



Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031

# Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão

---

Superintendência de Planejamento da Geração

Fevereiro de 2022

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



# Custos de Geração por tipo de fonte

Premissas

Custos de Investimento e Operação

Custos Variáveis Unitários

Componentes dos custos considerados por fonte no PDE

CAPEX ( <i>Capital Expenditures</i> )	O&M	CVU
Desembolsos diretos e indiretos <ul style="list-style-type: none"> <li>Equipamentos, Obras civis, Conexão, Meio ambiente e outros.</li> <li>Valores não consideram juros durante a construção (JDC)</li> </ul>	Gastos fixos e variáveis <ul style="list-style-type: none"> <li>Ligados a operação e manutenção da usina</li> <li>Exceto para fonte termelétrica despacháveis centralizadamente</li> </ul>	Custo Variável Unitário <ul style="list-style-type: none"> <li>Custo com combustível (<math>C_{comb}</math>) +</li> <li>Custo de O&amp;M variável (<math>C_{O&amp;M}</math>)</li> </ul>

- Valores de CAPEX referentes as usinas hidrelétricas são apresentados de forma individualizada por projeto.
- Os valores de JDC, utilizados no MDI, são calculados considerando os cronogramas físico-financeiros de cada fonte.
- Vida útil econômica: avaliação a partir da vida útil dos equipamentos e prazos contratuais estabelecidos para cada fonte nos leilões de energia

Data Base: dezembro/2020.

Taxa de câmbio : R\$ 5,20/US\$

Estimativas dos custos: baseadas em informações de empreendimentos habilitados participantes em leilões de geração de energia e de projetos mencionados nos estudos de viabilidade e inventário de UHE; dados de fabricantes e agentes de mercado contatados pela EPE; além de referências internacionais. As referências adotadas estão descritas no [Caderno de Preços da Geração 2021](#)

**Taxa de Desconto:** 8% a.a. (termos reais).

Referência: metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*)

Premissas<sup>(1)</sup>: (a) Estrutura de Capital: 40% capital próprio e 60% capital de terceiros; (b) Custo de Capital Próprio: 13% a.a. ; (c) Custo de Capital de Terceiros: 7% a.a. (d) IRPJ e CSSL: 34%.

**Encargos e Impostos:**

PIS/COFINS: 3,65% / 9,25%<sup>(2)</sup>

IR: 25%                      CFURH: 7,0%<sup>(3)</sup>

CSSL: 9,0%                      UBP: de 0,5% a 1,0%<sup>(3)</sup>

P&D: 1,0%                      TFSEE e TUSD/TUST <sup>(4)</sup>

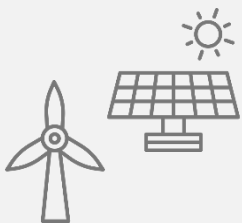
(1) Estimativas com base em informações do mercado.

(2) De acordo com o regime adotado (cumulativo ou não cumulativo)

(3) Somente para empreendimentos hidrelétricos

(4) Conforme legislação vigente

Foram realizadas alterações nos parâmetros de custos de fontes de geração em relação aos apresentados no PDE2030. São elas:



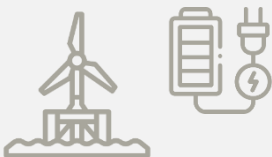
Os custos de investimento das fontes Eólica, Solar fotovoltaica e Biomassa (Bagaço de Cana) passaram a ser representados em diferentes níveis (faixas de valores), considerando a dispersão dos dados analisados. Essa mudança teve como objetivo a melhor representação desses parâmetros, refletindo a realidade de mercado observada.

Ainda sobre a fonte solar fotovoltaica, houve um aumento na vida útil econômica considerada para 25 anos.



Foram estipulados novos tipos de modelos de negócio para a fonte termelétrica a gás natural, gerando diferentes níveis de CVU.

Foram estabelecidos os seguintes níveis de inflexibilidade operativa: para as usinas a Gás Natural Liquefeito (GNL): nula (100% flexível) e 30% (sazonal); para as usinas a Gás Nacional: 30% e 100% (ambas *flat*) e GN Ciclo Simples: nula (100% flexível)



Em linha com as tendências observadas nas referências internacionais consultadas, os parâmetros de custos relativos as fontes Eólica *Offshore* e Armazenamento químico (Baterias) tiveram uma redução em relação aos considerados no PDE2030.



O aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos (RSU) por meio de incineração, foi representado como recurso energético, conforme diretriz de política energética e ambiental indicada pelo MME e foi mantida a representação da fonte termelétrica a biogás a partir de biodigestão de resíduos vegetais.



Para maiores informações ou consulta, acesse o [Caderno de Parâmetros de Custos do PDE 2030](#)

Tipo de Oferta	Vida útil econômica [anos]	Faixas de CAPEX, mín e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	Fator de Capacidade médio <sup>(5)</sup>	O&M [R\$/kW/ano]	Encargos/ Impostos [R\$/kW/ano]	Tempo médio de desembolso [meses]
Armazenamento – Baterias <sup>(6)</sup>	20	5.000 a 9.800	6.200	-	60	270	12
Biomassa - Bagaço de Cana	20	2.000 a 5.500	3.000	27% - 30%	90	140	24
			4.000		90	145	
			5.000		90	155	
Biomassa - Cavaco de Madeira	20	4.000 a 8.000	6.000	-	120	170	36
Biogás – Resíduo sucroenergético <sup>(7)</sup>	20	3.000 a 10.000	8.000	80%	480	205	24
RSU – Incineração <sup>(8)</sup>	20	14.500 a 27.000	23.000	70%	920	845	36
Carvão Nacional	25	8.000 a 13.500	10.300	-	160	595	48

(5) Média calculada a partir dos valores mensais sazonalizados de cada fonte, utilizados no MDI. A expectativa de geração para fontes despacháveis (UTES a Gás Natural, a Carvão, Hidrelétricas) é resultado das simulações, sendo assim, não é premissa/input para o MDI.

(6) Referência: Sistemas com baterias de íon lítio (BESS) para operação estimada de 3 horas.

(7) Referência: Usinas com biodigestores de resíduos vegetais e motores de combustão interna

(8) Referência: Incineração de Resíduos Sólidos Urbanos

# PDE 2031 | Parâmetros Econômicos por tipo de oferta



Tipo de Oferta	Vida útil econômica [anos]	Faixas de CAPEX, mín e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	Fator de Capacidade médio <sup>(5)</sup>	O&M [R\$/kW/ano]	Encargos/ Impostos [R\$/kW/ano]	Tempo médio de desembolso [meses]
<b>Eólica Offshore</b>	20	9.800 a 18.600	10.300	32% - 62%	360	415	36
<b>Eólica Onshore</b>	20	3.200 a 5.500	3.800	38% - 47%	90	145	24
			4.200		90	150	
			4.500		90	150	
			5.000		90	155	
<b>Solar Fotovoltaica</b>	25	2.500 a 5.000	2.800	30% - 31%	50	130	12
			3.300		50	135	
			3.800		50	140	
			4.500		50	145	
<b>Fotovoltaica Flutuante</b>	25	3.800 a 6.500	5.000	21% - 22%	65	150	12

# PDE 2031 | Parâmetros Econômicos por tipo de oferta



Tipo de Oferta	Vida útil econômica [anos]	Faixas de CAPEX, mín e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	Fator de Capacidade médio <sup>(5)</sup>	O&M [R\$/kW/ano]	Encargos/ Impostos [R\$/kW/ano]	Tempo médio de desembolso [meses]
<b>GNL</b> <sup>(9)</sup> – Ciclo Combinado	20	3.400 a 5.900 <i>(apenas a UTE)</i>	4.300 <sup>(10)</sup>	-	80 (UTE) + 80 (Regas)	250	36
<b>Gás Natural</b> - Ciclo Simples	20	2.900 a 4.700	3.600	-	80	220	24
<b>Gás Nacional</b> – Ciclo Combinado	20	3.400 a 5.900 <i>(apenas a UTE)</i>	5.300 <sup>(11)</sup>	-	80 (UTE) + 70 (Gasoduto)	280	36
<b>Hidrelétricas</b>	30	Variável <sup>(12)</sup>	Variável <sup>(12)</sup>	-	30 a 50	480 a 690	40 a 44
<b>Nuclear</b>	30	22.000 a 29.400	25.800	-	520	660	60
<b>PCH</b>	30	3.500 a 11.500	6.000	41% - 44%	90	140	30
			8.000		90	150	
			11.000		90	180	
<b>Reversíveis</b>	30	2.400 a 12.000	6.500	-	70	330	36

(9) Gás Natural Liquefeito

(10) Referência: Modelo de negócio considera, além da usina termelétrica, parcela do CAPEX do Terminal de Regaseificação destinada à usina (terminal próprio)

(11) Referência: Modelo de negócio considera, além da usina termelétrica, a parcela do CAPEX do gasoduto de escoamento

(12) Vide tabela a seguir

- Parâmetros Econômicos individualizados das Usinas Hidrelétricas consideradas no estudo

UHE	Potência [MW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]
Apertados	139,0	9.509
Bem Querer	650,0	9.391
Castanheira	140,0	12.834
Couto Magalhães	150,0	7.311
Ercilândia	87,1	11.035
Formoso	342,0	11.260
Foz do Xaxim	63,2	10.655
Iraí	381,0	10.429

UHE	Potência [MW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]
Itaguaçu	92,0	7.844
Itapiranga	724,6	8.463
Jatobá	1.650,0	9.475
Paraná	90,0	10.362
Porteiras	86,0	18.902
Santo Antônio	84,3	7.311
Tabajara	400,0	10.102
Telêmaco Borba	118,0	8.333

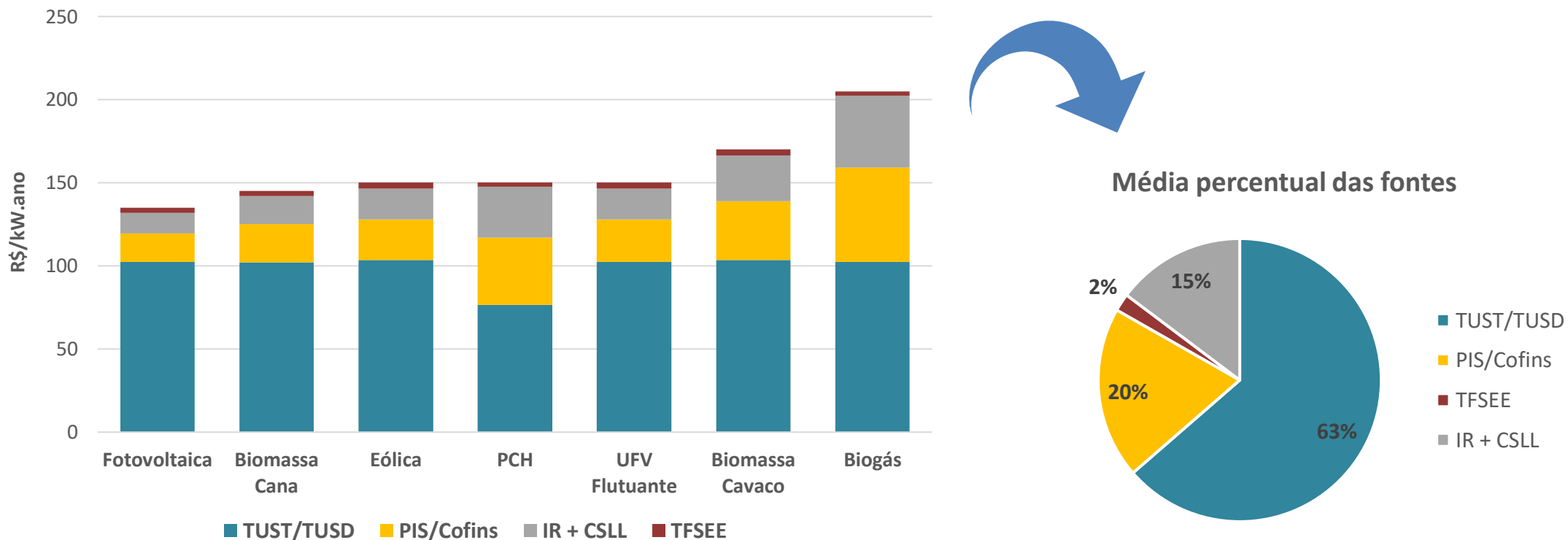


Tipo de Oferta	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]			O&M [R\$/kW/ano]		
	PDE 2030	PDE 2031	Variação [%]	PDE 2031	PDE 2030	Variação [%]
Armazenamento – Baterias	7.350	6.200	- 15,6	70	60	- 14,3
Biomassa - Bagaço de Cana	4.000	3.000 – 5.000	-	90	90	0
Biogás – Resíduo sucroenergético	7.500	8.000	+ 6,7	500	480	- 4,0
RSU – Incineração	19.600	23.000	+ 17,3	600	920	+ 53,3
Carvão Nacional	9.800	10.300	+ 5,1	160	160	0
Eólica <i>Offshore</i>	12.250	10.300	- 15,9	490	360	- 26,5
Eólica <i>Onshore</i>	4.500	3.800 – 5.000	-	90	90	0
Solar Fotovoltaica	4.000	2.800 – 4.500	-	50	50	0
GNL – Ciclo Combinado	4.100	4.300	+ 4,9	160	160	0
Gás Natural - Ciclo Simples	3.400	3.600	+ 5,9	80	80	0
Gás Nacional – Ciclo Combinado	5.100	5.300	+ 3,9	150	150	0
Nuclear	24.500	25.800	+ 5,3	490	520	+ 6,1
PCH	5.000 – 10.000	6.000 – 11.000	-	90	90	0

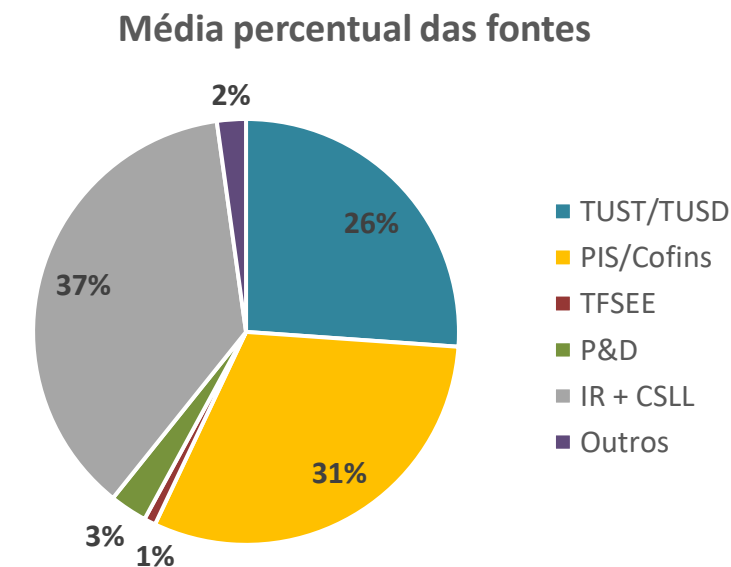
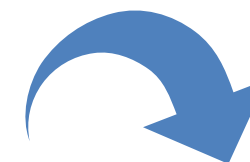
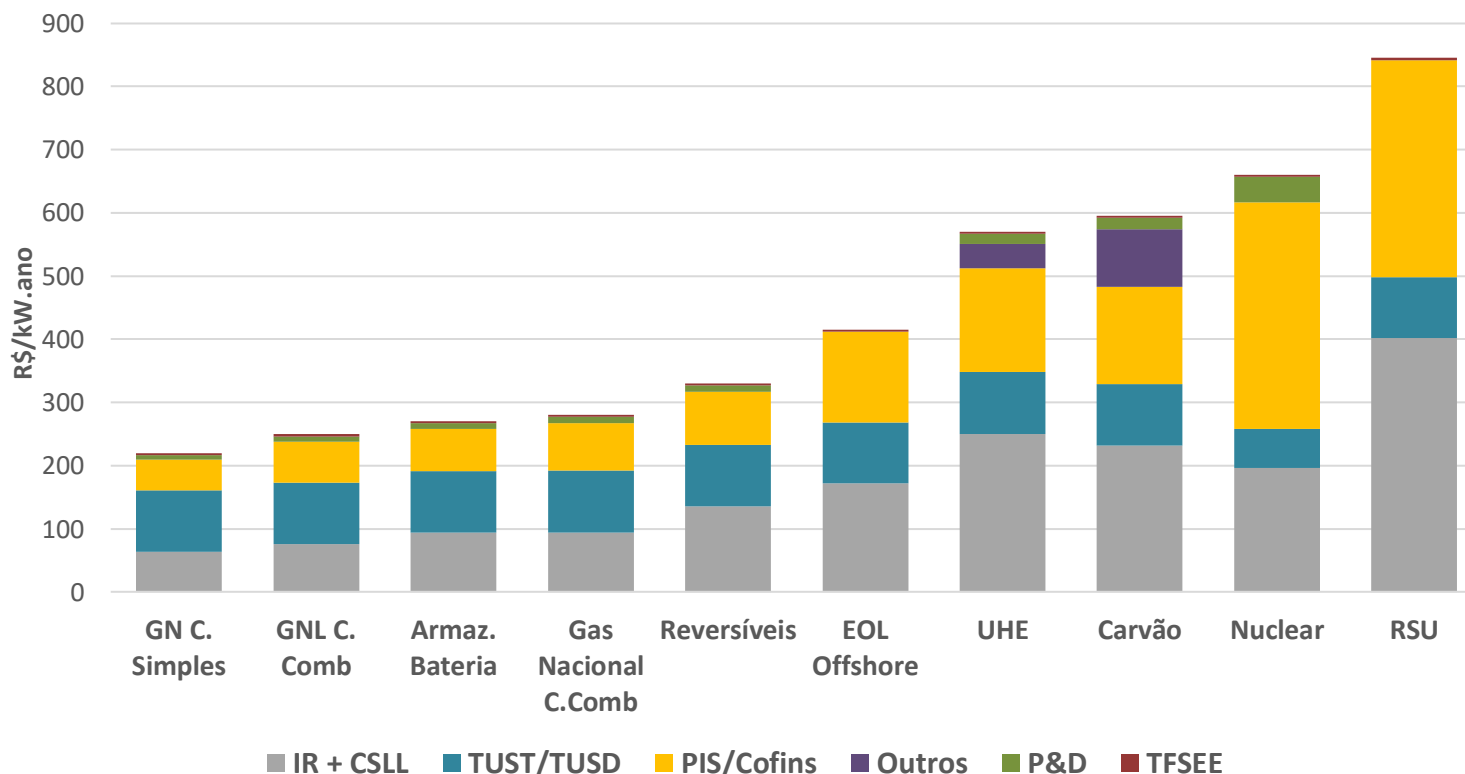
- As fontes que não apresentaram variação em relação aos valores do PDE 2030 e as usinas hidrelétricas, que tem custos estimados individualizados, não foram inseridas nessa tabela comparativa.
- Taxas de câmbio utilizada no PDE 2030: R\$ 4,90/US\$

Os valores de encargos e tributos considerados como parâmetros para cada fonte energética estão estratificados nos gráficos a seguir, dispostos por tipo de fonte:

- Na maioria das fontes renováveis<sup>(13)</sup> observa-se que a parcela mais significativa é referente a Tarifa de uso do sistema de distribuição ou transmissão (TUSD ou TUST). Na média, essa parcela corresponde a 63% do valor total de encargos e tributos.
- Para essas fontes, é considerado o regime de incidência cumulativa (lucro presumido).



- Para fontes termelétricas despacháveis, tecnologias de armazenamento de energia e novas tecnologias, como Eólica Offshore e RSU, foi adotado para cálculo o regime de incidência não cumulativa (lucro real).
- Verifica-se que a maior parcela é referente ao Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IR + CSLL) que, em média, correspondem a 37% do valor total de encargos e tributos dessas fontes.
- Foram adicionados no cálculo os valores de P&D e outros encargos, como CFURH e UBP, para as usinas hidrelétricas, e incremento no custo de capital de terceiros (diante de restrições de financiamento), para usinas a carvão.



As metodologias de cálculo do CVU adotadas no estudo do PDE encontram-se detalhadas na Nota Técnica “Metodologia e Cálculo CME – 2019” ([EPE-DEE-NT-057/2019-r0](#)), de setembro de 2019, e na Portaria do MME nº 42, de março de 2007.

- Para o cálculo do CVU das usinas termelétricas a gás natural, foram analisados valores atualizados de índices como *Brent* e *Henry Hub*, de preços de gás no mercado internacional, e informações disponíveis em relatórios internacionais, além de contatos realizados com agentes do mercado, que resultaram nos dados da tabela abaixo.

Tipo de Oferta	Inflexibilidade Operativa	Preço do gás na UTE [US\$/MMBTU]	CVU [R\$/MWh]
GNL – Ciclo Combinado	0% (100% Flex)	7,9	385
	30% (sazonal)	6,0	303
GN Ciclo Simples	0% (100% Flex)	10,0	600
Gás Natural	30% (flat)	5,0	259
	100% (flat)	4,0	215

#### Premissas utilizadas:

- Custo de combustível e Taxa de câmbio: 2,49 US\$/MMBTU (Preço do Henry Hub, Ref.2021) e 5,20 R\$/US\$ (Câmbio de Referência)
- Encargos e Impostos: PIS (1,65%); COFINS (7,6%); P&D (1,0%); ICMS (12,0%)
- Custo de O&M variável e Perdas: 7 US\$/MWh (O&M Variável) e 4,5% (Perdas da RB + Consumo Interno)

- Já na estimativa do CVU das outras usinas indicativas termelétricas despacháveis foram avaliados dados de projetos nacionais, assim como referências internacionais.

Tipo de Oferta	CVU [R\$/MWh]
Biomassa – Cavaco de Madeira	200
Carvão Nacional	130
Nuclear	47



Para mais detalhes sobre metodologia de cálculo do CVU, acesse o [Caderno de Parâmetros de Custos do PDE 2030](#)

- **Repotenciação e Modernização de usinas hidrelétricas:** As estimativas de custo tiveram como base informações de instituições internacionais, dados públicos e de projetos de viabilidade de R&M. Foram adotados 2 patamares de custos para as usinas hidrelétricas relacionadas, ao invés de custos individualizados:

Faixa	CAPEX Referência [R\$/kW]	O&M [R\$/kW.ano]
1	1.150	50
2	2.250	50

- **Retrofit de usinas termelétricas:** É utilizado como referência o valor de 40% do CAPEX de uma usina termelétrica nova para o custo relativo a possível realização de *retrofit* de usinas existentes em fim de contrato (comercialização de energia). Ainda é considerado um custo variável similar ao adotado para usinas termelétricas a GNL com operação totalmente flexível.
- **Resposta da Demanda:** Para esse tipo de recurso, foram estipuladas três faixas de preço, representando três tipos de setores industriais:

Setor	Custo Fixo [R\$/kW.ano]	Custo variável [R\$/MWh]
A	47,65	464,30
B	150,92	1.182,33
C	39,26	1.024,01

# Custos de Transmissão

Estimativas de Custos de Expansão  
de Transmissão entre Subsistemas



## Taxa de Desconto

Foi estabelecida **8% a.a.**, em termos reais, tendo como referência Metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), adotando as seguintes premissas:

### Composição do Financiamento:

- ✓ 70% capital próprio
- ✓ 30% capital de terceiros

Impostos (IRP e CSSL), lucro real: 34%



## Encargos

Considerou-se os efeitos dos seguintes encargos aplicáveis aos empreendimentos de transmissão:

- TFSEE: 0,4%
- P&D ANEEL: 1,0%



## Juros Durante a Construção

Considerando:

- desembolsos iguais durante a construção (1/5);
- Prazo de 60 meses para a construção.



## Vida Útil Econômica

Considerando:

- Prazo contratual de 30 anos a partir da assinatura do contrato de concessão, considerando recebimento de receita partir do ano de entrada em operação.



**As Premissas utilizadas estão aderentes com o método de cálculo da  $RAP_{TETO}$  realizado pela ANEEL para os leilões de transmissão.**

- 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 unitários, em R\$/kW, calculados com base nos investimentos associados aos empreendimentos de transmissão comumente adotados para os grandes troncos de interligação, variando o tipo de solução (CA ou CC) conforme as distâncias médias entre cada subsistema:



As interligações **N-SE** e **N-S** pressupõem linhas longas em **corrente contínua** (**1.500 a 2.500 km**), para expansões de grandes blocos (cerca de **4.000 MW**);



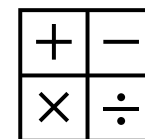
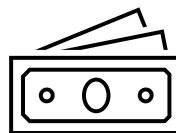
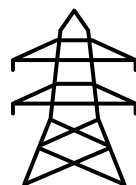
Os elos **NE-SE** e **N-NE** referem-se a expansões em **corrente alternada**, da ordem de **800 a 1.000 km**, em blocos de **1.000 a 1.200 MW**;



O elo **SE-S** considera expansões em corrente alternada, com extensões **inferiores a 800 km**, em blocos de **1.000 a 1.200 MW**.



- Com base nas premissas utilizadas para os cálculos do **Custo Anual** da transmissão, harmonizadas com a metodologia de cálculo da RAP-Teto dos leilões de transmissão, obtém-se uma relação entre o **Custo Anual** e o **Investimento** correspondente a **13%**. Esse fator é aplicado ao investimento, em R\$/kW, associado a cada tronco de interligação.



Interligação	Vida útil Econômica (anos)	Investimento (R\$/kW)	Custo Anual/Investimento	Custo (R\$/kW/Mês)
N-SE, N-S	25	1.750	13%	<b>18,96</b>
NE-SE, N-NE	25	1.700	13%	<b>18,42</b>
SE-S	25	1.400	13%	<b>15,17</b>



[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

**Diretor**

Erik Eduardo Rego

**Coordenação Técnica**

Bernardo Folly de Aguiar

Thiago Ivanoski Teixeira

Thiago de F. R. Dourado Martins

**Equipe Técnica**

Daniel José Tavares de Souza

Diego Pinheiro de Almeida

Fernanda Fidelis Paschoalino

Glaysson de Mello Muller

Mariana de Queiroz Andrade

Renata de Azevedo Moreira da Silva

Renato Haddad Simões Machado



**EPE - Empresa de Pesquisa Energética**

Praça Pio X, nº 54

20091-040

Centro - Rio de Janeiro

