ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2018

Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Wellington Moreira Franco
Secretário Executivo
Marcio Felix Carvalho Bezerra
Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Eduardo Azevedo Rodrigues
Secretário de Energia Elétrica
Wilson Grudtner
Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
João Vicente de Carvalho Vieira
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 - 2018

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
Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amilcar 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
Reive Barros dos Santos
Amilcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva
Jorge Trinkenreich
Patricia Costa Gonzalez de Nunes
Bernardo Folly de Aguiar
José Marcos Bressane

Equipe Técnica
Dan Abensur Gandelman
Saulo Ribeiro Silva
Hermes Trigo da Silva
Renato Haddad Simões Machado
Thiago Ivanoski Teixeira
Caio Monteiro Leocadio
Maria Regina Toledo
Daniel José Tavares de Souza

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-55/2018 – r0
Data: 10 de Agosto de 2018

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	10/08/2018	Publicação Original

SUMÁRIO

1 APRESENTAÇÃO 6
2 O CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO 6
2.1 O Modelo de Investimento 7
2.2 O Custo Marginal de Expansão 8
3 RESULTADOS DE CME 10
3.1 CME de Expansão 10
4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 11
APÊNDICE A 12

1 Apresentação

A presente Nota Técnica (NT) traz a metodologia e cálculo do Custo Marginal de Expansão (CME) do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) obtida a partir do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) utilizado na elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2027).

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).

Esta nota focará no cálculo do CME do sistema elétrico brasileiro obtido através dos estudos desenvolvidos na EPE durante a elaboração do PDE 2027.

2 O Custo Marginal de Expansão

O custo marginal de expansão é o custo associado ao atendimento de uma demanda adicional de energia no problema de expansão, que tem como objetivo otimizar a evolução do parque gerador. Tal otimização pode se dar por diversos critérios. O Modelo de Decisão de Investimento (MDI) da EPE, baseado na tese de doutorado de Dan Abensur Gandelman [4], utiliza a minimização do valor esperado do custo total de expansão, que é composto pelo custo de operação somado ao custo de investimento.

2.1 O Modelo de Investimento



Figura 1 – O Modelo de Investimento

O MDI resolve um problema de otimização (programação linear 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:

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

Atendimento de Capacidade: É preciso garantir que no momento de pico de carga, dentro do mês, o sistema seja capaz de suportar tal demanda máxima instantânea. Além disso, é adicionado um percentual sobre esta demanda, à título de reserva operativa.

O atendimento à demanda máxima também deverá ser respeitado para cada cenário hidrológico, subsistema e período. A diferença é o alto custo de atendimento via déficit, visando evitar a ocorrência de déficits significativos.

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

Disponibilidade de Fontes e Projetos: 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 limites de intercâmbios, de agrupamentos de intercâmbios e de ordenamento da expansão do sistema de transmissão.

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

2.2 O Custo Marginal de Expansão

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

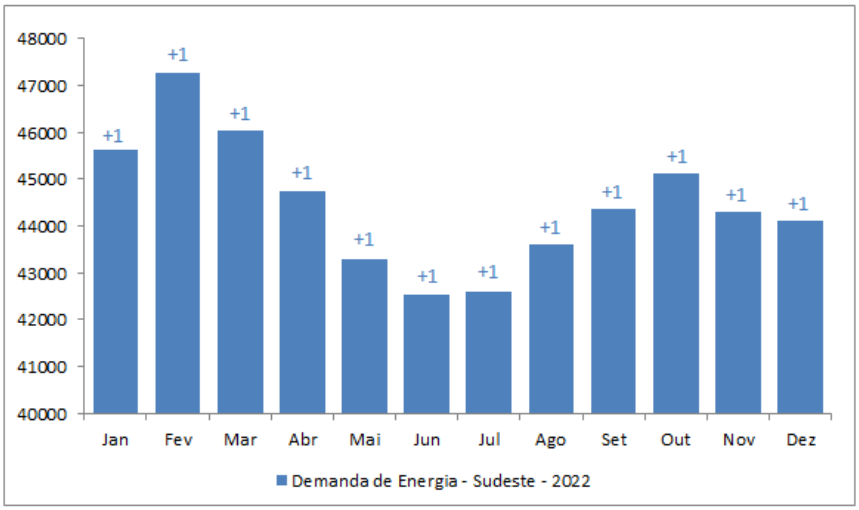


Figura 2 – Representação da Demanda de Energia para o Cálculo do CME

Para o cálculo do CME, utilizamos o Modelo de Decisão de Investimento (MDI), que se baseia na tese de doutorado de Dan Abensur Gandelman - [4], como descrito na Nota Técnica 54/2018 da EPE [5]. Como lá descrito, na versão do MDI para o PDE 2027, utilizam-se quatro patamares de carga. A adição de uma unidade em cada um dos patamares de carga, quando

ponderados pela duração de cada, representam a adição média de uma unidade na demanda. Além disso devemos também adicionar uma unidade na restrição de capacidade. Com o custo adicional destas demandas, representadas na Figura 3, calculamos o custo marginal de expansão.

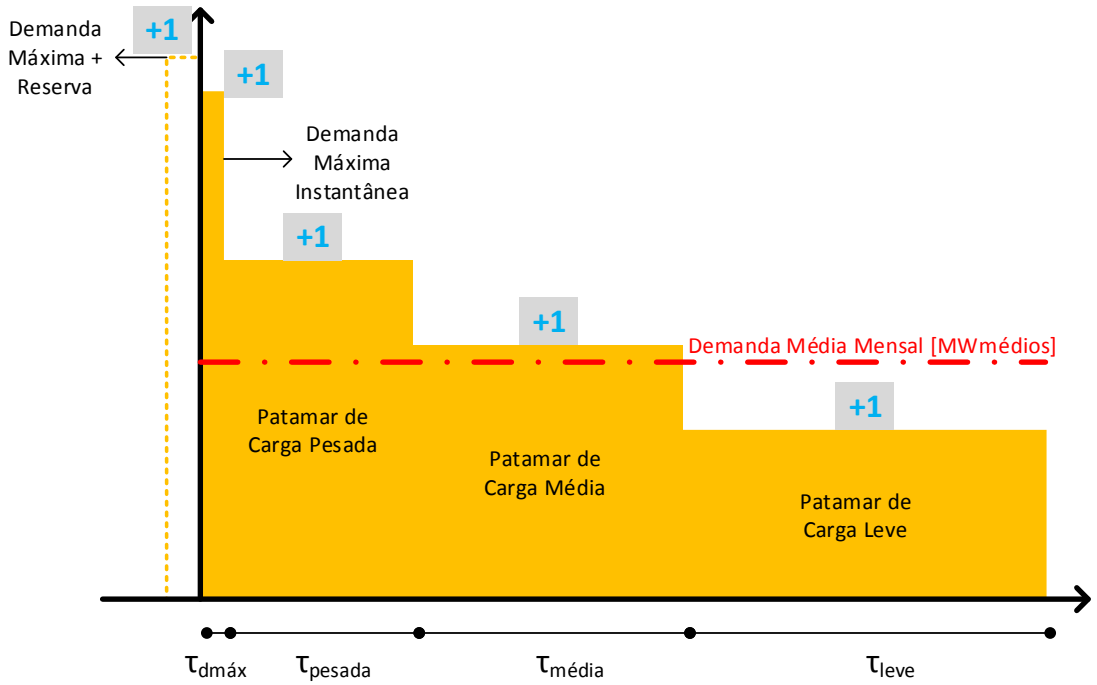


Figura 3 – Representação da Demanda por Patamares para o Cálculo do CME

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 os estudos do PDE 2027 está explicitada na Tabela 1. Desta forma, observamos o impacto no custo ao adicionar uma unidade no sistema inteiro, distribuindo esta unidade em todos os subsistemas, conforme seus respectivos percentuais de carga.

Tabela 1 – Distribuição das cargas nos subsistemas

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

3 Resultados de CME

Os valores de CME aqui apresentados foram obtidos pela execução do MDI para a Expansão de Referência do PDE 2027. Os parâmetros econômico-financeiros em que se baseiam estão disponíveis no Apêndice A.

3.1 CME de Expansão

O valor médio no período 2023 a 2027 (6º ao 10º ano da expansão) alcança 233,95 R$/MWh sendo que a parcela de energia pura é de 153,89 R$/MWh e a parcela de potência de 667,92 R$/kW/ano.

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

Tabela 2 – Custos Marginais de Expansão

	CME Energia	CME Potência	CME Expansão
Ano	R$/MWh	R$/KW/ano	R$/MWh
2023	R$ 120,57	R$ 387,99	R$ 167,09
2024	R$ 142,30	R$ 534,01	R$ 206,31
2025	R$ 196,18	R$ 1.006,54	R$ 316,83
2026	R$ 145,60	R$ 743,75	R$ 234,75
2027	R$ 164,78	R$ 667,31	R$ 244,77
Média	R$ 153,89	R$ 667,92	R$ 233,95

4 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] EPE, "Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2018," Empresa de Pesquisa Energética, Nota Técnica 54, 2018.

[6] PSR Inc, "Optgen, Manual do Usuário," Rio de Janeiro, 2004.

[7] CEPEL, Manual de Referência – Modelo NEWAVE, Rio de Janeiro, RJ: Relatório Técnico, 2011.

[8] 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.

[9] 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.

[10] 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.

[11] Z. S. Machado Junior, "Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento," COPPE/UFRJ, 2000.

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 2027.

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 novembro/2017. Alguns valores de CAPEX possuem vinculação a moeda estrangeira (dólar americano)[1].

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).

[1] A taxa de câmbio utilizada, referente ao final do período de 2017, foi de R$ 3,31/US$.

Para as UHEs, os valores de CAPEX contemplam juros durante a construção e conexão da transmissão. A atualização dos custos para o PDE 2027 contou com a reavaliação da conta 10 - Custos Socioambientais dos empreendimentos, a luz das atuais condições socioambientais locais, bem como a estimativa do custo da conexão da subestação da usina até a subestação de conexão (SE Conexão) considerada nos Estudos de Planejamento de Expansão da Transmissão, utilizando a base de preços da Aneel. Foi ainda realizada uma readequação dos Custos Indiretos previstos pelo desenvolvedor dos estudos à faixa praticada nos orçamentos realizados pela EPE (12 a 17%). Essas modificações constituem melhorias na avaliação do custo total de implantação das UHE em relação ao considerado no PDE2026, no sentido de reduzir as distorções do custo total do empreendimento, decorrentes de informações de projetos antigos e/ou oriundos de Estudos de Inventário, e torná-los mais realistas.

Para as UTEs a gás natural, considerou-se as seguintes premissas de suprimento: (i) usinas a GNL ciclo combinado, com diferentes níveis de inflexibilidade, considerando modelo de negócio de terminal próprio, parcela do CAPEX do Terminal de Regaseificação destinada à usina, bem como custos de O&M de referência para este tipo de modelo; (ii) usinas a GN ciclo simples, considerando suprimento de terceiros (ex: terminal de regaseificação de terceiros); e (iii) como sensibilidade, usinas a GN proveniente do pré-sal, ciclo combinado, considerando no CAPEX uma parcela de investimento do gasoduto de escoamento. Para todos estes valores, tomou-se como referência as informações dos empreendimentos cadastrados para os leilões de energia, devidamente avaliadas e criticadas, bem como referências nacionais e internacionais.

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 (incluindo 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: 25,0%; CSLL:

9,0%; P&D ANEEL: 1,0%; CFURH: 7,0%; 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.

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 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 à disposição para o Modelo de Decisão de Investimento (MDI).

Tabela 3 – Parâmetros Econômicos das UHEs consideradas

UHE	Potência	Encargos/ Impostos	Juros durante a Construção (JDC)	CAPEX considerado, incluindo JDC
	MW	R$/KW/ano	%	R$/kW
Alta Floresta	127,8	620	12.5%	17.749,83
Apertados	138,9	500	12.5%	9.057,63
Bem Querer	650,0	500	12.6%	8.647,37
Buriti Queimado	142,0	620	12.5%	15.613,74
Castanheira	140,0	620	12.5%	11.717,45
Comissário	140,1	500	12.5%	9.732,31
Couto Magalhães	150,0	400	12.5%	6.676,65
Davinópolis	74,1	620	12.5%	12.957,97
Ercilândia	87,0	500	12.5%	10.502,76
Formoso	342,0	620	12.5%	11.250,00
Foz do Piquiri	93,3	500	12.5%	10.284,42
Foz do Xaxim	63,2	500	12.5%	9.512,75
Itaguaçu	92,0	400	12.5%	6.991,45
Itapiranga	724,5	400	12.6%	7.793,17
Jatobá	1650,0	500	10.3%	8.614,01
Maranhão Baixo	125,1	500	12.5%	9.350,95
Mirador	80,0	500	12.5%	9.594,93
Porto Galeano	81,0	400	12.5%	7.542,43
Paranã	90,0	500	12.5%	9.136,43
Porteiras II	86,0	620	12.5%	17.698,14
Santo Antônio	84,3	400	12.5%	6.468,61
São Miguel	64,5	500	12.5%	8.057,24
Saudade	61,4	500	12.5%	9.180,30
Tabajara	400,0	500	12.5%	9.324,50
Itaocara I	150,0	400	12.5%	7.865,78
Telêmaco Borba	118,0	400	12.5%	7.359,00

Tabela 4 – 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$/kW/ano)	Encargos/ Impostos (R$/kW/ano)	Juros Durante a Construção - JDC (%)
Usinas Hidrelétricas (UHEs)	30	Variável (vide tabela anterior)	Variável (vide tabela anterior)	R$ 30,00 / 50,00	Variável (vide tabela anterior)	Variável (vide tabela anterior)
Fotovoltaica	20	3.000 a 5.000	R$ 4.000	R$ 50,00	R$ 170,00	3,9
Eólica	20	4.000 a 6.000	R$ 5.000	R$ 100,00	R$ 190,00	6,4
Biomassa (Bagaço de Cana)	20	2.000 a 6.500	R$ 4.000	R$ 90,00	R$ 170,00	6,4
Biomassa (Cavaco de Madeira)	20	4.000 a 8.000	R$ 6.000	R$ 120,00	R$ 250,00	10,7
Biogás[2]	20	3.000 a 10.000	R$ 7.500	R$ 500,00	R$ 300,00	6,4
Gás Natural (Ciclo Combinado)	20	2.500 a 4.000	R$ 3.000 (apenas a UTE[3])	R$ 170,00	R$ 230,00	11,6
TG Aeroderivativa (Ciclo Aberto)	20	2.300 a 3.300	R$ 2.600	R$ 270,00	R$ 200,00	7,2

[2] Para empreendimentos UTE a Biogás, tomou-se como referência usinas com biodigestores de resíduos vegetais (ex: indústria sucroalcooleira) e motores de combustão interna.

[3] Considerando apenas a Usina Termelétrica a Gás Natural Ciclo Combinado, o valor de CAPEX referência é R$ 3.000/kW. Considerando, além da UTE, a parcela do CAPEX do Terminal de Regaseificação destinada à usina (modelo de negócio de terminal próprio), este valor é de R$ 3.400/kW.

Tipo de Oferta	Vida útil econômica (anos)	Faixas de CAPEX, mín e máx (R$/kW)	CAPEX Referência, sem JDC (R$/kW)	O&M (R$/kW/ano)	Encargos/ Impostos (R$/kW/ano)	Juros Durante a Construção - JDC (%)
MCI (Ciclo Aberto)	20	2.100 a 3.300	R$ 2.300	R$ 270,00	R$ 200,00	7,2
TG Heavy Duty (Ciclo Aberto)	20	2.000 a 2.800	R$ 2.300	R$ 270,00	R$ 200,00	7,2
Gás Natural (Ciclo Combinado Pré-Sal)	20	2.500 a 4.000	R$ 3.000 (apenas a UTE[4])	R$ 150,00	R$ 260,00	11,6
Carvão Nacional	25	6.500 a 10.800	R$ 8.000	R$ 100,00	R$ 400,00	13,9
PCH (CAPEX Baixo)	30	Variável	R$ 5.000	R$ 100,00	R$ 180,00	7,3
PCH (CAPEX Médio)	30	Variável	R$ 7.500	R$ 100,00	R$ 240,00	7,3
PCH (CAPEX Alto)	30	Variável	R$ 10.000	R$ 100,00	R$ 310,00	7,3
Nuclear	30	10.000 a 20.000	R$ 16.500	R$ 320,00	R$ 500,00	19,5
Armazenamento – Usinas Reversíveis	30	1.600 a 8.000	R$ 5.000	R$ 60,00	R$ 200,00	11,6
Armazenamento – Baterias Íon-Lítio (3h)	20	4.000 a 7.000	R$ 5.000	R$ 60,00	R$ 200,00	3,9

[4] Vide comentário anterior. Considerando, além da UTE, a parcela do CAPEX do gasoduto de escoamento, este valor é de R$ 4.500/kW.

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 seriam 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, já utilizada no PDE 2026, 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 2018), 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.

Considerando que a revisão na Portaria MME nº 42/2007, publicada em 12 de agosto de 2015, incluiu como opção de reajuste de empreendimentos termelétricos a gás natural, entre outros, o índice Japan/Korea Marker (JKM) que não é contemplado nas projeções da EIA e, ainda, que empreendimentos com reajuste do custo de combustível indexado ao JKM passaram a compor a configuração de referência a partir do PDE 2027, a consideração da projeção desse preço tornou-se necessária para o cálculo da estimativa do CVU desses empreendimentos.

Dessa forma, foram adotadas as projeções de longo prazo do Banco Mundial – World Bank, que apresenta projeções de preços de Gás Natural Liquefeito no Japão. Essas projeções também são consideradas na definição do preço de referência dos combustíveis para as usinas termelétricas participantes dos leilões de energia no ambiente regulado, conforme informes técnicos publicados pela EPE para cada leilão.

Na Tabela 5, é apresentada a projeção considerada dos preços dos combustíveis.

Tabela 5 – Projeção dos preços de combustíveis

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Henry Hub Spot Price *(dollars per million Btu)*[1]	3.06	3.40	3.69	3.66	3.69	3.83	3.94	4.07	4.12	4.17
Brent Spot *(dollars per barrel)*[1]	52.89	56.25	69.96	77.36	80.55	82.95	84.51	85.70	87.47	88.66
Residual Fuel Oil *(dollars per barrel)*[1]	64.24	72.07	87.13	92.44	93.39	93.64	94.03	94.57	96.18	97.28
Distillate Fuel Oil *(dollars per gallon)*[1]	2.01	2.12	2.55	2.74	2.80	2.84	2.87	2.88	2.87	2.89
Coal *(dollars per million Btu)*[1]	2.16	2.21	2.24	2.24	2.23	2.24	2.26	2.28	2.28	2.29
JKM (*dollars per million Btu)*[2]	9.11	9.09	9.09	9.09	9.08	9.08	9.07	9.07	8.93[3]	8.79[3]

(1) EIA – AEO 2018
(2) Banco Mundial – Abril/2018
(3) Valores obtidos por interpolação linear entre as projeções do Banco Mundial para os anos de 2025 e 2030

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 commoditie (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 commoditie 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 6 a 8, a seguir, apresentam os parâmetros considerados.

Tabela 6 – Eficiência por tecnologia

Tecnologia	Eficiência	Heat Rate em base PCI (kJ/kWh)	Heat Rate em base PCS (MMBTU/MWh)
CC com TG HD	58%	6.207	6.537
Motor Baixa Rot	45%	8.000	8.425
TG Aeroderiv	42%	8.571	9.027
TG HD	38%	9.474	9.977

Tabela 7 – Demais parâmetros de entrada

Custo de Combustível & Taxa de Câmbio	
Cambio de Referência:	3.31 R$/US$
Preço do Henry Hub REF 2018:	2.99 US$/MMBTU
Encargos e Impostos	
PIS %	1.65%
COFINS %	7.6%
P&D %	1.0%
ICMS %	12.0%
Custo de O&M Variável e Perdas	
O&M Variável	7 US$/MWh
Perdas RB + Consumo Interno:	4.5%

Tabela 8 – Composição das parcelas do CVU para o ano de 2018

	US$/MMBTU			CVU (R$/MWh)
Inflexibilidade	115% HH	Parcela DC	Preço do gás na UTE	
CC - 100%	3.43	4.30	7.73	249.00
CC - 0%	3.43	6.50	9.93	313.00
CC - 50%	3.43	5.15	8.58	274.00
CC - 80%	3.43	4.52	7.95	255.00
Motor Baixa Rot	3.43	6.50	9.93	396.00
TG Aeroderiv	3.43	6.50	9.93	423.00
TG HD	3.43	6.50	9.93	465.00

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), devidademente avalidadas e criticadas pela EPE.

Na Tabela 9 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 9 – Valores de CVU, em R$/MWh, das usinas indicativas a gás natural

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
GN Flex	313.00	323.78	333.41	332.28	333.51	337.93	341.63	345.91	347.30	349.04
GN 50% Inflex	274.00	284.56	294.19	293.05	294.29	298.70	302.40	306.68	308.08	309.82
GN 80% Inflex	255.00	266.25	275.88	274.75	275.98	280.39	284.10	288.38	289.77	291.51
GN 100% Inflex	249.00	259.86	269.49	268.35	269.59	274.00	277.70	281.98	283.38	285.12
Motor Baixa Rot	396.00	410.31	422.72	421.26	422.85	428.54	433.31	438.83	440.63	442.87
TG Aeroderiv	423.00	437.89	451.18	449.62	451.32	457.42	462.53	468.44	470.37	472.77
TG HD	465.00	481.43	496.12	494.39	496.27	503.01	508.67	515.20	517.33	519.98
GN PRE SAL	140.00	147.35	177.35	193.54	200.51	205.76	209.18	211.77	215.65	218.25

- **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 e do Banco Mundial, para o JKM, 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* → 3 últimos meses (a-1)

Se ano=2006, *Período_Ref* → outubro (a-1)

Se ano>=2007, *Período_Ref* → mês (m-2)

$Pcomb_FUT_{(período_projeção)}$ obtido a partir do *Annual Energy Outlook/EIA e projeções do Banco Mundial*

$Pcomb_Ref$ 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:

$$CVU \quad = \left[\left(e * i * Pcomb_FUT_{(período_projeção)} \right) \right] + CO\&M_{Leilão} * VP_IPCA$$

- Para Biomassa, Carvão Nacional, Gás Processo:

$$CVU = CVU_{Leilão} * VP_IPCA$$

As parcelas que compõem o CVU vinculadas ao reajuste pelo IPCA ou IGP-M 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:

$$VP_CVU_ACR = \frac{\sum_{N_{fonte}} \frac{CVU_FUT_{(período_projeção)}}{CVU_PMO_m}}{N_{fonte}}$$

Na Tabela 10 são apresentados os CVU das usinas constantes da configuração de referência

Tabela 10 – Valores dos CVU, em R$/MWh, considerados para as usinas da configuração de referência

Usina	Combustível	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ALTOS	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
ANGRA 1	NUCLEAR	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
ANGRA 3	NUCLEAR	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58	25.58
APARECIDA	GÁS	302.19	309.19	337.78	347.98	354.09	361.53	367.14	372.86	376.83	380.24
ARACATI	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
ARAUCARIA	GÁS	710.65	727.10	794.35	818.32	832.69	850.20	863.40	876.83	886.18	894.19
BAHIA I	ÓLEO	611.26	787.44	938.28	991.46	1001.05	1003.49	1007.47	1012.81	1029.01	1039.97
BAIXADA FLU	GÁS	104.00	122.07	131.91	130.75	132.01	136.52	140.30	144.67	146.10	147.88
BATURITE	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
C. ROCHA	GÁS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CAMACARI D/G	DIESEL	943.88	1076.10	1284.42	1373.81	1404.39	1424.34	1436.64	1441.93	1440.42	1450.65
CAMACARI MII	DIESEL	1177.45	1354.33	1618.83	1732.34	1771.16	1796.50	1812.11	1818.83	1816.91	1829.90
Camacari PI	ÓLEO	676.65	873.82	1042.65	1102.15	1112.89	1115.62	1120.07	1126.05	1144.19	1156.45
CAMPINA GDE	ÓLEO	497.40	495.89	590.15	623.37	629.37	630.89	633.38	636.72	646.84	653.69
CAMPO MAIOR	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
CANDIOTA 3	CARVÃO	80.05	80.05	80.05	80.05	80.05	80.05	80.05	80.05	80.05	80.05
CANOAS	GÁS	698.14	795.94	950.02	1016.14	1038.75	1053.51	1062.61	1066.52	1065.40	1072.97
CARIOBA	ÓLEO	937.00	1002.93	1195.41	1263.26	1275.51	1278.62	1283.69	1290.51	1311.19	1325.17
CAUCAIA	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
CCBS	GÁS	303.82	303.82	303.82	303.82	303.82	303.82	303.82	303.82	303.82	303.82
CCBS_L1	GÁS	303.82	310.85	339.61	349.85	356.00	363.48	369.12	374.87	378.86	382.29
CCBS_L13	GÁS	301.56	274.47	340.51	376.17	391.52	403.06	410.60	416.31	424.84	430.58
Cisframa	BIOMASSA	286.46	286.46	286.46	286.46	286.46	286.46	286.46	286.46	286.46	286.46
COSTA RICA I	BIOMASSA	113.50	113.50	113.50	113.50	113.50	113.50	113.50	113.50	113.50	113.50
CRATO	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
CUIABA G CC	GÁS	511.77	523.62	572.05	589.31	599.66	612.27	621.77	631.45	638.17	643.94

Usina	Combustível	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
DAIA	DIESEL	882.63	1003.02	1198.03	1281.72	1310.34	1329.02	1340.53	1345.48	1344.07	1353.65
DO ATLANTICO	GÁSPROCES	178.12	178.12	178.12	178.12	178.12	178.12	178.12	178.12	178.12	178.12
EBOLT_L1	GÁS	282.17	288.70	315.41	324.92	330.63	337.58	342.82	348.15	351.86	355.05
EBOLT_L13	GÁS	307.44	282.40	343.44	376.40	390.59	401.26	408.22	413.51	421.39	426.69
ELETROBOLT	GÁS	282.17	282.17	282.17	282.17	282.17	282.17	282.17	282.17	282.17	282.17
ENGUIA PECEM	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
ERB CANDEIAS	BIOMASSA	77.32	77.32	77.32	77.32	77.32	77.32	77.32	77.32	77.32	77.32
F.GASPARIAN	GÁS	399.02	408.26	446.02	459.48	467.55	477.37	484.78	492.33	497.58	502.07
FAFEN	GÁS	252.05	267.50	330.54	364.58	379.23	390.25	397.44	402.90	411.04	416.52
FIGUEIRA	CARVÃO	486.49	486.49	486.49	486.49	486.49	486.49	486.49	486.49	486.49	486.49
FLORES LT1	DIESEL	794.72	906.05	1081.44	1156.71	1182.45	1199.26	1209.61	1214.06	1212.79	1221.40
FLORES LT2	DIESEL	808.99	922.32	1100.86	1177.48	1203.69	1220.79	1231.33	1235.86	1234.57	1243.34
FORTALEZA	GÁS	139.88	143.12	156.36	161.07	163.90	167.35	169.95	172.59	174.43	176.01
GERAMAR I	ÓLEO	497.38	495.87	590.13	623.35	629.34	630.87	633.35	636.69	646.82	653.66
GERAMAR II	ÓLEO	497.38	495.87	590.13	623.35	629.34	630.87	633.35	636.69	646.82	653.66
GLOBAL I	ÓLEO	564.95	563.25	669.65	707.16	713.93	715.65	718.45	722.22	733.65	741.38
GLOBAL II	ÓLEO	564.95	563.25	669.65	707.16	713.93	715.65	718.45	722.22	733.65	741.38
GNA P. ACU 3	GÁS	251.56	250.87	250.84	250.87	250.71	250.57	250.43	250.28	246.71	243.14
GOIANIA II	DIESEL	919.80	1044.55	1246.62	1333.34	1363.00	1382.36	1394.29	1399.42	1397.95	1407.88
IBIRITERMO	GÁS	256.02	270.94	331.80	364.66	378.81	389.45	396.39	401.66	409.52	414.81
IGARAPE	ÓLEO	689.98	738.53	880.27	930.23	939.25	941.54	945.27	950.29	965.52	975.82
IGUATU	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
IRANDUBA	ÓLEO	784.21	839.39	1000.49	1057.27	1067.52	1070.12	1074.37	1080.07	1097.38	1109.08
J.LACERDA A1	CARVÃO	238.56	238.56	238.56	238.56	238.56	238.56	238.56	238.56	238.56	238.56
J.LACERDA A2	CARVÃO	217.89	217.89	217.89	217.89	217.89	217.89	217.89	217.89	217.89	217.89
J.LACERDA B	CARVÃO	209.48	209.48	209.48	209.48	209.48	209.48	209.48	209.48	209.48	209.48
J.LACERDA C	CARVÃO	178.91	178.91	178.91	178.91	178.91	178.91	178.91	178.91	178.91	178.91
JARAQUI	GÁS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
JUAZEIRO N	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48

Usina	Combustível	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
JUIZ DE FORA	GÁS	213.84	218.79	239.03	246.24	250.56	255.83	259.80	263.85	266.66	269.07
LINHARES	GÁS	174.36	206.86	224.54	222.46	224.73	232.84	239.64	247.50	250.06	253.26
MANAUARA	GÁS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MARACANAU I	ÓLEO	478.36	476.87	570.06	602.91	608.84	610.35	612.81	616.11	626.12	632.89
MARAMBAIA	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
MARANHAO III	GÁS	76.94	77.11	77.20	77.19	77.20	77.24	77.28	77.32	77.33	77.35
MARANHAO IV	GÁS	109.83	128.21	138.22	137.04	138.32	142.91	146.76	151.21	152.66	154.47
MARANHAO V	GÁS	109.83	128.21	138.22	137.04	138.32	142.91	146.76	151.21	152.66	154.47
MAUA 3	GÁS	98.25	112.70	120.56	119.63	120.64	124.24	127.27	130.76	131.90	133.32
MAUA B3	GÁS	411.92	421.46	460.44	474.33	482.66	492.81	500.46	508.25	513.66	518.31
MAUA B4	ÓLEO	575.00	615.46	733.58	775.21	782.73	784.64	787.75	791.93	804.62	813.20
MURICY	ÓLEO	676.65	873.82	1042.65	1102.15	1112.89	1115.62	1120.07	1126.05	1144.19	1156.45
N.VENECIA 2	GÁS	208.48	208.71	208.83	208.81	208.83	208.88	208.93	208.99	209.00	209.03
NAZARIA	DIESEL	762.49	865.49	1032.34	1103.94	1128.43	1144.41	1154.26	1158.50	1157.29	1165.48
NORTEFLU-1	GÁS	52.99	54.22	59.23	61.02	62.09	63.40	64.38	65.38	66.08	66.68
NORTEFLU-2	GÁS	62.76	64.21	70.15	72.27	73.54	75.08	76.25	77.44	78.26	78.97
NORTEFLU-3	GÁS	118.96	121.71	132.97	136.98	139.39	142.32	144.53	146.78	148.34	149.68
NORTEFLU-4	GÁS	305.97	313.05	342.01	352.33	358.52	366.05	371.73	377.52	381.54	384.99
NOVO TEMPO	GÁS	247.10	273.37	296.63	293.89	296.87	307.53	316.47	326.81	330.18	334.38
NUTEPA	ÓLEO	780.00	834.88	995.11	1051.59	1061.79	1064.38	1068.60	1074.28	1091.49	1103.13
O. CANOAS 1	GÁS	224.23	235.53	281.64	306.54	317.26	325.32	330.58	334.57	340.53	344.53
Onca Pintada	BIOMASSA	95.06	95.06	95.06	95.06	95.06	95.06	95.06	95.06	95.06	95.06
P. PECEM I	CARVÃO	183.45	179.79	182.03	182.45	181.66	182.30	184.18	185.31	185.79	186.16
P. PECEM II	CARVÃO	191.68	188.21	190.33	190.73	189.98	190.60	192.37	193.44	193.90	194.24
P. SERGIPE I	GÁS	181.75	198.13	212.63	210.93	212.78	219.43	225.01	231.45	233.55	236.17
P.MEDICI A	CARVÃO	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90
P.MEDICI B	CARVÃO	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90	115.90
PALMEIRA GO	DIESEL	661.73	760.47	908.13	971.50	993.17	1007.32	1016.03	1019.79	1018.71	1025.97
PAMPA SUL	CARVÃO	63.06	63.06	63.06	63.06	63.06	63.06	63.06	63.06	63.06	63.06

Usina	Combustível	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PARNAIBA IV	GÁS	91.37	93.49	102.13	105.21	107.06	109.31	111.01	112.74	113.94	114.97
Pau Ferro I	DIESEL	964.72	1109.17	1325.19	1417.89	1449.59	1470.29	1483.04	1488.53	1486.96	1497.57
PECEM II	DIESEL	1189.52	1368.31	1635.68	1750.41	1789.66	1815.27	1831.05	1837.84	1835.90	1849.03
PERNAMBU_III	ÓLEO	419.99	418.65	502.38	531.89	537.22	538.57	540.78	543.74	552.74	558.82
PETROLINA	ÓLEO	742.38	958.70	1143.92	1209.21	1220.99	1223.98	1228.87	1235.43	1255.32	1268.78
PIRAT.12G	GÁS	470.34	481.23	525.74	541.60	551.11	562.70	571.43	580.33	586.51	591.81
PONTA NEGRA	GÁS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PORTO ITAQUI	CARVÃO	186.39	182.94	185.05	185.45	184.70	185.31	187.08	188.14	188.60	188.94
Potiguar	DIESEL	846.05	972.52	1161.64	1242.80	1270.56	1288.68	1299.84	1304.64	1303.27	1312.56
Potiguar III	DIESEL	846.04	972.51	1161.63	1242.79	1270.54	1288.66	1299.82	1304.63	1303.25	1312.54
Predilecta	BIOMASSA	134.35	134.35	134.35	134.35	134.35	134.35	134.35	134.35	134.35	134.35
PROSPERIDADE	GÁS	148.65	148.65	148.65	148.65	148.65	148.65	148.65	148.65	148.65	148.65
R.SILVEIRA	DIESEL	677.33	772.21	921.70	985.85	1007.79	1022.11	1030.93	1034.73	1033.65	1040.99
S.JERONIMO	CARVÃO	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31	248.31
SANTANA LM	DIESEL	898.56	1024.43	1222.74	1307.85	1336.96	1355.95	1367.66	1372.70	1371.26	1381.00
SANTANA W	DIESEL	640.96	730.75	872.21	932.91	953.68	967.23	975.58	979.17	978.14	985.09
SAO SEPE	BIOMASSA	79.33	79.33	79.33	79.33	79.33	79.33	79.33	79.33	79.33	79.33
ST.CRUZ 34	ÓLEO	310.41	332.25	396.02	418.49	422.55	423.58	425.26	427.52	434.37	439.00
ST.CRUZ NOVA	GÁS	117.54	137.92	149.02	147.71	149.13	154.22	158.49	163.42	165.03	167.03
STA VITORIA	BIOMASSA	109.84	109.84	109.84	109.84	109.84	109.84	109.84	109.84	109.84	109.84
SUAPE II	ÓLEO	495.41	493.81	593.84	629.10	635.47	637.08	639.72	643.26	654.01	661.28
SUZANO MA	BIOMASSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SYKUE I	BIOMASSA	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12	510.12
T LAGOAS_L1	GÁS	186.72	191.04	208.71	215.01	218.79	223.39	226.85	230.38	232.84	234.94
T LAGOAS_L13	GÁS	303.05	276.48	341.25	376.23	391.28	402.60	409.99	415.60	423.96	429.59
T.NORTE 2	ÓLEO	910.86	974.95	1162.06	1228.02	1239.92	1242.95	1247.88	1254.51	1274.61	1288.20
TAMBAQUI	GÁS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TERMOBAHIA	GÁS	304.96	322.10	392.00	429.75	445.99	458.22	466.19	472.24	481.26	487.34
TERMOCABO	ÓLEO	491.52	490.03	583.06	615.86	621.78	623.28	625.73	629.03	639.02	645.78

Usina	Combustível	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TERMOCEARA	GÁS	320.15	320.15	320.15	320.15	320.15	320.15	320.15	320.15	320.15	320.15
TERMOIRAPE I	BIOMASSA	152.55	152.55	152.55	152.55	152.55	152.55	152.55	152.55	152.55	152.55
TERMOMACAE	GÁS	511.63	511.63	511.63	511.63	511.63	511.63	511.63	511.63	511.63	511.63
Termomanaus	DIESEL	964.72	1109.17	1325.19	1417.89	1449.59	1470.29	1483.04	1488.53	1486.96	1497.57
TERMONE	ÓLEO	497.09	495.61	587.95	620.50	626.38	627.87	630.30	633.57	643.49	650.20
TERMOPB	ÓLEO	497.09	495.61	587.95	620.50	626.38	627.87	630.30	633.57	643.49	650.20
TERMOPE	GÁS	106.69	109.16	119.26	122.85	125.01	127.64	129.62	131.64	133.04	134.24
TERMORIO	GÁS	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02
TERMORIO_L1	GÁS	222.02	227.16	248.17	255.66	260.15	265.62	269.74	273.94	276.86	279.36
TERMORIO_L13	GÁS	305.96	280.41	342.70	376.34	390.82	401.72	408.82	414.21	422.26	427.67
TRES LAGOAS	GÁS	186.72	186.72	186.72	186.72	186.72	186.72	186.72	186.72	186.72	186.72
URUGUAIANA	GÁS	486.20	497.46	543.47	559.87	569.70	581.67	590.70	599.90	606.29	611.77
UTE BRASILIA	DIESEL	1047.38	1194.10	1425.26	1524.46	1558.38	1580.53	1594.17	1600.04	1598.37	1609.72
UTE CAMBARA	BIOMASSA	162.00	162.00	162.00	162.00	162.00	162.00	162.00	162.00	162.00	162.00
Vale Azul II	GÁS	65.65	69.82	86.84	96.03	99.98	102.96	104.90	106.37	108.57	110.05
VALE DO ACU	GÁS	314.63	321.91	351.69	362.30	368.66	376.41	382.26	388.21	392.34	395.89
VIANA	ÓLEO	497.39	495.88	590.14	623.36	629.36	630.88	633.37	636.70	646.83	653.68
XAVANTES	DIESEL	1267.27	1439.07	1717.36	1836.79	1877.63	1904.29	1920.71	1927.79	1925.76	1939.43

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 11. Para cada opção de expansão, o montante financeiro associado a receita anual permitida (RAP) equivale a 16% do investimento total do empreendimento de transmissão. Este percentual reflete os valores médios próximos aos praticados nos últimos leilões de transmissão realizados, que estimam prazos da ordem de cinco anos para a implantação destes tipos de obras, a partir da data de assinatura do respectivo contrato de concessão.

Tabela 11 – Estimativas dos Custos de Expansão de Transmissão entre Subsistemas

Transmissão				
Interligação	**Vida útil (anos)**	**Investimento (R$/kW)**	**RAP/Investimento**	**Custo (R$/kW/mês)**
N-SE, N-S	25	1800	16%	24,00
NE-SE, N-NE	25	1400	16%	18,67
SE-S	25	800	16%	10,67

Custos de Déficit de Energia e Capacidade

Como apresentado na NT EPE-DEE-RE-092/2016, a ocorrência de déficits de energia é indesejável, sendo incorporada no modelo matemático de despacho hidrotérmico uma penalização na função objetivo do problema sempre que há a ocorrência de déficit. Objetiva-se sinalizar que a ocorrência de déficits "custa caro" e com isso guiar o modelo a utilizar recurso termelétrico ou expandir a oferta de geração para que a ocorrência de déficits de energia seja de acordo com os critérios de suprimento. A mesma nota recomendou a adoção nos estudos do setor elétrico, a partir de 2017, de uma função de custo de déficit representada em um único patamar. O custo vigente para utilização nos estudos de planejamento, operação e formação de preços para o ano de 2018 é de R$ 4.596,31/MWh, conforme calculado e divulgado pela CCEE. Este valor foi utilizado também como custo de déficit para os 4 patamares de carga do MDI.

Além do custo de déficit de energia, tem-se também o custo de déficit de capacidade, que representa uma penalidade por violação das restrições de atendimento à capacidade. Enquanto o custo de déficit de energia está associado a um racionamento energético, o custo de déficit de capacidade está relacionado à interrupção do fornecimento. Como a

duração deste evento (interrupção) é pequena e a sua ocorrência imprevista, este custo tem um valor mais elevado e que seja capaz de induzir a expansão de capacidade.

Ainda não existe uma metodologia de cálculo oficial para a definição do custo de déficit de capacidade. Portanto, foi desenvolvida uma metodologia provisória para sua utilização no planejamento da expansão, que chegou ao valor de R$ 1.650.000/MW.

Duração e Profundidade dos Patamares de Carga

Para os estudos do PDE 2027 foi utilizada no MDI a representação em 4 patamares de carga. Foram utilizadas como base as durações dos patamares definidas na Programação Mensal da Operação – PMO de 2018. O patamar de demanda máxima instantânea foi definido com a duração de 10 horas por mês e estas horas foram retiradas do patamar de carga pesada. A duração, em p.u, para os 4 patamares para cada mês do ano estão na Tabela 12 abaixo:

Tabela 12 – Duração dos Patamares de Carga

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Ponta	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137
Pesada	0.0911	0.0888	0.0911	0.0863	0.0871	0.0946	0.0911	0.0952	0.0863	0.0911	0.0864	0.0871
Média	0.5229	0.5171	0.5229	0.5083	0.5108	0.5334	0.5229	0.5349	0.5083	0.5229	0.5091	0.5108
Leve	0.3723	0.3804	0.3723	0.3917	0.3884	0.3583	0.3723	0.3562	0.3917	0.3723	0.3908	0.3884

Para a profundidade dos patamares de carga, foram definidos valores padrão (patamares de carga pesada, média e leve) para cada subsistema para cada mês do ano a partir de dados verificados. Diferentemente dos patamares tradicionais, que são definidos por intervalos de horas ao longo do dia, a metodologia utilizada ordena a carga e define os patamares pelo percentual dos valores dessa carga ordenada e da carga média, sendo, aproximadamente, o patamar de carga pesada a média 10% maiores valores, a patamar médio, dos posteriores 52% e o leve dos últimos 38%.

A profundidade do patamar de ponta é definida pela divisão entre a projeção demanda máxima instantânea para o mês e carga média deste mesmo mês. A energia do patamar de ponta, em MWh, é descontada do patamar de carga pesada.

Contribuição das Fontes não Despachadas Centralizadamente

A estimativa de geração mensal para os projetos candidatos de fontes não despachadas centralizadamente foi feita de acordo com o disposto na Resolução Normativa da ANEEL Nº 476, de 13 de março de 2012, segundo a qual se calcula um fator sazonal, para cada região

do SIN, baseado no histórico de geração das usinas com a mesma fonte. Exceção é feita para as usinas eólicas e solares fotovoltaicas, para as quais foram calculados fatores de capacidade estimados através de projetos habilitados nos leilões de energia. A Tabela 13 traz os fatores de capacidade para as fontes não despachadas centralizadamente candidatas à expansão.

Tabela 13 - Fator de Capacidade para Projetos Candidatos à Expansão não Despachados Centralizadamente

Fonte	Subsistema	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Eólica	NE	0.40	0.41	0.35	0.37	0.44	0.50	0.55	0.59	0.59	0.55	0.47	0.42
	Sul	0.37	0.37	0.36	0.35	0.35	0.37	0.41	0.44	0.45	0.42	0.41	0.38
PCH	SE/CO	0.54	0.56	0.57	0.54	0.48	0.44	0.38	0.33	0.31	0.31	0.42	0.54
	Sul	0.56	0.51	0.54	0.50	0.53	0.61	0.54	0.51	0.49	0.59	0.55	0.50
UFV	SE/CO	0.25	0.26	0.25	0.25	0.25	0.26	0.23	0.26	0.25	0.25	0.26	0.25
	NE	0.25	0.25	0.24	0.22	0.24	0.27	0.22	0.25	0.28	0.28	0.27	0.26
Biomassa	SE/CO	0.03	0.03	0.07	0.28	0.40	0.45	0.47	0.49	0.45	0.43	0.32	0.15
Biogás	SE/CO	0.40	0.40	0.40	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.40

Para o PDE 2027, foram calculados fatores de contribuição das fontes eólica e solar fotovoltaica para o atendimento a cada um dos patamares de carga. Estes fatores foram calculados em função da expectativa de geração de energia mensal, em MWmédios.

Como as contribuições das fontes devem seguir a ordenação da carga, cada geração é ordenada pela carga equivalente do mesmo período e a partir dessa ordenação é retirada a contribuição em cada patamar. Para os patamares pesado, médio e leve é considerada a média da geração que pertence a cada patamar. Contudo, para introduzir uma percepção de risco, no patamar de ponta utiliza-se o P95 das gerações que compõem o patamar. Para termos o mesmo total de energia, o restante entre o P95 e a média do patamar de ponta é transferido para o patamar pesado.

Foi considerado que a geração de usinas PCHs e PCTs contribuem com a média mensal de geração em todos os 4 patamares de carga. De forma conservadora, considerou-se que a contribuição de usinas UFVs para o patamar de ponta é nula, devido à incerteza sobre o horário em que a demanda máxima ocorrerá. A Tabela 14 reproduz os valores de contribuição utilizados nos estudos. Para as fontes e subsistemas não listados na tabela considerou-se fator unitário de contribuição para todos os patamares de carga.

Tabela 14 – Contribuição das Fontes não Despachadas Centralizadamente para o Atendimento dos Patamares de Carga

Fonte	Subsistema	Patamar	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Eólica	SE/CO	Ponta	0.04	0.00	0.35	0.61	0.06	0.00	0.00	0.49	0.63	0.62	0.24	0.12
		Pesada	1.25	1.59	1.92	1.37	1.79	1.80	1.70	1.43	1.45	1.47	1.40	1.04
		Média	1.08	1.10	1.02	1.11	1.05	1.09	1.03	1.08	1.03	1.00	1.01	1.14
		Leve	0.86	0.76	0.77	0.79	0.79	0.69	0.83	0.78	0.88	0.91	0.92	0.83
	Sul	Ponta	0.18	0.16	0.13	0.16	0.21	0.11	0.24	0.21	0.20	0.25	0.19	0.23
		Pesada	1.00	1.01	1.04	1.09	1.13	1.15	1.17	1.13	1.15	1.07	1.07	1.07
		Média	1.03	1.04	1.04	1.02	1.01	1.00	1.00	1.01	1.02	1.03	1.02	1.05
		Leve	0.99	0.97	0.97	0.98	0.98	1.00	0.99	0.98	0.97	0.97	0.99	0.95
	NE, N	Ponta	0.56	0.50	0.43	0.30	0.55	0.56	0.75	0.69	0.58	0.67	0.66	0.63
		Pesada	1.06	1.03	1.07	0.97	1.03	1.02	1.04	1.02	1.00	1.04	1.07	1.09
		Média	1.01	1.02	1.02	1.02	1.01	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
		Leve	0.99	0.99	0.98	1.00	1.00	1.01	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.98
Solar	SE/CO	Ponta	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Pesada	2.40	2.43	2.34	2.19	1.31	1.15	0.90	1.54	2.07	2.15	2.07	2.25
		Média	0.92	0.94	1.02	1.00	1.17	1.25	1.36	1.18	1.07	1.01	0.99	0.91
		Leve	0.80	0.79	0.68	0.77	0.74	0.62	0.56	0.63	0.71	0.75	0.81	0.87
	NE	Ponta	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Pesada	2.13	2.20	2.19	2.06	1.19	1.08	0.83	1.41	1.91	2.02	1.88	2.06
		Média	0.89	0.93	0.98	0.97	1.16	1.21	1.28	1.12	1.02	0.96	0.94	0.87
		Leve	0.92	0.84	0.78	0.84	0.78	0.71	0.68	0.74	0.80	0.84	0.92	0.97