela EPE, de que não é permitido déficit de suprimento na condição operativa de máxima demanda de potência do sistema¹.

$$\min \{ CE(\bar{\mathbf{g}}) + \sum_{s \in S} \rho_s \cdot \sum_{b \in B} h_b \cdot CO_{b,s}(\mathbf{g}_{b,s}, r_{b,s}) \} \quad (1.1)$$

sujeito a

$$\delta = D \quad \perp \quad \omega \quad (1.2)$$

$$\sum_{i \in G} g_{i,b,s} + r_{b,s} = k_b \cdot \delta \quad \forall b \in B, s \in S \quad \perp \quad \pi_{b,s} \quad (1.3)$$

$$g_{i,b,s} \leq \alpha_{i,b,s} \cdot \bar{g}_i \quad \forall i \in I, b \in B, s \in S \quad \perp \quad \lambda_{i,b,s} \quad (1.4)$$

$$r_{b,s} \leq k_b \cdot \delta \quad \forall b \in B/\{p\}, s \in S \quad \perp \quad \mu_{b,s} \quad (1.5)$$

$$r_{tp,s} \leq 0 \quad \forall s \in S \quad \perp \quad \mu_{p,s} \quad (1.6)$$

$$\bar{g}_i \leq G_i \quad \forall i \in I \quad \perp \quad \varphi_i \quad (1.7)$$

Onde:

- $b \in B$: conjunto de condições operativas [-];
- p : denota a condição operativa de ocorrência da máxima demanda de potência do sistema [-]
- $s \in S$: conjunto de cenários de operação considerados [-];
- $i \in I$: conjunto de geradores [-];
- $\bar{g}_i$: variável de decisão correspondente à capacidade instalada de i [MW];
- $\bar{\mathbf{g}}$: denota o vetor $\{\bar{g}_i \mid i \in I\}$;
- $g_{i,b,s}$: variável de decisão correspondente à produção de gerador i em (b,s) [MW];
- $\mathbf{g}_{b,s}$: denota o vetor $\{g_{i,b,s} \mid i \in I\}$;
- $r_{b,s}$: variável de decisão correspondente ao déficit de geração em (b,s) [MW];
- δ : variável de decisão correspondente à demanda média anual [MWh/h];

¹ Esta restrição conservadora corresponde à equação (1.6) e é considerada pela EPE para elaboração deste plano pelos motivos descritos na Nota Técnica 28/2017 da EPE

ρ_s	: parâmetro correspondente à probabilidade associada ao cenário s [-];
D	: parâmetro correspondente à demanda média de energia anual [MWh/h];
h_b	: parâmetro correspondente à duração de (b) [h];
$\alpha_{i,b,s}$	: fator que relaciona a capacidade instalada de i à capacidade disponível ² de i em (b,s) [-];
G_i	: parâmetro correspondente à máxima capacidade do gerador que denota a tecnologia i [h];
k_b	: parâmetro igual a fator multiplicativo que relaciona D à demanda a ser atendida em cada (b) [-];
$CE()$	: denota função custo de expansão [\$];
$CO_{b,s}()$	: denota função custo de operação incorrido em (b,s) , incluindo custos de associados ao déficit de geração [\$];

4.2 Análise de condição necessária para otimalidade da solução e interpretação do custo marginal de suprimento à carga considerando o problema de expansão ótima do sistema de geração

O embasamento matemático para o método de aproximação do custo marginal de suprimento à carga, quando considerado o problema de expansão ótima do sistema de geração, se baseia na análise de uma das condições necessárias de primeira ordem para a otimalidade da solução³.

Inicia-se a exposição com a determinação do Lagrangeano do problema (1), denotado por $\mathcal{L}$.

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L} = & \sum_{i \in I} CE(\bar{g}_i) + \sum_{s \in S} \rho_s \cdot \sum_{b \in B} h_b \cdot CO_{b,s}(\mathbf{g}_{b,s}, r_{b,s}) \\
 & - \omega \cdot (\delta - D) \\
 & - \sum_{s \in S} \sum_{b \in B} \pi_{b,s} \cdot (\sum_{i \in G} g_{i,b,s} + r_{b,s} - k_b \cdot \delta) \\
 & + \sum_{i \in G} \sum_{s \in S} \sum_{b \in B} \lambda_{i,b,s} \cdot (g_{i,b,s} - \alpha_{i,b,s} \cdot \bar{g}_i) \\
 & + \sum_{s \in S} \{ [\sum_{b \in B / \{p\}} \mu_{b,s} \cdot (r_{b,s} - k_b \cdot \delta)] + \mu_{p,s} \cdot r_{p,s} \} + \\
 & + \sum_{i \in G} \sum_{s \in S} \varphi_i \cdot (\bar{g}_i - G_i)
 \end{aligned} \tag{2}$$

A condição de otimalidade de primeira ordem de interesse para esta discussão refere-se a igualar o gradiente do Lagrangeano, na solução ótima do problema, a zero. Em particular, interessa a componente deste gradiente referente à variável de decisão δ .

² Por exemplo, devido a condições de disponibilidade de recursos primários para renováveis ou devido a disponibilidade de equipamentos de geração.

³ Para uma descrição das condições de otimalidade de primeira ordem o leitor poderá referir-se, por exemplo, a: J. Nocedal & S. Wright, *Numerical Optimization*, Springer, 1999.

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \delta} = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \delta} = -\omega + \sum_{s \in S} \sum_{b \in B} \pi_{b,s} \cdot k_b - \sum_{s \in S} \sum_{b \in B/\{p\}} \mu_{b,s} \cdot k_b = 0 \quad (4)$$

$$\omega = \sum_{s \in S} \left[\sum_{b \in B} k_b \cdot \pi_{b,s} - \sum_{b \in B/\{p\}} k_b \cdot \mu_{b,s} \right] \quad (5)$$

Antes de seguir, adotemos a premissa de que a composição do parque gerador existente, os custos variáveis de produção e os custos de rejeição de carga relevantes para o problema são definidos de maneira a que a solução ótima nunca incluirá a rejeição de toda a carga do sistema, para qualquer (b,s). Isto implica em que $\mu_{b,s}$ é nulo para todos os (b,s), pelas condições de complementaridade de folga⁴. Logo:

$$\omega = \sum_{s \in S} \sum_{b \in B} \pi_{b,s} \cdot k_b \quad (6)$$

Para desenvolver as condições acima, admitamos que o conjunto B pode ser decomposto nos subconjuntos disjuntos $\hat{B}$ e $\{p\}$, onde p denota a condição operativa, dentre todas as simuladas, que se refere à ocorrência da máxima demanda de potência do sistema. Ou seja:

$$\hat{B} \cap \{p\} = \emptyset \quad \text{e} \quad \hat{B} \cup \{p\} = B$$

Com esta definição, pode-se escrever:

$$\omega = \left\{ \sum_{s \in S} \sum_{b \in \hat{B}} \pi_{b,s} \cdot k_b \right\} + \left\{ \sum_{s \in S} \pi_{p,s} \cdot k_p \right\} \quad (7)$$

As variáveis duais $\pi_{b,s}$ (incluindo $\pi_{p,s}$, dado que $p \in B$), revelam a variação da função objetivo em resposta a uma variação marginal do lado direito da restrição de balanço de carga $\sum_{i \in G} g_{i,b,s} + r_{b,s} = k_b \cdot \delta$. Por inspeção direta da função objetivo de (1), verifica-se que esta corresponde à variação marginal dos custos de expansão e operação do sistema quando da variação marginal da carga a ser atendida em (b,s).

Para continuar, deve-se investigar o que acontece com a equação (7) quando se define a condição operativa representada por p como o instante de duração ínfima em que ocorre a máxima demanda de potência do sistema. O leitor notará que $h_p \rightarrow 0$ e $k_p \rightarrow \{D^{\max}/D = 1/FC\}$, onde $D^{\max}$ é a demanda máxima de potência do sistema e FC é o fator de carga do sistema, definido como $D/D^{\max}$.

⁴ Veja exposição na referência listada na nota de rodapé 3.

Substituindo $k_p = 1/FC$ na equação (7), obtêm-se:

$$\omega = \left\{ \sum_{s \in S} \sum_{b \in B} \pi_{b,s} \cdot k_b \right\} + \left\{ \sum_{s \in S} \pi_{p,s} \cdot \frac{1}{FC} \right\} \quad (8)$$

$$\omega = \left\{ \sum_{s \in S} \sum_{b \in B} \pi_{b,s} \cdot k_b \right\} + \frac{1}{FC} \cdot \left\{ \sum_{s \in S} \pi_{p,s} \right\} \quad (9)$$

Ao considerar $h_p \rightarrow 0$, o termo da função objetivo referente aos custos de operação na condição operativa p , de máxima demanda instantânea do sistema, tornam-se desprezíveis:

$$h_p \rightarrow 0 \Rightarrow \left\{ \sum_{s \in S} \rho_s \cdot \sum_{b \in B} h_p \cdot CO_{p,s}(g_{p,s}, r_{p,s}) \right\} \rightarrow 0 \quad (10)$$

Como os custos de operação na condição operativa p considerados na função objetivo são desprezíveis quando $h_p \rightarrow 0$, o segundo termo da equação (8), $\sum_{s \in S} \pi_{p,s} \cdot (1/FC)$, corresponderá apenas à variação dos custos de investimento em capacidade de forma a manter o balanço entre produção e consumo de energia durante o instante de ponta.

Devido à restrição (1.6), que elimina a possibilidade de qualquer déficit no atendimento à demanda máxima de potência, qualquer insuficiência de capacidade disponível no sistema existente para o suprimento à demanda máxima de potência, em qualquer dos cenários s , implicará necessariamente em expansão de capacidade instalada. Cabe destacar que, devido à diversidade dos cenários e a variação dos fatores $\alpha_{i,p,s}$ que relacionam a capacidade disponível de um gerador em cada cenário com sua capacidade instalada, pode a rigor ocorrer que seja necessária uma expansão de capacidade que resulte em valores não-nulos e distintos de $\pi_{p,s}$ para diferentes cenários. Este problema não ocorre, no entanto, na prática nas simulações com a representação do problema utilizado, dado que são utilizados fatores $\alpha_{i,p,s}$ idênticos ao longo de todos os cenários para geradores de tecnologia solar, eólica e termelétrica; e fatores $\alpha_{i,p,s}$ para geradores de tecnologia hidrelétrica definidos de maneira tal que apenas um dos cenários é o mais crítico para o aumento de capacidade e a expansão para ele definida é suficiente para atender ao balanço de carga na situação de máxima demanda para os outros cenários (o que resulta em $\pi_{p,s}$ não-nulo para apenas um cenário crítico s_c). Temos, portanto:

$$\omega = \left\{ \sum_{s \in S} \sum_{b \in B} \pi_{b,s} \cdot k_b \right\} + \frac{1}{FC} \cdot \pi_{p,s_c} \quad (11)$$

Na equação anterior, a variável ω representa o custo marginal de suprimento de carga, entendida aqui como a carga média anual do sistema, no problema de expansão de mínimo custo do sistema de geração. Em uma definição mais precisa, trata-se do custo marginal de

atender um incremento marginal na carga do sistema que preserve o mesmo perfil temporal desta carga. Isto se torna óbvio ao verificar que esta é a variável dual associada à restrição que define a demanda média do sistema, e que esta demanda média está presente em todas as equações de balanço de carga do tipo (1.3).

O primeiro termo do lado direito da igualdade de (11) captura o custo marginal de suprimento a um incremento de carga em todas as condições operativas relevantes para a operação do sistema exceto a condição de máxima demanda operativa. Ou seja, captura o custo marginal de incremento de carga em todo $b \in \hat{B}$. Nas simulações da EPE, as condições operativas $b \in \hat{B}$ são definidas de forma a capturar a representação da carga que vem sendo tradicionalmente utilizada para simulações energéticas no sistema brasileiro. Daí utilizar-se o termo “custo marginal de energia”, como será visto na seção seguinte. O leitor notará que esta parcela do custo marginal captura os efeitos do incremento de carga sobre os custos de expansão e de operação do sistema.

Já o segundo termo do lado direito da igualdade de (11) captura o custo marginal de suprimento a um incremento de carga apenas na condição de máxima demanda de potência do sistema e para o cenário crítico s_{cr} , sendo que a duração desta condição é desprezível e o termo FC denota o fator de carga do sistema. Devido às condições anteriormente expostas, notadamente a duração desprezível da condição de máxima demanda do sistema e a premissa de modelagem conservadora de que não se permite déficit no atendimento, esta parcela do custo marginal captura essencialmente os efeitos do incremento de carga (e consequentemente incremento na demanda máxima de potência, já que se mantém o perfil temporal de carga no sistema) sobre os custos de expansão (investimento em nova capacidade) para o suprimento à demanda máxima de potência.

A equação (11) substantia, desta forma, a metodologia utilizada na seção 2 desta nota técnica para a definição do custo marginal de suprimento à carga.

5 Resultados de CME

Os valores de CME aqui apresentados foram obtidos pela execução do MDI para a Expansão de Referência do PDE 2026. Os parâmetros econômico-financeiros em que se baseiam estão disponíveis no Apêndice A.

5.1 CME de Expansão

O valor médio no período 2022 a 2026 (6º ao 10º ano da expansão) alcança 217 R\$/MWh sendo que a parcela de energia pura é de 121 R\$/MWh e a parcela de potência de 593 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.

Vale destacar que esse valor não pode ainda ser utilizado para fins comerciais, na medida em que, atualmente, a contratação considera apenas o benefício energético. Para a inclusão dos benefícios de energia e ponta na contratação da expansão, serão necessárias alterações nos critérios de suprimentos e na metodologia de cálculo de garantia física. Nessa situação, o CME, necessariamente, contemplará as parcelas de energia e potência.

Tabela 2 – Custos Marginais de Expansão

	CME Energia	CME Potência	CME Expansão
Ano	R\$/MWh	R\$/KW/ano	R\$/MWh
2022	R\$ 89,51	R\$ 549,93	R\$ 178,89
2023	R\$ 99,54	R\$ 553,47	R\$ 189,50
2024	R\$ 116,51	R\$ 605,75	R\$ 214,96
2025	R\$ 152,48	R\$ 730,69	R\$ 271,23
2026	R\$ 147,04	R\$ 524,59	R\$ 232,30
Média	R\$ 121,02	R\$ 592,89	R\$ 217,38

5.2 CME de Energia

Ao se retirar a necessidade de atendimento à demanda máxima instantânea, ou seja, ao se aplicar o MDI apenas para a obtenção da expansão resultante da necessidade de energia, obtêm-se os valores para o Custo Marginal de Expansão de acordo com a Tabela 3. Nessa situação o valor do CME médio no período 2022 a 2026 se situa em 170 R\$/MWh.

Tabela 3 – O CME de Energia

	CME Energia
Ano	R\$/MWh
2022	R\$ 162.31
2023	R\$ 150.80
2024	R\$ 124.66
2025	R\$ 166.07
2026	R\$ 245.31
Média	R\$ 169.83

6 Referências Bibliográficas

- [1] N. G. Mankiw, Principles of Microeconomics, South-Western College Pub; 6 edition, 2011.
- [2] A. Ghaderi, M. P. Moghaddam, Eslami e M. Sheikh-El, “Energy efficiency resource modeling in generation expansion planning,” *Energy*, p. 529–537, 15 April 2014.
- [3] P. Menanteau, D. Finon e M.-L. Lamy, “Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy,” *Energy Policy*, p. 799–812, June 2003.
- [4] D. A. Gandelman, “Uma Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas,” Rio de Janeiro, 2015.
- [5] PSR Inc, “Optgen, Manual do Usuário,” Rio de Janeiro, 2004.
- [6] CEPEL, Manual de Referência – Modelo NEWAVE, Rio de Janeiro, RJ: Relatório Técnico, 2011.
- [7] T. C. César, “Expansão da Geração via Leilões Considerando o Custo Marginal de Operação Obtido Levando em Conta Aversão a Risco,” Dissertação de Mestrado, 2015.
- [8] L. H. Santos, INSERÇÃO DOS CUSTOS AMBIENTAIS EM UM MODELO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO A LONGO PRAZO, Rio de Janeiro: Tese de Doutorado. COPPE/UFRJ., 2008.
- [9] M. L. V. Lisboa, A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira, C. H. M. Sabóia, F. C. Jusan, C. Sagastizabal e P. R. H. Sales, “MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos,” em *V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade*, São Pedro, SP, Brasil, 2003.
- [10] Z. S. Machado Junior, “Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento,” COPPE/UFRJ, 2000.
- [11] Almeida Junior, C. R. S. Proposta Metodológica para o Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Interligado Nacional. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, 2017

7 Apêndice A

Neste apêndice são apresentados os principais parâmetros e elementos adotados pela EPE, utilizados no Modelo de Decisão do Investimento – MDI, nos estudos do Custo Marginal de Expansão - CME e no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026.

Taxa de Desconto

Foi estabelecida uma taxa de desconto de 8% a.a., em termos reais, tendo como referência a metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital (também conhecido como WACC), adotando-se as seguintes premissas, de acordo com as estimativas da EPE a partir de conversas com o mercado:

- (i) Uma empresa com estrutura de capital de 40% de capital próprio e 60% de capital de terceiros;
- (ii) Custo de capital próprio de 13% e o custo de capital de terceiros de 7%, em termos reais (45% financiamento tipo BNDES e 15% financiamento mercado); e
- (iii) Impostos (IRPJ e CSLL) de 34%, considerando o regime de tributação no lucro real.

Custos de Investimento (CAPEX) e de Operação e Manutenção (OPEX)

Os custos de investimento (faixas de CAPEX e valor utilizado) e de O&M, de cada fonte, foram definidos pela EPE a partir das informações declaradas pelos empreendedores nos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos de geração, estudos de viabilidade e inventário de UHE, referências nacionais e internacionais, informações prestadas por fabricantes contatados pela EPE e estimativas a partir de conversas com o mercado, devidamente criticados e avaliados.

Os valores de CAPEX englobam todos os custos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) e indiretos do empreendimento, sem juros durante a construção – JDC (exceto UHEs), tendo como referência o mês de junho/2016. Alguns valores de CAPEX possuem vinculação a moeda estrangeira (dólar americano)⁵.

Os valores de O&M apresentados refletem a soma dos valores fixos e variáveis, exceto para as fontes despacháveis (onde o O&M variável, conforme metodologia vigente, está contemplado no Custo Variável Unitário - CVU).

⁵ A taxa de câmbio utilizada, referente ao final do período de 2016, foi de R\$ 3,26/US\$.

Para as UHEs, os valores de CAPEX contemplam juros durante a construção e conexão da transmissão. Dadas as incertezas típicas inerentes a etapa de Inventário Hidrelétrico, aplicou-se um fator de ajuste de 35% no orçamento para estas UHEs, a título de custos de conexão (normalmente não contabilizados nesta fase de estudos) e outros custos, tais como socioambientais e de engenharia (que são usualmente observados entre as etapas de Inventário e Viabilidade).

Para os custos de O&M da UTE a gás natural, tomou-se como referência as informações dos empreendimentos cadastrados para os leilões de energia, devidamente avaliadas e criticadas, incluindo parcela fixa dos custos de regaseificação de GNL (valor referente à disponibilidade de parte do terminal de regaseificação, de terceiros e existente).

Encargos

Os valores de “Encargos/Impostos” foram obtidos a partir de simulação por meio de Tarifa de Equilíbrio, correspondente àquela que produz um valor presente nulo dos fluxos de caixa das receitas e despesas no período analisado. A análise foi efetuada considerando fluxos financeiros em termos reais, com moeda constante, e os parâmetros principais de cada fonte.

Diante das premissas dos dados inseridos no Modelo de Decisão de Investimento – MDI e de modo a melhor representar a realidade, considerou-se os efeitos dos encargos e impostos (exceto TUST/TUSD), com o objetivo de prover isonomia entre as fontes energéticas, despacháveis e não despacháveis (os valores de CVU foram definidos considerando impostos e encargos pertinentes). Os encargos e impostos considerados, quando aplicáveis especificamente para cada fonte, conforme legislação vigente, são: PIS/COFINS, IR, CSLL, P&D ANEEL, CFURH e UBP (PIS/COFINS: 9,25%; IR: 25%; CSLL: 9%; P&D ANEEL: 1%; CFURH: 6,75%; UBP: entre 0,5% e 1,0%). Além disso, considerou-se os cronogramas de desembolso típicos por fonte/combustível, conforme estimativas EPE, a partir de dados dos empreendedores e conversas com mercado.

Encargos/Impostos: Entre R\$ 215/kW/ano e R\$ 460/kW/ano, de acordo com os valores de CAPEX das UHE.

Vida útil econômica

Para as informações de Vida útil econômica ou períodos de fluxos de caixa considerados tomou-se como referência a vida útil dos equipamentos, bem como o prazo contratual estabelecido, para cada fonte, nos últimos leilões de energia.

Juros durante a construção – JDC

Os valores utilizados de juros durante a construção – JDC foram obtidos a partir de cronogramas de desembolso e prazo para início da geração típicos por fonte/combustível e da taxa de desconto e foram usados como dados de entrada nos diversos orçamentos dos projetos postos a disposição para o Modelo de Decisão de Investimento (MDI).

Tabela 4 – Parâmetros Econômicos das UHEs consideradas

UHE	Potência	Encargos/ Impostos	Juros durante a Construção (JDC)	CAPEX considerado, incluindo JDC
	MW	R\$/KW/ano	%	R\$/kW
Apertados	139,0	295	12,5%	9.068,85
Bem Querer	708,4	295	12,6%	7.943,26
Buriti Queimado	142,0	295	12,5%	13.703,24
Cachoeira dos Patos	528,0	215	12,6%	6.098,59
Castanheira	140,0	460	12,5%	11.717,88
Comissário	140,0	295	12,5%	12.073,51
Couto Magalhães	150,0	295	12,5%	6.635,07
Davinópolis	74,0	460	12,5%	13.966,77
Ercilândia	87,1	295	12,5%	10.516,28
Foz do Piquiri	93,0	295	12,5%	10.308,89
Itapiranga	724,6	295	12,6%	9.368,80
Jatobá	2.338,0	295	10,3%	6.933,63
Maranhão Baixo	125,0	295	12,5%	9.609,70
Mirador	80,0	295	12,5%	8.623,76
Paranã	90,0	295	12,5%	8.251,24
Porteiras II	86,0	460	12,5%	22.196,74
Porto Galeano	81,0	295	12,5%	9.164,26
Prainha	796,4	295	12,6%	9.109,52
São Miguel	57,7	295	12,5%	10.232,21
Tabajara	350,0	295	12,5%	9.037,15
Telêmaco Borba	118,0	295	12,5%	7.367,83
São Luiz do Tapajós	8.040,0	215	8,2%	3.725,75

Tabela 5 – Parâmetros Econômicos por tipo de oferta

Tipo de Oferta	Vida útil econômica	Faixas de CAPEX, mín e máx	CAPEX Referência, sem JDC	O&M	Encargos/ Impostos	Juros Durante a Construção - JDC
	(anos)	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW/ano)	(R\$/kW/ano)	(%)
Usinas Hidrelétricas (UHEs)	30	Variável (vide tabela anterior)	Variável (vide tabela anterior)	R\$ 26,50	Variável (vide tabela anterior)	Variável (vide tabela anterior)
Fotovoltaica	20	3.300 a 5.200	R\$ 4.236	R\$ 50,00	R\$ 100,00	3,9
Eólica	20	4.500 a 6.500	R\$ 5.300	R\$ 100,00	R\$ 140,00	6,4
Biomassa (Bagaço de Cana)	20	2.000 a 6.500	R\$ 4.000	R\$ 90,00	R\$ 130,00	6,4
Gás Natural (Ciclo Combinado)	20	2.400 a 4.200	R\$ 3.259	R\$ 270,00	R\$ 135,00	11,6
TG Aeroderivativa (Ciclo Aberto)	20	2.300 a 3.300	R\$ 2.607	R\$ 270,00	R\$ 115,00	7,2
MCI (Ciclo Aberto)	20	2.100 a 3.300	R\$ 2.436	R\$ 270,00	R\$ 115,00	7,2
TG Heavy Duty (Ciclo Aberto)	20	2.000 a 2.800	R\$ 2.281	R\$ 270,00	R\$ 105,00	7,2
Carvão Nacional	25	6.500 a 9.800	R\$ 9.000	R\$ 100,00	R\$ 350,00	13,9
PCH	30	5.000 a 9.000	R\$ 7.500	R\$ 100,00	R\$ 250,00	7,3

Tipo de Oferta	Vida útil econômica	Faixas de CAPEX, mín e máx	CAPEX Referência, sem JDC	O&M	Encargos/ Impostos	Juros Durante a Construção - JDC
	(anos)	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW/ano)	(R\$/kW/ano)	(%)
Nuclear	30	9.800 a 19.500	R\$ 16.294	R\$ 326,00	R\$ 320,00	19,5
Reversível	30	1.600 a 6.500	R\$ 3.259	R\$ 100,00	R\$ 100,00	11,6
Biomassa (Cavaco de Madeira)	20	3.500 a 6.500	R\$ 5.000	R\$ 120,00	R\$ 170,00	10,7

Custo Variável Unitário das Usinas Termelétricas

O Custo Variável Unitário (CVU) de uma usina termelétrica pode ser definido como o custo para cada MWh gerado pela UTE, expresso em R\$/MWh, o qual é necessário para cobrir todos os custos de operação do empreendimento, exceto os já cobertos pela Receita Fixa.

O valor do CVU é composto por duas parcelas: a primeira vinculada ao custo do combustível, e a segunda vinculada aos demais custos variáveis.

$$CVU = Ccomb + CO\&M$$

Onde:

Ccomb = Custo do Combustível, expresso em R\$/MWh; e

CO&M = demais custos variáveis incorridos na geração flexível, expressos em R\$/MWh.

Para os leilões a partir de 2007, a parcela *Ccomb*, referente ao custo de combustível, é expressa da seguinte forma:

$$Ccomb = i.e.PC$$

Onde:

Pc = Preço do Combustível vinculado ao CVU;

e = Taxa de Câmbio da venda do dólar dos Estados Unidos da América, em R\$/US\$; e

i = Fator de Conversão, informado pelo agente, que constará do CCEAR e permanecerá invariável por toda a vigência do contrato, usado na transformação do preço do combustível em R\$/MWh.

Atualmente, dois tipos de CVU são considerados nos estudos de planejamento da operação no Newave: o CVU conjuntural, utilizado nos dois primeiros meses de estudo, e o CVU estrutural, utilizado a partir do terceiro mês de estudo, sendo este último, o valor considerado nos estudos de planejamento da expansão.

A metodologia de atualização do CVU conjuntural é estabelecida pela Portaria MME nº 42, de 1º de março de 2007 e para o CVU estrutural estão sendo considerados os dispositivos constantes na Portaria MME nº 46, de 9 de março de 2007.

Ocorre que com a utilização do valor do CVU estrutural para os estudos dinâmicos de planejamento da expansão, não são consideradas as variações, ano a ano, das projeções de preços dos combustíveis. No entanto, essas variações esperadas dos preços ao longo dos anos podem resultar em diferentes políticas de operação e de indicação da expansão.

Com o objetivo de melhorar a representação dos CVU das UTE ao longo do horizonte dos estudos de planejamento da expansão, desenvolveu-se uma metodologia para calcular um valor anual de CVU para cada usina, levando-se em conta a expectativa dos preços futuros dos combustíveis e aproximando-se do critério de reajuste do CVU estabelecido no contrato de venda de energia no ambiente regulado de cada UTE em particular.

As projeções de longo prazo para os preços de combustíveis utilizados no cálculo do CVU futuro foram obtidas a partir do *Annual Energy Outlook* (AEO 2016), divulgado anualmente pelo *Energy Information Administration* – EIA. As informações publicadas pela EIA atendem aos critérios de transparência, publicidade, neutralidade e notório reconhecimento internacional, estabelecidos para aplicação na metodologia de cálculo de estimativa de preços futuros de combustíveis. As projeções disponibilizadas pela EIA são também utilizadas para a definição dos preços dos combustíveis constantes na Portaria MME nº 46/2007.

Na Tabela 6 é apresentada a projeção considerada dos preços dos combustíveis

Tabela 6 – Projeção dos preços de combustíveis (EIA - AEO Maio/2016)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Henry Hub Spot Price (dollars per million Btu)	3.09	3.62	4.01	4.43	4.33	4.35	4.74	5.00	5.12	4.99
Brent Spot (dollars per barrel)	48.08	57.01	70.11	76.57	81.16	84.65	87.11	89.15	91.59	94.63
Residual Fuel Oil (dollars per barrel)	55.32	64.30	80.60	86.65	91.16	94.88	97.44	99.52	102.20	105.72
Distillate Fuel Oil (dollars per gallon)	1.80	2.05	2.38	2.53	2.65	2.74	2.80	2.85	2.92	2.99
Coal (dollars per million Btu)	2.09	2.20	2.23	2.26	2.27	2.27	2.27	2.26	2.26	2.27

Os critérios de atualização do CVU para cada tipo de usina podem ser definidos da seguinte forma:

- **Cálculo do Custo Variável Unitário (CVU) – Usinas Indicativas**

Para projeção dos CVU futuros das usinas indicativas a Gás Natural, utiliza-se a taxa de crescimento estimada pelo AEO/EIA, aplicada apenas à parcela referente à commodity (Henry Hub), somada aos custos fixos de O&M.

$$CVU = \frac{[(Parcela_DC + (HH * 1,15 * VP_Pcomb))] * PCS * e}{(1 - Perdas) * Impostos} + (CO\&M * e)$$

Onde:

HH: Preço de referência da commodity Henry Hub

Parcela_DC: parcela referente aos demais custos dos contratos de fornecimento de gás natural GNL, que incluem Liquefação, Transporte, Regasificação, Distribuição, dentre outros.

e: taxa de câmbio de referência

PCS: Heat Rate (eficiência) em base PCS de acordo com a tecnologia da UTE

VP_Pcomb: cálculo da Variação Percentual do preço do Combustível

CO&M: demais custos, incluindo custos de operação e manutenção

Impostos: fator referente aos impostos e encargos (PIS/COFINS + ICMS)

Perdas: perdas na Rede Básica e consumo interno

Foram consideradas 4 (quatro) diferentes tecnologias para indicação das termelétricas que utilizam o gás natural como combustível. As Tabelas Tabela 7 a Tabela 9, a seguir, apresentam os parâmetros considerados.

Tabela 7 – Eficiência por tecnologia

Tecnologia	Eficiência	Heat Rate com base no PCI (kJ/kWh)	Heat Rate com base no PCS (MMBTU/MWh)
CC com TG HD	56%	6429	6.770
Motor Baixa Rot	45%	8000	8.425
TG Aeroderiv	42%	8571	9.027
TG HD	38%	9474	9.977

Tabela 8 – Demais parâmetros de entrada

Custo de Combustível & Taxa de Câmbio	
Cambio de Referência:	3.26 R\$/US\$
Preço do Henry Hub utilizado como base de 2016:	2.82 US\$/MMBTU
Encargos e Impostos	
PIS %	1.65%
COFINS %	7.5%
P&D %	1.0%
ICMS %	12.0%
Custo de O&M Variável e Perdas	
O&M Variável	7 US\$/MWh
Perdas RB + Consumo Interno:	4.5%

Tabela 9 – Composição das parcelas do CVU para o ano de 2016

Inflexibilidade	US\$/MMBTU			CVU (R\$/MWh)
	115% HH	Parcela_DC	Preço do gás na UTE	
CC - 100%	3.25	4.30	7.55	246.00
CC - 0%	3.25	6.50	9.75	311.00
CC - 50%	3.25	5.15	8.40	271.00
CC - 80%	3.25	4.52	7.77	252.00
Motor Baixa Rot	3.25	6.50	9.75	381.00
TG Aeroderiv	3.25	6.50	9.75	407.00
TG HD	3.25	6.50	9.75	447.00

O valor do “Preço do gás na UTE” considera o suprimento de gás natural na UTE, a partir de contrato indexado a Henry Hub (EUA), em conformidade com a Portaria MME nº 42/2007. Os custos de liquefação, transporte, seguro, parcela variável de regaseificação e margem de distribuição foram definidas a partir de informações dos agentes deste setor e do nível de inflexibilidade (Take or Pay, Ship or Pay), devidamente avaliadas e criticadas pela EPE.

Na Tabela 10 encontram-se os CVU, em R\$/MWh, resultantes para cada ano avaliado, para cada tecnologia e para os diferentes patamares de inflexibilidade para a opção com ciclo combinado.

Tabela 10 – Valores de CVU, em R\$/MWh, das usinas indicativas a gás natural

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GNL Inflexível	246.00	265.00	284.00	299.00	315.00	311.00	311.00	326.00	335.00	340.00	335.00
GN Flexível	311.00	330.00	349.00	364.00	380.00	376.00	376.00	391.00	400.00	405.00	400.00
GN 50%	271.00	290.00	309.00	324.00	340.00	336.00	337.00	351.00	360.00	365.00	360.00
GN 80%	252.00	271.00	291.00	305.00	321.00	317.00	318.00	332.00	342.00	347.00	342.00
Motor Baixa Rot	381.00	405.00	429.00	447.00	467.00	462.00	463.00	481.00	493.00	499.00	492.00
TG Aeroderiv	407.00	432.00	458.00	478.00	499.00	493.00	494.00	514.00	526.00	533.00	526.00
TG HD	447.00	475.00	504.00	526.00	549.00	543.00	544.00	565.00	579.00	586.00	579.00

- Cálculo do Custo Variável Unitário (CVU) – Usinas ACR**

Para todas as usinas em operação, vendedoras em leilão, a partir do CVU de referência (CVU Conjuntural do PMO), calcula-se a parcela Ccomb subtraindo-se a parcela de O&M (atualizada pelo IPCA a partir do valor do leilão). Nesta parcela Ccomb é aplicada a variação dos preços esperada com base nas projeções do AEO/EIA em cada ano.

- Para Biomassa, Carvão Nacional, Gás Processo:

$$CVU = CVU_{PMO_m}$$

- Para Gás Natural (a partir de 2007), Óleos Combustível e Diesel, Carvão Importado:

$$CVU = [(CVU_{PMO_m} - CO\&M_{Leilão} * VP_{IPCA}) * VP_{Pcomb}] + CO\&M_{Leilão} * VP_{IPCA}$$

Onde:

VP_{IPCA} : variação percentual do IPCA, descrita por:

$$VP_{IPCA} = \frac{IPCA_{(última_atu)}}{IPCA_{(ref_leilão)}}$$

VP_{Pcomb} : cálculo da Variação Percentual do preço do Combustível:

$$VP_{Pcomb} = \frac{Pcomb_{FUT(período_projeção)}}{Pcomb_{Ref(período_Ref)}}$$

Se ano=2005, $Período_Ref \rightarrow$ 3 últimos meses (a-1)

Se ano=2006, $Período_Ref \rightarrow$ outubro (a-1)

Se ano>=2007, $Período_Ref \rightarrow$ mês (m-2)

$Pcomb_{FUT(período_projeção)}$ obtido a partir do *Annual Energy Outlook/EIA*

$Pcomb_{Ref}$ obtido a partir do *AEO/EIA* considerando a sazonalização mensal de preços do *Short Term Energy Outlook/EIA*

- Para usinas vendedoras que não tenham entrado em operação comercial e, portanto, não possuem valor de CVU conjuntural, o valor de Ccomb é calculado de maneira semelhante ao descrito na PRT 42/2007, com a diferença que na parcela Pcomb é utilizado a expectativa de preço futuro para cada ano. A parcela de O&M é reajustada até o mês de referência de atualização.

- Para Gás Natural (a partir de 2007), Óleos Combustível e Diesel, Carvão Importado:

$$CVU = [(e * i * Pcomb_{FUT(período_projeção)})] + CO\&M_{Leilão} * VP_{IPCA}$$

- Para Biomassa, Carvão Nacional, Gás Processo:

$$CVU = CVU_{Leilão} * VP_{IPCA}$$

As parcelas que compõem o CVU vinculadas ao reajuste pelo IPCA ou IGPM foram mantidas constantes (avaliação em moeda constante). Os valores em reais das parcelas com reajustes indexados ao PPI norte-americano (gás PPT) foram mantidos constantes.

$$CVU_{GNPPT} = CVU_{PMO_m}$$

- **Cálculo do Custo Variável Unitário (CVU) – Usinas que não comercializaram energia em leilões do ambiente regulado**

Para usinas que não comercializaram energia em leilões do ambiente regulado, o CVU foi reajustado considerando a variação percentual média para o mesmo tipo de combustível calculado para as usinas que comercializaram energia no ACR. O cálculo é descrito na seguinte formulação:

$$CVU_{ACL} = CVU_{PMO_m} * VP_{CVU_ACR}$$

Onde:

VP_{CVU_ACR} : Cálculo da Variação Percentual do CVU das Usinas que não comercializaram energia em leilões do ambiente regulado, definido por:

$$VP_{CVU_ACR} = \frac{\sum_{N_{fonte}} \frac{CVU_{FUT(peri\acute{o}do_proj\acute{e}\tilde{c}\tilde{a}o)}}{CVU_{PMO_m}}}{N_{fonte}}$$

Na Tabela 11 são apresentados os CVU das usinas constantes da configuração de referência

Tabela 11 – Valores dos CVU, em R\$/MWh, considerados para as usinas da configuração de referência

Usina	Combustível	2016	2017	2018	2019	2002	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ACRE	BIOMASSA	90.00	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73
ALTOS	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
ANGRA 1	NUCLEAR	29.13	29.13	29.13	29.13	29.13	29.13	29.13	29.13	29.13	29.13	29.13
ANGRA 2	NUCLEAR	20.12	20.12	20.12	20.12	20.12	20.12	20.12	20.12	20.12	20.12	20.12
ANGRA 3	NUCLEAR	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58
APARECIDA	GAS	306.81	323.69	359.63	400.94	428.15	435.20	443.68	461.06	473.30	482.59	485.28
ARACATI	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
ARAUCARIA	GAS	721.52	761.19	845.72	942.87	1006.86	1023.43	1043.40	1084.24	1113.04	1134.89	1141.21
BAHIA 1	OLEO	569.23	551.35	635.76	728.59	897.15	959.72	1006.30	1044.81	1071.23	1092.81	1120.44
BAIXADA FLU	GAS	106.23	108.83	126.00	138.91	152.65	149.18	149.91	162.69	170.95	175.07	170.63
BATURITE	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
BOLTBAH	BIOMASSA	125.00	139.42	139.42	139.42	139.42	139.42	139.42	139.42	139.42	139.42	139.42
CAMACARI D/G	DIESEL	958.32	859.11	964.26	1086.42	1248.96	1328.28	1387.56	1433.24	1461.91	1487.87	1519.43
Camacari PI	OLEO	618.23	598.63	691.17	792.95	977.75	1046.36	1097.42	1139.64	1168.61	1192.26	1222.55
CAMPINAGRAND	OLEO	342.66	361.63	413.68	508.22	543.31	569.43	591.02	605.84	617.94	633.43	653.87
CAMPO GRANDE	BIOMASSA	85.42	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08
CAMPO MAIOR	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
CANDIOTA 3	CARVAO	75.32	77.12	77.12	77.12	77.12	77.12	77.12	77.12	77.12	77.12	77.12
CANOAS	GAS	708.82	635.44	713.22	803.57	923.79	982.46	1026.30	1060.10	1081.30	1100.50	1123.84
CARIOBA	OLEO	951.33	983.71	1128.78	1366.75	1511.52	1592.82	1657.87	1705.24	1741.82	1783.50	1838.15
CAUCAIA	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
CCBS	GAS	290.26	290.26	290.26	290.26	290.26	290.26	290.26	290.26	290.26	290.26	290.26
CCBS_L1	GAS	290.26	306.22	340.22	379.31	405.05	411.72	419.75	436.18	447.76	456.55	459.10
CCBS_L13	GAS	210.38	253.17	299.62	367.73	401.30	425.17	443.34	456.10	466.71	479.41	495.24
CHARQUEADAS	CARVAO	205.48	205.48	205.48	205.48	205.48	205.48	205.48	205.48	205.48	205.48	205.48
Cisframa	BIOMASSA	270.12	275.99	275.99	275.99	275.99	275.99	275.99	275.99	275.99	275.99	275.99
COSTA RICA I	BIOMASSA	90.00	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73	103.73

Usina	Combustível	2016	2017	2018	2019	2002	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CRATO	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
CUIABA G CC	GAS	519.60	548.17	609.04	679.00	725.08	737.01	751.40	780.80	801.55	817.28	821.84
DAIA	DIESEL	806.65	732.27	822.46	927.25	1066.68	1134.73	1185.57	1224.76	1249.35	1271.62	1298.70
DO ATLANTICO	GAS PROCES	167.53	171.61	171.61	171.61	171.61	171.61	171.61	171.61	171.61	171.61	171.61
EBOLT_L1	GAS	309.24	326.24	362.47	404.11	431.54	438.64	447.20	464.70	477.04	486.41	489.12
EBOLT_L13	GAS	220.36	259.91	302.84	365.80	396.83	418.88	435.68	447.47	457.28	469.02	483.65
ELETROBOLT	GAS	309.24	309.24	309.24	309.24	309.24	309.24	309.24	309.24	309.24	309.24	309.24
ENGUIA PECHEM	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
ERB CANDEIAS	BIOMASSA	71.14	70.66	70.66	70.66	70.66	70.66	70.66	70.66	70.66	70.66	70.66
FAFEN	GAS	215.30	258.09	304.54	372.65	406.22	430.08	448.25	461.01	471.63	484.33	500.16
FIGUEIRA	CARVAO	459.92	459.92	459.92	459.92	459.92	459.92	459.92	459.92	459.92	459.92	459.92
FLORES LT1	DIESEL	800.34	717.49	805.29	907.32	1043.07	1109.31	1158.82	1196.97	1220.91	1242.59	1268.95
FLORES LT2	DIESEL	800.34	717.49	805.29	907.32	1043.07	1109.31	1158.82	1196.97	1220.91	1242.59	1268.95
FLORES LT3	DIESEL	926.74	830.81	932.49	1050.62	1207.81	1284.51	1341.84	1386.02	1413.74	1438.84	1469.37
FORTALEZA	GAS	142.02	149.83	166.47	185.59	198.19	201.45	205.37	213.42	219.08	223.39	224.63
GERAMAR I	OLEO	342.65	361.62	413.67	508.20	543.29	569.41	591.00	605.82	617.92	633.41	653.85
GERAMAR II	OLEO	342.65	361.62	413.67	508.20	543.29	569.41	591.00	605.82	617.92	633.41	653.85
GLOBAL 1	OLEO	389.98	411.38	470.14	576.85	616.47	645.95	670.33	687.06	700.72	718.20	741.28
GLOBAL 2	OLEO	389.98	411.38	470.14	576.85	616.47	645.95	670.33	687.06	700.72	718.20	741.28
Goiania 2 BR	DIESEL	832.79	756.51	848.99	956.45	1099.42	1169.21	1221.34	1261.54	1286.75	1309.58	1337.35
IBIRITERMO	GAS	219.49	260.79	305.63	371.40	403.80	426.85	444.39	456.70	466.96	479.21	494.50
IGARAPE	OLEO	663.43	686.01	787.17	953.13	1054.08	1110.78	1156.14	1189.18	1214.68	1243.75	1281.85
IGUATU	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
IRANDUBA	OLEO	849.19	878.10	1007.59	1220.01	1349.24	1421.81	1479.87	1522.16	1554.82	1592.03	1640.79
J.LACERDA A1	CARVAO	258.42	258.42	258.42	258.42	258.42	258.42	258.42	258.42	258.42	258.42	258.42
J.LACERDA A2	CARVAO	195.49	195.49	195.49	195.49	195.49	195.49	195.49	195.49	195.49	195.49	195.49
J.LACERDA B	CARVAO	186.33	186.33	186.33	186.33	186.33	186.33	186.33	186.33	186.33	186.33	186.33
J.LACERDA C	CARVAO	155.85	155.85	155.85	155.85	155.85	155.85	155.85	155.85	155.85	155.85	155.85
JUAZEIRO	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99

Usina	Combustível	2016	2017	2018	2019	2002	2021	2022	2023	2024	2025	2026
JUIZ DE FORA	GAS	217.11	229.05	254.48	283.71	302.97	307.96	313.97	326.26	334.92	341.50	343.40
LINHARES	GAS	179.44	184.11	214.99	238.22	262.92	256.69	258.00	280.98	295.84	303.25	295.27
MACAE MER	GAS	533.10	533.10	533.10	533.10	533.10	533.10	533.10	533.10	533.10	533.10	533.10
MACAIBA	GAS	910.60	960.66	1067.34	1189.96	1270.72	1291.63	1316.84	1368.38	1404.71	1432.29	1440.28
MARACANAU I	OLEO	326.49	345.24	396.71	490.18	524.87	550.70	572.05	586.70	598.66	613.98	634.20
MARAMBAIA	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
MARANHAO III	GAS	70.51	70.53	70.67	70.79	70.90	70.87	70.87	70.98	71.05	71.08	71.04
MARANHAO IV	GAS	111.77	114.41	131.89	145.03	159.01	155.47	156.21	169.22	177.62	181.81	177.30
MARANHAO V	GAS	111.77	114.41	131.89	145.03	159.01	155.47	156.21	169.22	177.62	181.81	177.30
MAUA 3	GAS	58.45	65.86	73.62	79.46	85.65	84.09	84.42	90.19	93.92	95.77	93.77
MAUA B3	GAS	418.22	441.22	490.21	546.52	583.61	593.22	604.80	628.47	645.16	657.82	661.50
MAUA B4	OLEO	583.80	603.67	692.69	838.73	927.57	977.46	1017.37	1046.45	1068.88	1094.47	1128.00
MC2 N VENECI	GAS	191.06	191.09	191.28	191.42	191.58	191.54	191.55	191.69	191.78	191.82	191.77
MURICY	OLEO	618.23	598.63	691.17	792.95	977.75	1046.36	1097.42	1139.64	1168.61	1192.26	1222.55
NAZARIA	DIESEL	690.46	627.49	703.84	792.55	910.58	968.19	1011.23	1044.41	1065.22	1084.06	1106.99
NORTEFLU-1	GAS	62.74	66.19	73.54	81.99	87.55	88.99	90.73	94.27	96.78	98.68	99.23
NORTEFLU-2	GAS	71.26	75.18	83.53	93.12	99.45	101.08	103.05	107.09	109.94	112.09	112.72
NORTEFLU-3	GAS	136.89	144.42	160.46	178.89	191.03	194.18	197.96	205.71	211.17	215.32	216.52
NORTEFLU-4	GAS	236.12	249.10	276.76	308.56	329.49	334.92	341.45	354.82	364.24	371.40	373.47
NOVAPIRAT	GAS	405.12	427.40	474.85	529.41	565.34	574.64	585.86	608.78	624.96	637.22	640.77
NOVO TEMPO	GAS	235.05	241.24	281.49	311.77	343.97	335.85	337.55	367.51	386.87	396.53	386.13
NUTEPA	OLEO	791.93	818.89	939.65	1137.75	1258.26	1325.94	1380.08	1419.52	1449.97	1484.67	1530.15
OE CANOAS 1	GAS	166.68	203.92	233.50	276.88	298.26	313.46	325.04	333.16	339.92	348.01	358.10
Onca Pintada	BIOMASSA	89.70	89.70	89.70	89.70	89.70	89.70	89.70	89.70	89.70	89.70	89.70
P. PECEM 1	CARVAO	118.50	115.00	120.88	122.33	124.07	124.13	124.09	124.42	124.05	124.07	124.26
P. PECEM 2	CARVAO	128.68	125.37	130.93	132.31	133.96	134.01	133.98	134.29	133.94	133.95	134.13
P. SERGIPE I	GAS	153.72	178.08	203.57	222.74	243.12	237.98	239.06	258.02	270.28	276.39	269.82
P.MEDICI A	CARVAO	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90
P.MEDICI B	CARVAO	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90

Usina	Combustível	2016	2017	2018	2019	2002	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PALMEIRA GOI	DIESEL	715.28	616.88	693.30	782.06	900.18	957.83	1000.90	1034.11	1054.93	1073.80	1096.73
PAMPA SUL	CARVAO	50.00	57.63	57.63	57.63	57.63	57.63	57.63	57.63	57.63	57.63	57.63
PARNAIBA IV	GAS	83.73	88.33	98.15	109.42	116.84	118.77	121.08	125.83	129.17	131.70	132.44
Pau Ferro I	DIESEL	1014.25	874.52	983.03	1109.11	1276.87	1358.74	1419.91	1467.07	1496.65	1523.44	1556.02
PERNAMBUCO 3	OLEO	284.36	301.21	347.46	431.42	462.59	485.80	504.98	518.14	528.89	542.66	560.81
PETROLINA	OLEO	678.29	656.79	758.32	869.97	1072.72	1147.99	1204.02	1250.34	1282.12	1308.07	1341.30
PIE C ROCHA	GAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PIE JARAQUI	GAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PIE MANAUARA	GAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PIE P NEGRA	GAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PIE TAMBAQUI	GAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PIRAT.12G_TC	GAS	477.53	503.79	559.73	624.03	666.39	677.36	690.57	717.60	736.66	751.12	755.31
PORTO ITAQUI	CARVAO	122.69	119.44	124.90	126.26	127.87	127.93	127.89	128.20	127.85	127.87	128.05
Potiguar	DIESEL	914.84	788.80	886.68	1000.40	1151.71	1225.57	1280.75	1323.28	1349.96	1374.12	1403.52
Potiguar III	DIESEL	914.83	788.79	886.67	1000.39	1151.70	1225.56	1280.74	1323.27	1349.95	1374.11	1403.50
Predilecta	BIOMASSA	126.77	126.77	126.77	126.77	126.77	126.77	126.77	126.77	126.77	126.77	126.77
PROSPERIDADE	GAS	134.18	134.18	134.18	134.18	134.18	134.18	134.18	134.18	134.18	134.18	134.18
R.SILVEIRA	DIESEL	506.17	453.77	509.30	573.83	659.68	701.57	732.88	757.02	772.15	785.86	802.53
RIO GRANDE	GAS	239.05	245.23	286.35	317.29	350.20	341.89	343.64	374.24	394.02	403.90	393.27
S.JERONIMO	CARVAO	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31
SANTANA 1 W	DIESEL	650.77	583.40	654.80	737.76	848.13	902.00	942.25	973.27	992.74	1010.36	1031.80
SANTANA 2 GE	DIESEL	912.31	817.87	917.96	1034.25	1188.98	1264.51	1320.93	1364.43	1391.71	1416.43	1446.47
SAO JOSE	DIESEL	827.90	742.20	833.03	938.57	1078.99	1147.52	1198.73	1238.21	1262.96	1285.39	1312.66
SAO SEPE	BIOMASSA	65.00	72.50	72.50	72.50	72.50	72.50	72.50	72.50	72.50	72.50	72.50
ST.CRUIZ 34	OLEO	315.16	325.89	373.94	452.78	500.73	527.67	549.21	564.91	577.03	590.84	608.94
ST.CRUIZ NOVA	GAS	120.04	122.96	142.33	156.90	172.40	168.49	169.31	183.72	193.04	197.69	192.68
STA VITORIA	BIOMASSA	90.00	100.38	100.38	100.38	100.38	100.38	100.38	100.38	100.38	100.38	100.38
SUAPE II	OLEO	333.90	354.02	409.28	509.59	546.83	574.56	597.47	613.20	626.04	642.48	664.18
SUZANO MA	BIOMASSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Usina	Combustível	2016	2017	2018	2019	2002	2021	2022	2023	2024	2025	2026
SYKUE I	BIOMASSA	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12
T LAGOAS_L1	GAS	195.63	206.39	229.30	255.65	273.00	277.49	282.90	293.98	301.78	307.71	309.42
T LAGOAS_L13	GAS	212.91	254.87	300.43	367.24	400.17	423.57	441.39	453.90	464.32	476.77	492.30
T.NORTE 2	OLEO	688.41	711.85	816.82	989.02	1093.78	1152.62	1199.68	1233.96	1260.43	1290.60	1330.13
TERMOBAHIA	GAS	261.82	309.22	360.66	436.10	473.29	499.72	519.84	533.98	545.73	559.79	577.33
TERMOCABO	OLEO	338.74	357.46	408.84	502.15	536.78	562.57	583.88	598.50	610.45	625.74	645.91
TERMOCEARA	GAS	300.05	300.05	300.05	300.05	300.05	300.05	300.05	300.05	300.05	300.05	300.05
Termomanaus	DIESEL	1014.25	874.52	983.03	1109.11	1276.87	1358.74	1419.91	1467.07	1496.65	1523.44	1556.02
TERMONORDEST	OLEO	344.67	363.25	414.25	506.85	541.22	566.82	587.97	602.49	614.34	629.51	649.55
TERMOPARAIBA	OLEO	344.67	363.25	414.25	506.85	541.22	566.82	587.97	602.49	614.34	629.51	649.55
TERMOPE	GAS	71.23	75.15	83.50	93.08	99.41	101.04	103.01	107.04	109.89	112.05	112.67
TERMORIO	GAS	235.60	235.60	235.60	235.60	235.60	235.60	235.60	235.60	235.60	235.60	235.60
TERMORIO_L1	GAS	235.60	248.55	276.15	307.88	328.77	334.18	340.71	354.04	363.44	370.58	372.64
TERMORIO_L13	GAS	217.84	258.20	302.02	366.27	397.94	420.46	437.59	449.63	459.64	471.62	486.56
TERMORIO_L15	GAS	256.33	303.80	355.33	430.90	468.15	494.63	514.78	528.94	540.71	554.80	572.37
TRES LAGOAS	GAS	195.63	195.63	195.63	195.63	195.63	195.63	195.63	195.63	195.63	195.63	195.63
URUGUAIANA G	GAS	493.64	520.78	578.61	645.08	688.86	700.19	713.86	741.80	761.49	776.45	780.77
UTE BRASILIA	DIESEL	1063.40	953.32	1069.99	1205.54	1385.91	1473.94	1539.71	1590.41	1622.21	1651.02	1686.04
VALE DO ACU	GAS	319.44	337.01	374.43	417.44	445.78	453.11	461.95	480.03	492.78	502.46	505.25
VIANA	OLEO	342.65	361.62	413.67	508.20	543.29	569.41	591.00	605.82	617.92	633.41	653.85
W.ARJONA G	GAS	301.82	318.42	353.77	394.41	421.18	428.11	436.47	453.54	465.60	474.73	477.38
XAVANTE	DIESEL	1089.96	990.56	1111.08	1251.12	1437.44	1528.38	1596.32	1648.70	1681.55	1711.30	1747.49

Estimativa dos Custos de Expansão de Transmissão entre Subsistemas

Para os intercâmbios representados no Modelo de Decisão de Investimento (MDI), as expansões das capacidades de transmissão de energia entre regiões estão baseadas nos valores apresentados na Tabela 12. Para cada opção de expansão, o montante financeiro associado a receita anual permitida (RAP) equivale a 18% do investimento total do empreendimento de transmissão. Este percentual reflete os valores próximos aos praticados nos leilões de transmissão realizados em 2016, que estimam prazos da ordem de cinco anos para a implantação destes tipos de obras, prazos estes previstos a partir da data de assinatura do respectivo contrato de construção.

Tabela 12 – Estimativas dos Custos de Expansão de Transmissão entre Subsistemas

Transmissão				
Tipo	Vida em anos	Investimento R\$/kW	RAP/Investimento	Custo em R\$/kW/ano
Xingu-SE	25	1400	18%	252
NE-SE	25	1200	18%	216
N-NE	25	1200	18%	216
SE-SUL	25	800	18%	144