

PDE 2035

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Parâmetros de Custos Geração e Transmissão

Novembro de 2025



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



FICHA TÉCNICA

PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Energia Elétrica

João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Gustavo Cerqueira Ataíde

www.mme.gov.br

Composição dos cargos em 10 de novembro de 2025

Rio de Janeiro, 2025

Imagem da capa: Canva.



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

www.epe.gov.br



FICHA TÉCNICA

PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Coordenação Executiva

Gustavo Pires da Ponte

Caio Monteiro Leocadio

Thiago de Faria R. Dourado Martins

Marcos Vinicius G. da Silva Farinha

Coordenação Técnica

Mariana de Queiroz Andrade

Thaís Pacheco Teixeira

Autores

Superintendência de Geração de Energia

Fernanda Fidelis Paschoalino

Jaine Venceslau Isensee

Nathália Tavares

Rafael Pereira Coelho

Renato Haddad Simões Machado

Superintendência de Transmissão de Energia

Tiago Campos Rizzotto



PDE 2035

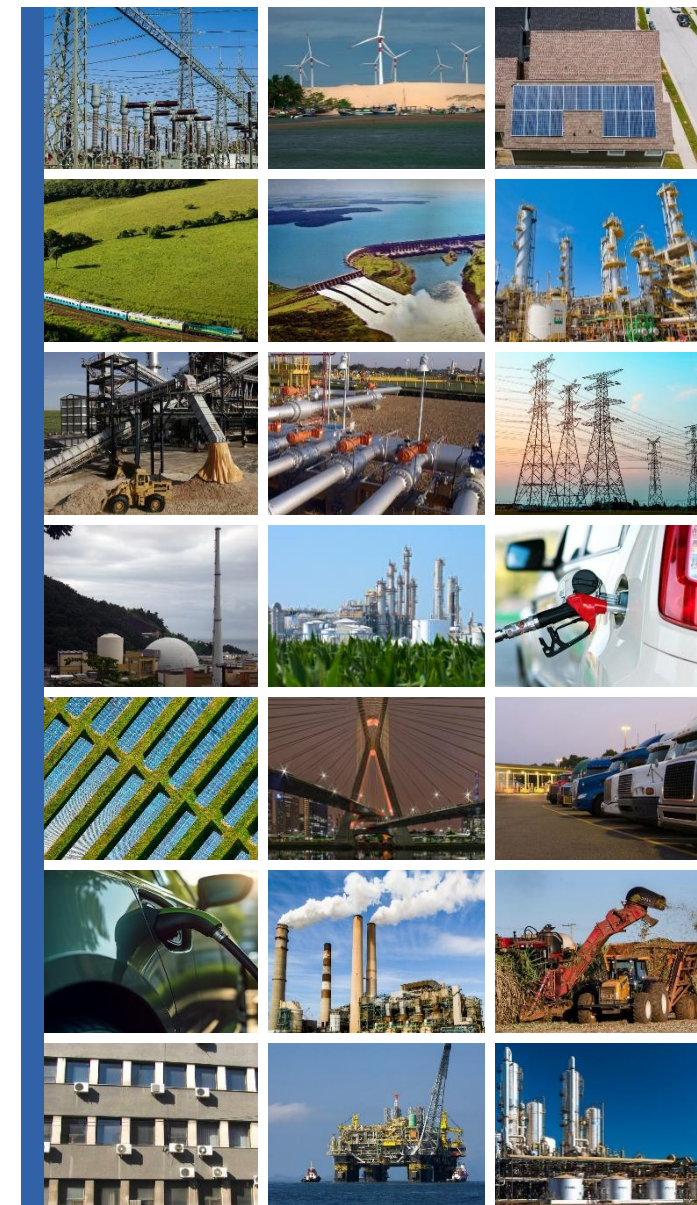
Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão

Valor Público

Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) orientam a formulação de políticas públicas, ajudam a guiar as decisões de diversas partes interessadas, como governos, empresas e a sociedade civil, e contribuem para a segurança energética do País.

O Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão apresenta detalhadamente as estimativas de custos das fontes de geração consideradas como oferta para a expansão de energia elétrica nos estudos do PDE, assim como os custos referenciais de expansão das interligações entre os subsistemas.

Esse documento tem como objetivo dar transparência e publicidade aos dados de entrada utilizados no Modelo de Decisão de Investimento (MDI), reduzindo a assimetria de informação entre os agentes.



AVISOS

Esta publicação contém projeções acerca de eventos futuros que refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (PDE 2035). Tais projeções envolvem uma ampla gama de riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos e, portanto, os dados, as análises e quaisquer informações contidas neste documento não são garantia de realizações e acontecimentos futuros.

Este documento possui caráter informativo, sendo destinado a subsidiar o planejamento do setor energético nacional.

A EPE se exime de responsabilidade por quaisquer ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por qualquer pessoa física ou jurídica com base nas informações contidas neste documento.

- **Custo de geração por tipo de fonte**
 - Informações e premissas adotadas
 - Mudanças e novidades em relação ao PDE 2034
 - Parâmetros econômicos por tipo de oferta
 - Estratificação das taxas, encargos e impostos
 - Custos Variáveis Unitários das usinas termelétricas (CVU)
 - Repotenciação de UHE, *retrofit* de UTE e RD
- **Custos de transmissão**
 - Premissas utilizadas – Custos da transmissão
 - Estimativas de custos de expansão da transmissão

Custo de geração por tipo de fonte

PDE 2035 | Informações e premissas adotadas

| Componentes dos custos considerados das fontes de geração | Investimentos (CAPEX) | Operação e Manutenção (O&M) | Custo Variável Unitário (CVU) |
|---|---|---|--|
| | <ul style="list-style-type: none">Desembolsos, diretos e indiretos, relacionados a equipamentos, obras civis, conexão, meio-ambiente e outros.Valores não consideram juros durante a construção (JDC). | <ul style="list-style-type: none">Gastos fixos e variáveis ligados a operação e manutenção da usina.Exceto para custos de O&M variável de usinas termelétricas despacháveis centralizadamente. | <ul style="list-style-type: none">Custo do combustível (C_{comb})+Custo de O&M variável ($C_{O\&M}$) |

- As estimativas de custos são baseadas em informações de amostras nacionais (como dados de empreendimentos participantes em leilões de geração de energia) e de referências internacionais.
- Os valores de **CAPEX** referentes às **usinas hidrelétricas** são definidos de forma individualizada por projeto.
- Os **Juros durante a construção (JDC)**, utilizados no MDI, são calculados considerando os cronogramas físico-financeiros de cada fonte.
- Dados de **vida útil econômica** são avaliados a partir da vida útil dos equipamentos e prazos contratuais estabelecidos para cada fonte nos leilões de energia, sendo uma referência para fins de planejamento. A durabilidade física e o desempenho efetivo dos ativos podem variar conforme o perfil de operação e condições de uso.
- Nas estimativas de taxas, encargos e impostos não foram incorporados efeitos da reforma tributária, dado que ainda há definições a serem feitas sobre o tema.

| Premissas utilizadas | Taxa de desconto | Taxas, Encargos e Impostos | <ul style="list-style-type: none">Data base: Dezembro de 2024Taxa de câmbio: R\$ 6,10/USD |
|----------------------|---|--|--|
| | <p>8% a.a. (em termos reais)</p> <p>Referência: Metodologia WACC (<i>Weighted Average Cost of Capital</i>)</p> <p>Premissas ¹: Estrutura de Capital: 40% capital próprio e 60% capital de terceiros; Custo de capital próprio: 12% a.a. e Custo de capital de Terceiros: 8% a.a. (IRPJ e CSSL: 34%).</p> | <p>PIS / COFINS: 3,65% / 9,25% ²</p> <p>IR: 25% / CSLL: 9,0%</p> <p>P&D: 1,0% / CFURH: 7,0%</p> <p>UBP: de 0,5% a 1,0% ³</p> <p>TFSEE e TUSD/TUST ⁴</p> | |

¹ Estimativas com base em informações do mercado.

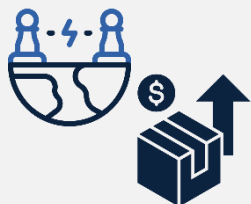
² De acordo com o regime adotado (cumulativo ou não cumulativo)

³ Somente para empreendimentos hidrelétricos.

⁴ Conforme legislação vigente.

PDE 2035 | Mudanças e novidades em relação ao PDE 2034

O estudo deste ano teve as principais atualizações abaixo:



Os dados de **CAPEX, O&M e combustíveis das fontes de geração foram atualizados** considerando eventos recentes que impactaram os custos médios globais. Entre os principais fatores que influenciaram esses custos estão as variações cambiais da moeda nacional em relação às moedas estrangeiras, o aumento dos preços das commodities, o encarecimento logístico em determinadas cadeias de suprimento, questões geopolíticas, entre outros.



A tecnologia de armazenamento de energia em Baterias e as fontes de geração eólica, solar fotovoltaica, biomassa a bagaço de cana e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) foram **representadas em diferentes níveis de estimativa de custo de investimento**, trazendo uma análise mais robusta para possíveis cenários de expansão. Além disso, as estimativas de custos de repotenciação e modernização de UHE foram atualizados com base nos dados nacionais mais recentes.



Foram **inseridas novas tecnologias** na cesta de ofertas para expansão de energia, com destaque para as usinas termelétricas a biocombustíveis e tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS) associada a usinas termelétricas movidas a biomassa, carvão nacional e gás natural.



Os modelos de negócio aplicáveis à **fonte termelétrica a gás natural** foram estruturados considerando três diferentes configurações operacionais, gerando distintos níveis de CVU, sendo um deles com 100% flexível, outro com inflexibilidade de 70% (regime sazonal), e o último tendo uma inflexibilidade de 100%, operando em regime flat.



Para maiores informações ou consulta, acesse o [Caderno de Preços da Geração 2021](#)

PDE 2035 | 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) | O&M (R\$/kW.ano) | Taxas, Encargos e Impostos (R\$/kW.ano) | Tempo médio de desembolso (meses) |
|---|----------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|------------------|---|-----------------------------------|
| Armazenamento – Baterias ⁵ | 20 | 5.000 a 9.000 | 5.000 | 130 | 240 | 12 |
| | | | 5.500 | 140 | 250 | |
| | | | 6.000 | 160 | 260 | |
| Armazenamento – Usinas Reversíveis ⁶ | 30 | 6.000 a 15.000 | 9.100 | 90 | 410 | 36 |
| Biocombustível | 20 | 3.000 a 5.000 | 3.500 | 150 | 200 | 36 |
| Biogás - Resíduos Agroindustriais ⁷ | 20 | 8.000 a 16.000 | 14.000 | 600 | 250 | 24 |
| Biomassa - Bagaço de Cana | 20 | 3.000 a 7.000 | 3.500 | 100 | 130 | 24 |
| | | | 4.500 | 100 | 140 | |
| | | | 6.000 | 100 | 150 | |
| Biomassa - Cavaco de Madeira | 20 | 5.500 a 8.500 | 7.500 | 160 | 170 | 36 |
| Biomassa + CCS (BECCS) | 20 | 25.000 a 30.000 | 27.800 | 980 | 1000 | 36 |

⁵ Referência: Sistemas com baterias de íon lítio (BESS) para operação estimada de 4 horas.

⁶ Referência: Planta com capacidade instalada média de 1000 MW e duração de 10h.

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

PDE 2035 | 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) | O&M (R\$/kW.ano) | Taxas, Encargos e Impostos (R\$/kW.ano) | Tempo médio de desembolso (meses) |
|------------------------|----------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|------------------|---|-----------------------------------|
| Carvão Nacional | 25 | 9.000 a 17.000 | 15.000 | 300 | 900 | 48 |
| Carvão Nacional + CCS | 25 | 28.000 a 35.000 | 32.000 | 800 | 1.700 | 48 |
| Eólica Onshore | 20 | 4.500 a 8.000 | 5.000 | 110 | 150 | 24 |
| | | | 5.500 | 110 | 150 | |
| | | | 6.200 | 110 | 160 | |
| | | | 7.000 | 110 | 160 | |
| Eólica Offshore | 20 | 10.500 a 25.000 | 18.000 | 400 | 630 | 36 |
| Solar Fotovoltaica | 25 | 3.000 a 6.000 | 3.000 | 60 | 120 | 12 |
| | | | 3.500 | 60 | 130 | |
| | | | 4.500 | 60 | 130 | |
| | | | 5.500 | 60 | 140 | |
| Fotovoltaica Flutuante | 25 | 4.000 a 8.500 | 6.800 | 80 | 150 | 12 |

PDE 2035 | 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) | O&M (R\$/kW.ano) | Taxas, Encargos e Impostos (R\$/kW.ano) | Tempo médio de desembolso (meses) |
|---|----------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|------------------|---|-----------------------------------|
| Gás Natural - 100% Flexível | 20 | 3.000 a 5.000 | 4.500 | 190 | 240 | 24 |
| Gás Natural - 70% Inflexível (sazonal) | 20 | 3.500 a 7.000 | 5.500 | 850 | 350 | 36 |
| Gás Natural - 100% Inflexível (flat) | 20 | 3.500 a 9.000 | 7.600 | 180 | 340 | 36 |
| Gás Natural + CCS | 20 | 17.000 a 20.000 | 18.500 | 400 | 690 | 36 |
| Nuclear | 30 | 30.000 a 50.000 | 35.000 | 760 | 820 | 60 |
| PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas | 30 | 6.000 a 14.000 | 7.000 | 60 | 130 | 30 |
| | | | 9.000 | 60 | 150 | |
| | | | 12.000 | 60 | 170 | |
| RSU – Incineração⁸ | 20 | 20.000 a 36.000 | 30.000 | 1.400 | 1.080 | 36 |

⁸ Referência: Incineração de Resíduos Sólidos Urbanos.

PDE 2035 | Parâmetros econômicos por tipo de oferta

Na tabela abaixo são apresentados os parâmetros de custos, descritos nas tabelas anteriores, **convertidos para dólar**:

| Tipo de Oferta | CAPEX Referência (US\$/kW) | O&M (US\$/kW-yr) |
|--|----------------------------|------------------|
| Armazenamento - Baterias | 820 a 980 | 20 a 30 |
| Armazenamento - Reversível | 1.500 | 15 |
| Biocombustível | 570 | 25 |
| Biogás - Resíduos Agroindustriais | 2.300 | 100 |
| Biomassa - Bagaço de Cana | 570 a 980 | 15 |
| Biomassa - Cavaco de Madeira | 1.200 | 25 |
| Biomassa + CCS (BECCS) | 4.600 | 160 |
| Carvão Nacional | 2.500 | 50 |
| Carvão Nacional + CCS | 5.200 | 130 |
| Eólica Onshore | 820 a 1.200 | 20 |
| Eólica Offshore | 3.000 | 65 |
| Solar Fotovoltaica | 490 a 900 | 10 |
| Fotovoltaica Flutuante | 1.100 | 15 |
| Gás Natural | 750 a 1.200 | 30 a 140 |
| Gás Natural + CCS | 3.000 | 70 |
| Nuclear | 5.700 | 125 |
| PCH | 1.100 a 2.000 | 10 |
| RSU - Incineração | 5.000 | 230 |

PDE 2035 | Parâmetros econômicos por tipo de oferta

Parâmetros Econômicos individualizados das **Usinas Hidrelétricas** consideradas no estudo:

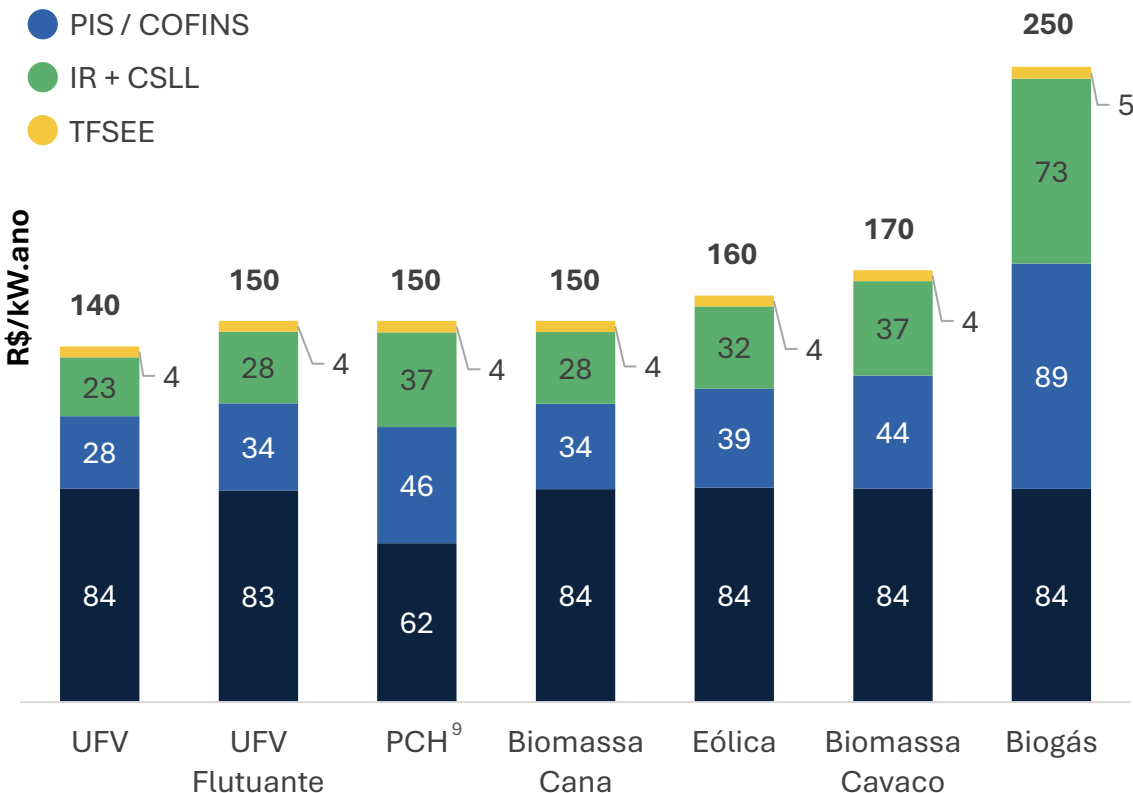
| UHE | Potência (MW) | CAPEX Referência, sem JDC (R\$/kW) | O&M (R\$/kW.ano) | Taxas, Encargos e Impostos (R\$/kW.ano) |
|----------------|---------------|---------------------------------------|---------------------|---|
| Apertados | 139,0 | 13.438 | 50 | 650 |
| Bem Querer | 650,0 | 12.919 | 50 | 650 |
| Ercilândia | 87,1 | 16.901 | 50 | 750 |
| Formoso | 342,0 | 16.139 | 50 | 750 |
| Iraí | 381,0 | 14.648 | 50 | 750 |
| Itapiranga | 724,6 | 12.677 | 50 | 650 |
| Jatobá | 1.650,0 | 12.686 | 50 | 650 |
| Mirador | 80,0 | 12.086 | 30 | 550 |
| Tabajara | 400,0 | 14.016 | 50 | 750 |
| Telêmaco Borba | 118,0 | 11.700 | 30 | 550 |
| Urucupatá | 291,5 | 12.403 | 50 | 650 |

PDE 2035 | Estratificação das taxas, encargos e impostos

Estratificação do valores de taxas, encargos e impostos

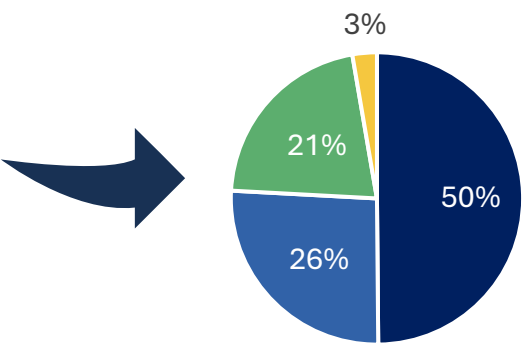
Regime tributário – Lucro Presumido

- TUST / TUSD
- PIS / COFINS
- IR + CSLL
- TFSEE



A composição dos valores de taxas, encargos e impostos considerados como parâmetros para cada fonte energética estão estratificados nos gráficos e divididos por tipo de regime de tributação:

- Na maioria das fontes renováveis¹⁰, o regime considerado é **lucro presumido**, no qual o cálculo dos impostos é baseado em uma presunção de lucro.
- Nessas fontes, observa-se que a parcela mais significativa é referente a Tarifa de uso do sistema de distribuição ou transmissão (TUSD ou TUST). Em média, essa parcela corresponde a **50% do valor total** de taxas, encargos e tributos.



Valores percentuais médios
Regime tributário – Lucro Presumido

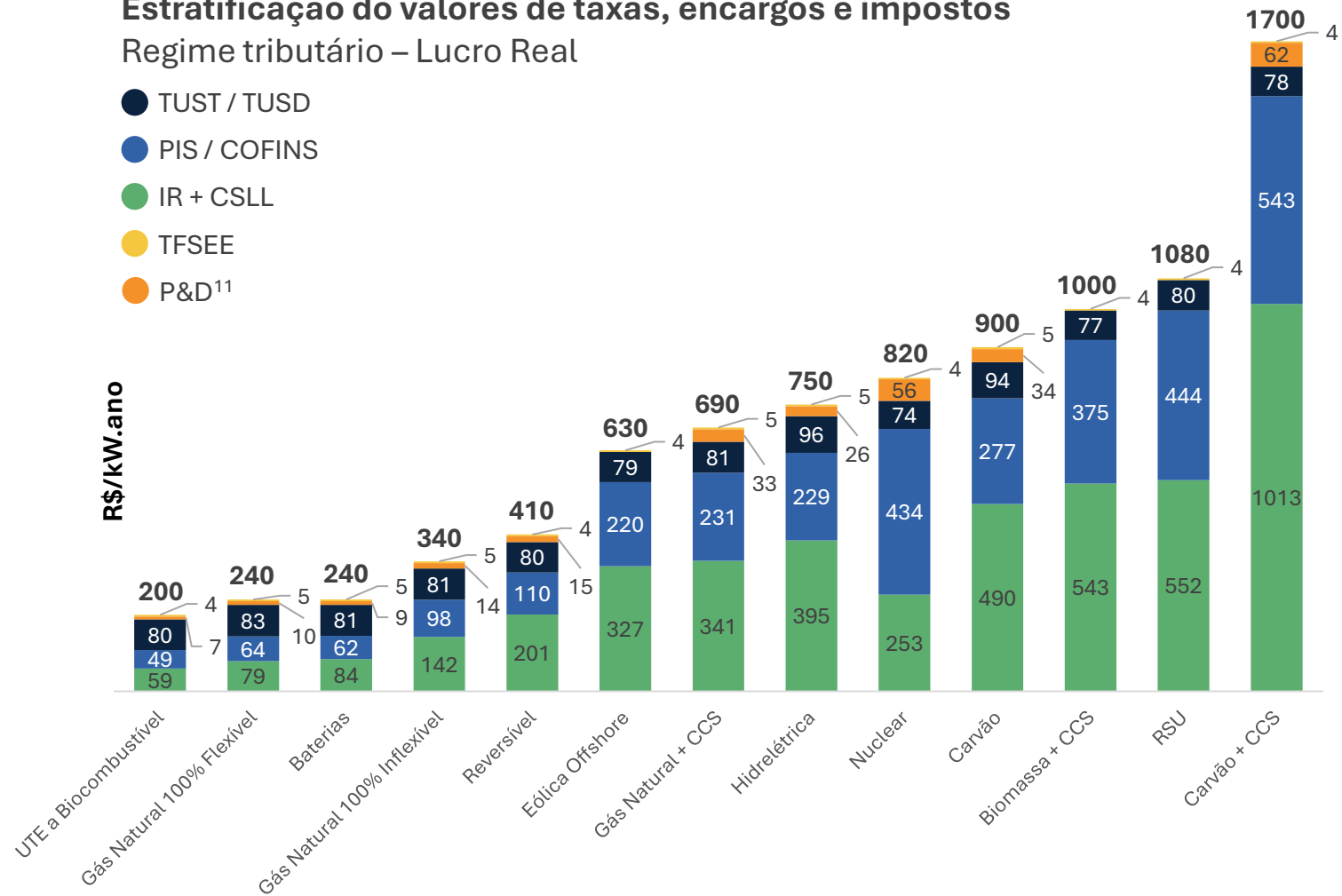
⁹ Conforme legislação vigente, foi considerado desconto no valor da TUST/TUSD apenas para a fonte PCH.
¹⁰ Para o cálculo das fontes com diversos níveis de custos (faixas de valores), foi utilizado o nível considerado mais significativo para o recurso.

PDE 2035 | Estratificação das taxas, encargos e impostos

Estratificação do valores de taxas, encargos e impostos

Regime tributário – Lucro Real

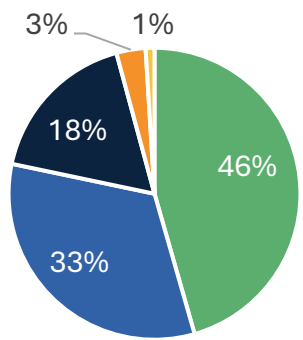
- TUST / TUSD
- PIS / COFINS
- IR + CSLL
- TFSEE
- P&D¹¹



- Para fontes termelétricas despacháveis (inclusive as com CCS) e tecnologias de armazenamento de energia é adotado para cálculo o regime de **lucro real**, que é definido de acordo com o lucro anual da empresa/projeto.
- Verifica-se que a maior parcela é referente ao Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IR + CSLL) que, em média, corresponde a **46% do valor total** de taxas, encargos e tributos.

Valores percentuais médios

Regime tributário – Lucro Real



¹¹ P&D não aplicável para fontes exclusivamente renováveis (eólica, solar, biomassa, PCH e cogeração qualificada).

PDE 2035 | Custos Variáveis Unitários das usinas termelétricas (CVU)

As metodologias de cálculo do CVU adotadas no estudo do PDE encontram-se detalhadas na [Nota Técnica Metodologia e Cálculo CME, 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 de preços de gás no mercado internacional, como Brent e Henry Hub, e informações disponíveis em relatórios internacionais, além de contatos realizados com agentes do mercado, que resultaram nos dados da tabela abaixo.

| Tipo de Oferta | Preço do gás na UTE (US\$/MMBtu) | CVU (R\$/MWh) |
|-------------------------------|----------------------------------|---------------|
| Gás Natural – 100% Flexível | 13,0 | 1.000 |
| Gás Natural – 70% Inflexível | 8,0 | 490 |
| Gás Natural – 100% Inflexível | 7,0 | 430 |
| Gás Natural com CCS | 7,0 | 430 |

Premissas utilizadas:

- Custo de combustível: 12 US\$/MMBtu (Preço JKM, Ref.2024)
- Encargos e Impostos: PIS (1,65%); COFINS (7,6%); P&D (1,0%) e ICMS (17,0%)
- Custo de O&M variável: 7 US\$/MWh (O&M Variável)
- Perdas: 4,5% (Consumo Interno + perdas da rede básica)

- As estimativas de CVU das demais usinas termelétricas indicativas e despacháveis foram obtidas a partir da análise de dados de projetos nacionais, complementada por referências internacionais. Os valores estão apresentados na tabela a seguir:

| Tipo de Oferta | CVU (R\$/MWh) |
|------------------------------|---------------|
| Biocombustível | 2.050 |
| Biomassa – Cavaco de Madeira | 250 |
| Carvão Nacional | 180 |
| Carvão Nacional com CCS | 180 |
| Nuclear | 60 |



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 foram atualizadas com base nos dados nacionais mais recentes**, além de informações de instituições internacionais, dados públicos e projetos de viabilidade de R&M.
- Foram mantidos os **3 patamares de custos** para as usinas hidrelétricas relacionadas, ao invés de custos individualizados:

| Faixa | CAPEX Referência (R\$/kW) | O&M (R\$/kW.ano) |
|-------|------------------------------|---------------------|
| 1 | 2.000 | 30 |
| 2 | 3.500 | 30 |
| 3 | 5.000 | 30 |

Retrofit de usinas termelétricas:

- O valor de **40% do CAPEX** de uma usina termelétrica nova é utilizado como referência para o custo relativo a possível realização de *retrofit* de usinas existentes em fim de contrato (comercialização de energia).
- Também é considerado o custo de O&M similar ao adotado para os projetos da oferta indicativa das fontes termelétrica a gás natural e carvão.

Resposta da Demanda:

- Foram mantidas as estimativas de custos dos dois tipos de setores industriais, com e sem geração própria.

| Setor | Custo fixo (R\$/kW.ano) | Custo variável (R\$/MWh) |
|---------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Sem Geração Própria | 209,82 | 716,80 |
| Com Geração Própria | 182,15 | 716,80 |

Custo de transmissão

PDE 2035 | Premissas utilizadas – Custos da transmissão

Taxa de Desconto

Foi mantida a taxa de **8% a.a.** (0,643 % a.m.) 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%.

Taxas e 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 de 20% por ano durante a construção; e
- 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.

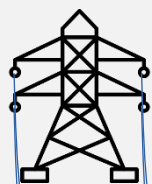


As Premissas utilizadas estão aderentes com o método de cálculo da RAP_{Teto} realizado pela ANEEL para os leilões de transmissão.

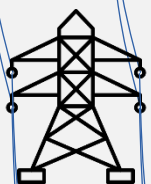
PDE 2035 | Estimativas de custos de expansão da transmissão

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.

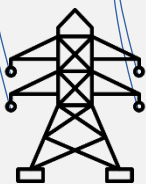
As referências utilizadas para cálculo dos valores unitários de cada expansão são listados abaixo:



As interligações **N-SE, NE-SE, NE-S** pressupõem longas linhas de transmissão em **corrente contínua** (1.500 a 3.000 km), para expansões de grandes blocos (entre 3.000 e 5.000 MW);



Os elos **N-NE, AC/RO-SE e Man-N** referem-se a expansões em **corrente alternada**, da ordem de 1.000 a 1.300 km, que agregam capacidade aproximada de 1.000 MW;



O elo **S-SE** considera expansão em **corrente alternada**, com extensão da ordem de 1.000 km, que agrega capacidade aproximada de 1.000 MW.

PDE 2035 | Estimativas de custos de expansão da transmissão

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) |
|------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------|
| Manaus – Norte | 25 | 3.550 | 13,0% | 38,46 |
| Norte – Sudeste | 25 | 5.500 | 13,0% | 59,58 |
| Norte – Nordeste | 25 | 3.700 | 13,0% | 40,08 |
| Nordeste – Sudeste | 25 | 5.433 | 13,0% | 58,86 |
| Nordeste – Sul | 25 | 6.600 | 13,0% | 71,50 |
| Sul – Sudeste | 25 | 3.130 | 13,0% | 33,91 |
| Acre/Rondônia – Centro-Oeste | 25 | 2.750 | 13,0% | 29,79 |

PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



AGRADECIMENTOS

As imagens utilizadas na capa deste caderno foram obtidas da ferramenta Canva.

Os ícones utilizados neste caderno foram obtidos em www.flaticon.com. Agradecimentos especificamente aos autores [Flat Icons](#), [Freepik](#), [dwicon](#), [Parzival' 1997](#), [mnauliady](#), [Ehtisham Abid](#), [Iconixar](#), [wanicon](#), [itim2101](#) e [Animal Welfare](#).



CONHEÇA OS CADERNOS DE ESTUDOS DO PDE 2035



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Premissas Demográficas e Econômicas



Demanda de Energia e Eficiência Energética



Demanda Energética do Setor de Transportes



Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural



Preços Internacionais do Petróleo e seus Derivados



Gás Natural



Abastecimento de Derivados de Petróleo



Oferta de Biocombustíveis



[Clique aqui](#) e acesse a página
do PDE 2035 no site da EPE

CONHEÇA OS CADERNOS DE ESTUDOS DO PDE 2035



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



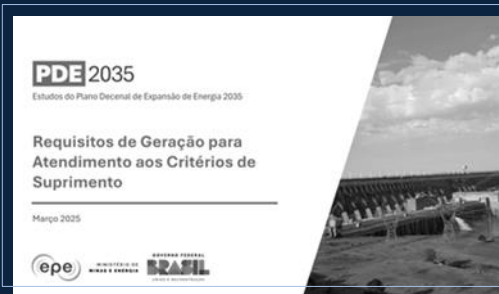
Demanda de Eletricidade



Eletromobilidade: Transporte Rodoviário



Requisitos de Geração para Atendimentos aos Critérios de Suprimento



Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor



Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão



Transmissão de Energia



Meio Ambiente e Energia



Consolidação de Resultados



[Clique aqui](#) e acesse a página do PDE 2035 no site da EPE

PDE 2035

Clique [aqui](#) e acesse todos os estudos do PDE 2035



Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

