

# CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO

*Metodologia de Cálculo  
2011*



Empresa de Pesquisa Energética

**Ministério de  
Minas e Energia**







# CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO

GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME/SPE

**Ministério de Minas e Energia**  
**Ministro**  
Edison Lobão

**Secretário-Executivo**  
Márcio Pereira Zimmermann

**Secretário de Planejamento e  
Desenvolvimento Energético**  
Altino Ventura Filho

**Secretário de Energia Elétrica**  
Ildo Wilson Grüdtner

**Secretário Petróleo, Gás Natural e  
Combustíveis Renováveis**  
Marco Antônio Martins de Almeida

**Secretário de Geologia, Mineração e  
Transformação Mineral**  
Cláudio Scliar

*Metodologia de Cálculo*  
*2011*



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**  
Mauricio Tiomno Tolmasquim

**Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos**  
Amílcar Gonçalves Guerreiro

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**  
José Carlos de Miranda Farias

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível**  
Elson Ronaldo Nunes

**Diretor de Gestão Corporativa**  
Ibanês César Cássel

**Coordenação Geral**  
Mauricio Tiomno Tolmasquim  
José Carlos de Miranda Farias

**Coordenação Executiva**  
Oduvaldo Barroso da Silva

**Equipe Técnica**  
Angela Regina Livino de Carvalho  
Danielle Bueno de Andrade  
Gabriel Malta Castro  
Matheus Mingatos Fernandes Gemignani  
Renata Nogueira Francisco de Carvalho  
Renato Haddad Simões Machado

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

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

**Nº EPE-DEE-RE-091/2011-r0**  
Data: 04 de outubro de 2011

## Histórico de Revisões

<b>Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Descrição</b>
0	04/10/2011	Publicação Original

## SUMÁRIO

<b>1. Apresentação .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Objetivo .....</b>	<b>3</b>
<b>3. Metodologia .....</b>	<b>3</b>
<b>3.1 Premissas .....</b>	<b>4</b>
<b>3.2 Oferta de Energia.....</b>	<b>5</b>
<b>3.3 Custo das Fontes .....</b>	<b>6</b>
<b>3.4 Resultados.....</b>	<b>8</b>
<b>4. Conclusão .....</b>	<b>8</b>

## 1. Apresentação

Os estudos de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica devem ser ajustados de forma a atender às projeções de consumo de energia, considerando níveis de garantia de suprimento adequados e ao menor custo possível. Em resumo, há uma solução de compromisso entre o custo da energia e a qualidade do atendimento, sendo necessário, portanto, que estes dois aspectos devam respeitar critérios estabelecidos.

Sendo assim, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, por meio das Resoluções nº 1/2004 e nº 9/2008, determinou que o limite máximo de probabilidade de ocorrência de déficits de energia seja de 5% dos cenários hidrológicos<sup>1</sup> e que o planejamento busque a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, estabelecendo-se assim critérios de segurança energética e econômico, respectivamente. Esses critérios devem ser atendidos ao longo de todos os anos do horizonte de planejamento e em cada subsistema do Sistema Interligado Nacional – SIN.

O CMO pode ser definido, em termos econômicos, como o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário da energia consumida, em um dado período de tempo, utilizando o parque gerador instalado (sem expansão).

O CME representa o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na demanda considerando ajustes no programa de obras, ou seja, representa a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica. Na hipótese de expansão ótima e contínua, o CME será o custo do empreendimento obtido da curva de custo de expansão ao qual se fica indiferente entre construir o projeto ou operar o sistema a fim de atender à demanda adicional.

Além de ser empregado como critério no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, o CME também é utilizado em outros estudos do setor elétrico, tais como nos cálculos da garantia física de energia dos empreendimentos de geração e nos estudos de expansão da transmissão, para valoração das perdas elétricas.

Desde a retomada dos estudos de planejamento, a partir da publicação do PDE 2006-2015 pela EPE/MME, vem se estudando a melhor forma de definição do valor do CME, considerando as bases de dados dos projetos candidatos à expansão, a evolução tecnológica, os novos

---

<sup>1</sup> Cenários hidrológicos são possíveis realizações do processo estocástico de aflúncias; ao longo de todo horizonte de planejamento. O conjunto (árvore) de cenários representa todo o universo probabilístico sobre o qual é efetuado o processo de otimização da operação energética.

paradigmas e custos socioambientais e, principalmente, a competição econômica revelada nos leilões públicos de compra de energia nova.

Já em 2006 foi descartada a hipótese de determinação do CME com base nos dados disponíveis dos projetos inventariados, no caso de usinas hidrelétricas, e dos projetos típicos, no caso de usinas térmicas e fontes alternativas. Isto porque a base de dados de custos não era robusta e atualizada o suficiente.

A utilização dos preços dos empreendimentos obtidos nos resultados dos leilões de energia se mostrou a alternativa mais viável para a estimativa destes custos e foi utilizada desde o primeiro PDE, conforme pode ser visto no Quadro 1 a seguir, onde se resumem os critérios e valores<sup>2</sup> de CME considerados nos estudos dos planos decenais realizados pela EPE/MME.

**Quadro 1 – Histórico dos critérios e valores nominais de CME considerados nos Planos Decenais**

ESTUDO	CME (R\$/MWh)	CRITÉRIO
PDE 2006-2015	118,00	Preço médio (ponderado pelos lotes vendidos) do produto 2010 do LEN A-5 de 2005. O preço máximo (130,00 R\$/MWh) foi utilizado como tolerância no ajuste.
PDE 2007-2016	138,00	Preço máximo do LEN A-5 de 2006. O estudo foi convergido a 138,00 R\$/MWh (sem tolerância).
PDE 2008-2017	146,00	Preço máximo nos leilões realizados ao longo do ano de 2008. Foi utilizada tolerância de 3% (~4,00 R\$/MWh) para convergência do estudo.
PDE 2019	113,00	Preço médio dos LEN de 2008 + Leilão de Projetos Estruturantes (UHE Jirau e Santo Antônio). Não considera o LER.
PDE 2020	113,00	Mantido o CME do PDE 2019, ou seja, obtido pelo preço médio dos LEN de 2008 + Leilão de Projetos Estruturantes (UHE Jirau e Santo Antônio). Não considera o LER.

<sup>2</sup> Os valores apresentados são nominais e não estão corrigidos monetariamente.

## 2. Objetivo

Este documento apresenta o processo de cálculo do CME para o ano de 2011, suas fontes de dados e o resultado obtido.

## 3. Metodologia

A metodologia de cálculo proposta para a inferência do CME tem por objetivo estimar o custo futuro de expansão da geração, levando em consideração não somente os preços de energia previstos, mas também quais fontes de energia devem ser instaladas no futuro. Para isso, o processo de cálculo é dividido em três etapas: estimativa da expansão da oferta de energia, estimativa do custo médio de expansão e, a partir das duas primeiras etapas, a consolidação do cálculo.

A primeira etapa consiste em estimar a quantidade de energia nova que será ofertada no futuro, discriminada por ano de entrada e por tipo de fonte. Este trabalho já é realizado detalhadamente no Plano Decenal de Expansão, cujo ciclo de publicação mais recente serve como fonte de dados para esta etapa. Desta forma, o ciclo de planejamento vigente serve de insumo para a projeção do CME do ciclo futuro, e este último poderá conter ajustes na oferta que serão percebidos no CME do ciclo adiante. Nesta proposta, a estimativa do CME faz parte de um processo cíclico, dinâmico e adaptativo, tal como todo o restante do PDE.

Em seguida são estimados os custos médios de expansão de cada fonte, conforme o histórico de preços praticados nos leilões de energia e as tendências de variação dos mesmos. Neste ponto, a metodologia incorpora as tendências de mercado e de tecnologia mais atuais.

Por fim, as informações das duas etapas iniciais são consolidadas e obtém-se um valor único como referência para representar o custo de expansão do sistema, que será utilizado como “*prox*” do valor do CME.

Este capítulo apresenta a metodologia e o processo de cálculo do Custo Marginal de Expansão, indicando suas premissas, fontes de dados e resultados.

### 3.1 Premissas

Os estudos de planejamento elaborados pela EPE, em particular o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE têm como objetivo apresentar configurações para a expansão da geração e das principais interligações dos sistemas regionais, que atendam aos critérios econômicos e de garantia de suprimento, prevendo também a sustentabilidade socioambiental. Nesse sentido, a oferta de energia apresentada neste documento, e considerada como referência para o cálculo do CME, utilizou como fonte de dados a versão atual do PDE<sup>3</sup>.

O PDE avalia as condições de atendimento do sistema de energia elétrica para os próximos dez anos, planejando sua expansão. Nesse horizonte, a oferta do primeiro quinquênio já é praticamente definida, posto que a maioria dos seus contratos de oferta, que garantem o abastecimento do mercado de energia elétrica, foram firmados em leilões de energia já realizados. Além disso, o tempo de construção de novos empreendimentos, sobretudo os projetos hidrelétricos de grande porte, limita os recursos e o potencial de investimentos que ainda podem ser feitos para enquadramento nesse horizonte. Deste modo, considerando que as decisões do planejador para a indicação da expansão da oferta de geração serão tomadas majoritariamente no segundo quinquênio do plano decenal, somente este período foi considerado no cálculo estimativo do CME.

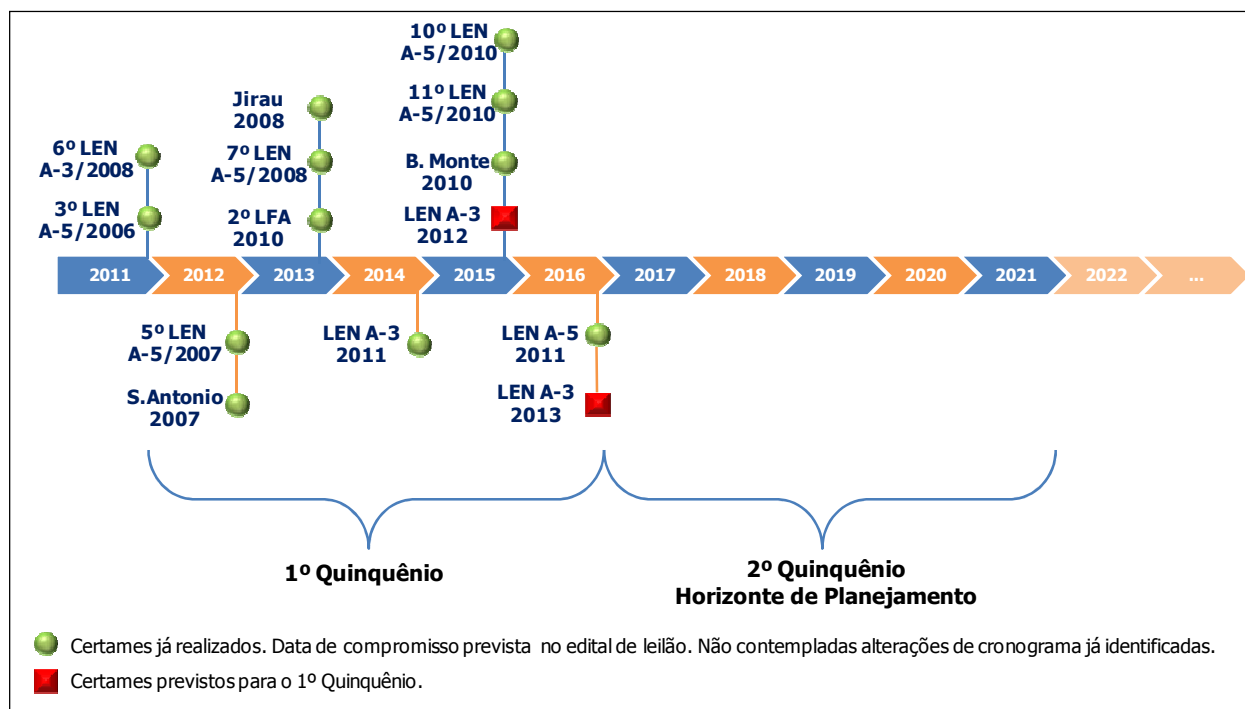
A Figura 1 ilustra o cronograma de atendimento à carga no horizonte decenal, de 2012 a 2021, identificando os leilões que já contrataram energia para este período e aqueles leilões previstos para a expansão da oferta de geração ainda no primeiro quinquênio, que são os leilões de energia nova para a contratação três anos à frente, a serem realizados em 2012 e 2013.

Os preços de energia considerados neste documento têm como fonte os resultados dos leilões de energia realizados nos últimos cinco anos<sup>4</sup>, corrigidos pelo IPCA<sup>5</sup> e separados por tipo de fonte e combustível.

<sup>3</sup> Plano Decenal de Expansão 2020, disponível em <http://www.epe.gov.br>

<sup>4</sup> Consideraram-se todos os leilões de energia nova (LEN – A-3 e A-5), reserva (LER) e fontes alternativas (LFA) do período.

<sup>5</sup> IPCA / IBGE – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.



**Figura 1 – Cronograma dos leilões já realizados e previstos para atendimento à carga no horizonte decenal (2012 a 2021)**

### 3.2 Oferta de Energia

Os dados de previsão de oferta de energia foram obtidos a partir do atual Plano Decenal de Expansão – PDE 2020, e consideram cada tipo de fonte de forma independente. Assim, para o período 2017-2021, que corresponde ao segundo quinquênio do próximo ciclo do Plano Decenal – PDE 2021, foram calculadas as expectativas de garantia física adicionadas ao sistema, por fonte e por ano, considerando desta forma a motorização de usinas, cuja duração pode ser superior a um ano.

Apesar do estudo realizado no PDE 2020 apresentar uma indicação de expansão da oferta de geração e transmissão restrita ao próximo decênio, de 2011 a 2020, para sua elaboração foi simulada a configuração dinâmica ao longo de quinze anos, repetindo os critérios de convergência estabelecidos pelo CNPE. Dessa forma, tendo como referência o PDE 2020, é possível inferir a oferta indicada para todo o 2º quinquênio do próximo ciclo do Plano Decenal, sendo possível utilizá-la para estimativa do valor de CME.

As usinas hidrelétricas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, por apresentarem características particulares, foram enquadradas na categoria “Estruturante” e têm suas energias consideradas separadamente do restante das hidrelétricas.

Adicionalmente, conforme a Resolução CNPE 3/2011<sup>6</sup>, os aproveitamentos hidrelétricos São Luiz do Tapajós, Jatobá, Jardim do Ouro e Chacorão são enquadrados como projetos estratégicos de interesse público, estruturantes e prioritários para efeito de licitação e implantação e, portanto, também são classificados na categoria “Estruturante”.

Assim, a previsão anual de expansão da oferta de energia elétrica no período em análise, separada por fonte/categoria, é apresentada na Tabela 1.

**Tabela 1 – Oferta de energia**

Garantia Física adicionada (MWmed)						
Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
<b>Estruturante</b>	1.548	533	684	739	1.097	<b>4.601</b>
<b>Hidrelétrica</b>	562	274	593	1.813	2.219	<b>5.461</b>
<b>PCH</b>	136	140	155	200	150	<b>781</b>
<b>Eólica</b>	320	308	359	355	345	<b>1.687</b>
<b>Biomassa</b>	204	193	216	268	233	<b>1.114</b>

Ressalta-se que no PDE 2020, utilizado como referência para estes cálculos, foi priorizada a expansão através de fontes renováveis de geração, portanto, não houve indicação de projetos movidos a combustíveis fósseis. No entanto, nos próximos ciclos do Plano Decenal, uma expansão de projetos termelétricos, preferencialmente movidos a gás natural, poderá constituir alternativa de atendimento à demanda, frente a suas características competitivas e eventuais atrasos dos projetos indicados.

### 3.3 Custo das Fontes

O cálculo dos custos de energia adicionada ao sistema foi realizado com base nos preços dos leilões de energia, corrigidos pelo IPCA de julho de 2011. Ressalta-se, portanto, que neste cálculo foram considerados apenas os contratos realizados no ambiente regulado, onde são comercializados os maiores montantes da energia que supre o mercado.

Os custos são definidos por tipo de fonte, conforme as previsões indicadas de oferta de energia, e são calculados como média dos preços ponderados pela energia vendida ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) por cada empreendimento vencedor.

<sup>6</sup> Resolução CNPE nº 3, de 03 de maio de 2011.

Uma vez que a variação do preço da energia ao longo do tempo possui tendências diferentes conforme o tipo de fonte e visando a redução da margem de erro no cálculo da expectativa de custos futuros, foram estabelecidos critérios diferenciados para cada fonte. Tais critérios estão descritos a seguir.

O custo dos empreendimentos hidrelétricos depende de diversos fatores, como a localização e o tamanho da usina, e pode variar significativamente entre leilões consecutivos. Assim, a fim de não carregar tendências de leilões específicos, o custo considerado para esta fonte foi o preço médio dos leilões dos últimos cinco anos, diferenciados entre “Estruturante” (composto pelos leilões de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte) e “Hidrelétrica” (todos os leilões restantes, excluindo-se as pequenas centrais – PCH).

Em contrapartida, as outras fontes renováveis, mais notadamente as usinas térmicas a biomassa e as usinas eólicas, apresentam tendência constante de queda nos preços e estes não seriam bem avaliados através do cálculo da média histórica. Desta forma, considerou-se como melhor estimativa dos custos a utilização dos preços médios dos leilões no último ano<sup>7</sup>, também classificados entre “Biomassa” e “Eólica”. Para as PCH foi adotado o preço médio dos leilões do ano de 2010<sup>8</sup>, último ano em que foram comercializados contratos de energia com estas usinas.

A Tabela 2 apresenta os custos de energia calculados por fonte/categoria.

**Tabela 2 – Custo das fontes**

<b>Fonte</b>	<b>Custo (R\$/MWh)</b>
<b>Estruturante</b>	<b>87,00</b>
<b>Hidrelétrica</b>	<b>107,00</b>
<b>PCH</b>	<b>156,00</b>
<b>Eólica</b>	<b>100,00</b>
<b>Biomassa</b>	<b>102,00</b>

<sup>7</sup> Eólica e Biomassa: 2011 (A-3 LER).

<sup>8</sup> PCH: 2010 (A-5, LFA e LER).

### 3.4 Resultados

O Custo Marginal de Expansão é obtido através do cálculo da média dos custos das fontes (apresentado no item 3.3), ponderados pela previsão de expansão de garantia física (apresentado no item 3.2), como na equação:

$$CME = \frac{\sum_i E_{gf_i} * C_i}{\sum_i E_{gf_i}}$$

Onde:

CME – Custo Marginal de Expansão [R\$/MWh].

E<sub>gf<sub>i</sub></sub> – Expansão de Garantia Física prevista para a fonte i, para todo o período [MWmed].

C<sub>i</sub> – Custo estimado para a fonte i [R\$/MWh].

Utilizando os dados calculados previamente neste documento e aplicando-se a equação acima, arredondando o resultado para o número inteiro mais próximo, obtém-se:

$$\mathbf{CME = 102 [R\$/MWh]}$$

## 4. Conclusão

Em relação ao CME utilizado para ajuste da oferta no último ciclo publicado do Plano Decenal e para cálculo de garantia física dos empreendimentos que concorreram nos leilões mais recentes, verificou-se uma queda com a aplicação da metodologia apresentada neste documento. Esta queda reflete o histórico de redução do preço da energia verificado nos contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para empreendimentos que usam como fonte de geração de energia diferentes combustíveis.

A proposta apresentada neste documento, portanto, reflete uma boa aproximação para o custo marginal de expansão do sistema de energia elétrica brasileiro, através de uma estimativa do custo médio de expansão para os próximos anos. Esta estimativa não leva em conta diretamente as negociações do Ambiente de Contratação Livre (ACL), dado que os contratos

firmados não são normalmente divulgados, impossibilitando assim a consolidação de todas as informações necessárias para sua consideração direta no cálculo do CME. Verificou-se, no entanto, com base em análises de sensibilidade realizadas, a partir de estimativas de projeções da participação da parcela do mercado livre e dos preços nesse ambiente de contratação, que ainda assim não ocorreria impacto significativo na estimativa do CME obtida com a metodologia aqui proposta.

Assim, o valor do CME será revisto a cada ano, a partir do procedimento apresentado neste documento, atualizando a oferta de geração indicada para o segundo quinquênio, de acordo com o Plano Decenal vigente, e o histórico dos preços da energia contratada por fonte de geração. Tal prática possibilitará, além da clareza do processo, a consideração fundamentada dos diversos fatores intervenientes na formação do custo para a expansão da oferta de energia elétrica, como por exemplo, a carga a atender, a oferta disponível e os custos associados aos investimentos e custeio para cada fonte.

Considerando a indicação de expansão hidrotérmica apresentada no PDE 2020<sup>9</sup> do ano 2017 a 2021, estimou-se o CME em R\$ 102,00/MWh.

---

<sup>9</sup> O CME considerado nos estudos de expansão do PDE 2020, em valor nominal, foi igual a R\$ 113,00/MWh.