15 anos

epe
Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro
Metodologia e Cálculo - 2019

Setembro de 2019

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL
GOVERNO FEDERAL

Estudos para Expansão da Geração

Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro

Metodologia e Cálculo - 2019

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária Executivo
Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica
Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Maria José Gazzi Salum

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 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
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado
Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego
Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
José Mauro Ferreira Coelho
Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar – 70065-900 - Brasília – DF

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

Coordenação Geral e Executiva
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

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

Equipe Técnica
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

Nº EPE-DEE-NT-057/2019-r0
Data: 17 de setembro de 2019

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	17/09/2019	Publicação Original

SUMÁRIO

1 APRESENTAÇÃO **6**

2 O CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO **7**

2.1 O MODELO DE INVESTIMENTO 7

2.2 CME DE ENERGIA 8

2.3 CME DE EXPANSÃO 9

3 RESULTADOS DE CME **13**

3.1 CME DE EXPANSÃO 13

4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS **14**

APÊNDICE **15**

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 2029).

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 2029.

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 em [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 CME de Energia

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.

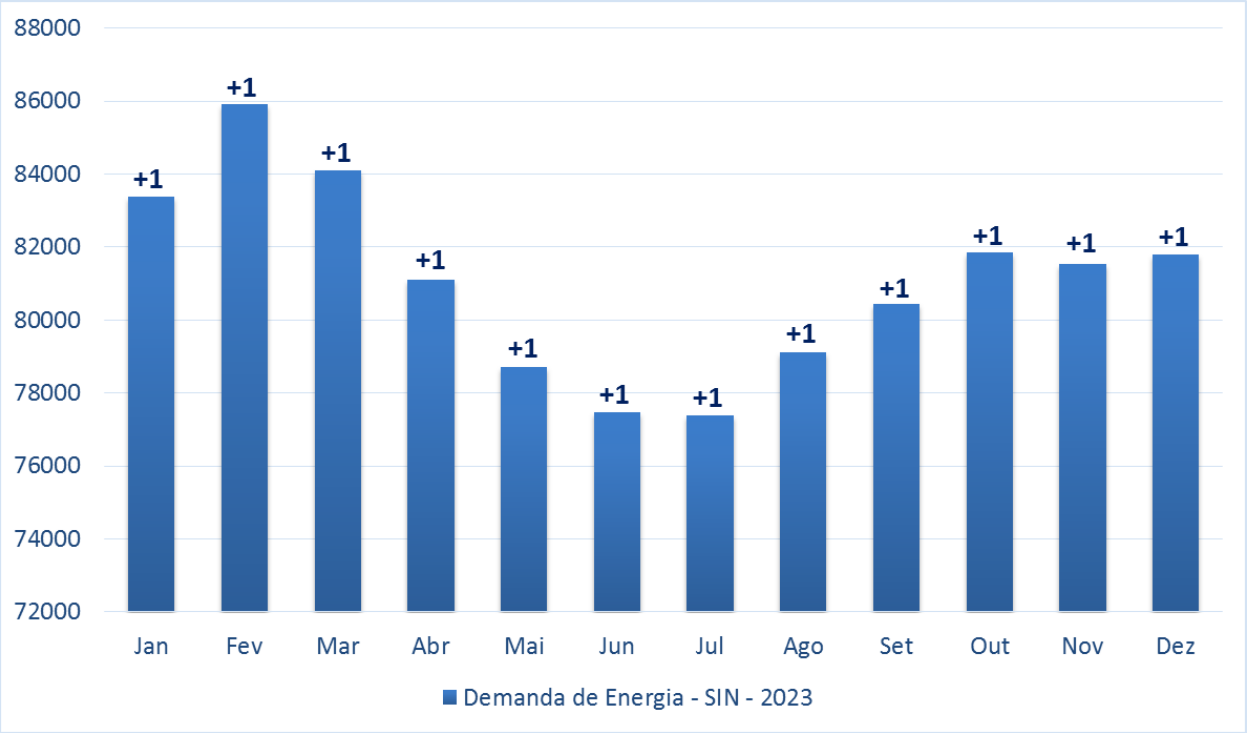

Figura 2 – Representação da Demanda de Energia para o Cálculo do CME

2.3 CME de Expansão

Para o cálculo do CME, utilizamos o Modelo de Decisão de Investimento (MDI), como descrito na Nota Técnica 52/2018 da EPE [5]. Como lá descrito, na versão do MDI para o PDE 2029, 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.

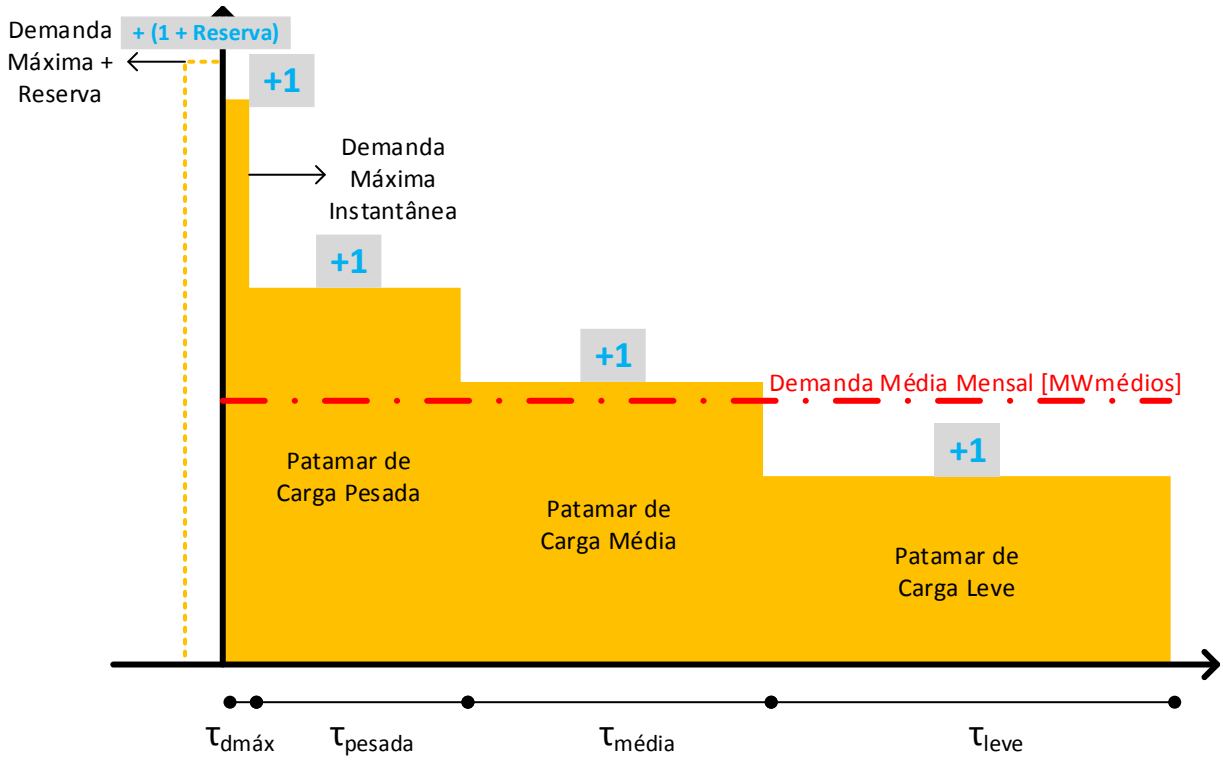

Figura 3 – Representação da Demanda por Patamares para o Cálculo do CME

Se adicionarmos apenas uma unidade de demanda à equação de atendimento de capacidade (demanda máxima mais reserva operativa), teremos o que chamaremos de CME de Potência ou Capacidade. Esta divisão em dois valores é feita aqui apenas para facilitar a exposição, dada a possibilidade de se encarar o CME como o custo marginal de atendimento a uma unidade adicional de energia que preserva a curva de carga do sistema. A divisão em duas equações nos permite identificar o quanto do total do CME se dá pelo aumento da demanda média mensal de energia e o quanto se dá pelo aumento da demanda máxima instantânea.

A equação de balanço de capacidade atende ao mesmo montante (em termos de potência e não de energia) do patamar de demanda máxima instantânea adicionado de um percentual especificado para cobrir a reserva operativa. Desse modo, para estimar o CME da Expansão do sistema, devemos somar uma unidade na demanda de energia e um pouco mais na demanda de potência (1 + Reserva Operativa), de forma a preservar a curva de carga do sistema, conforme ilustrado na Figura 4.

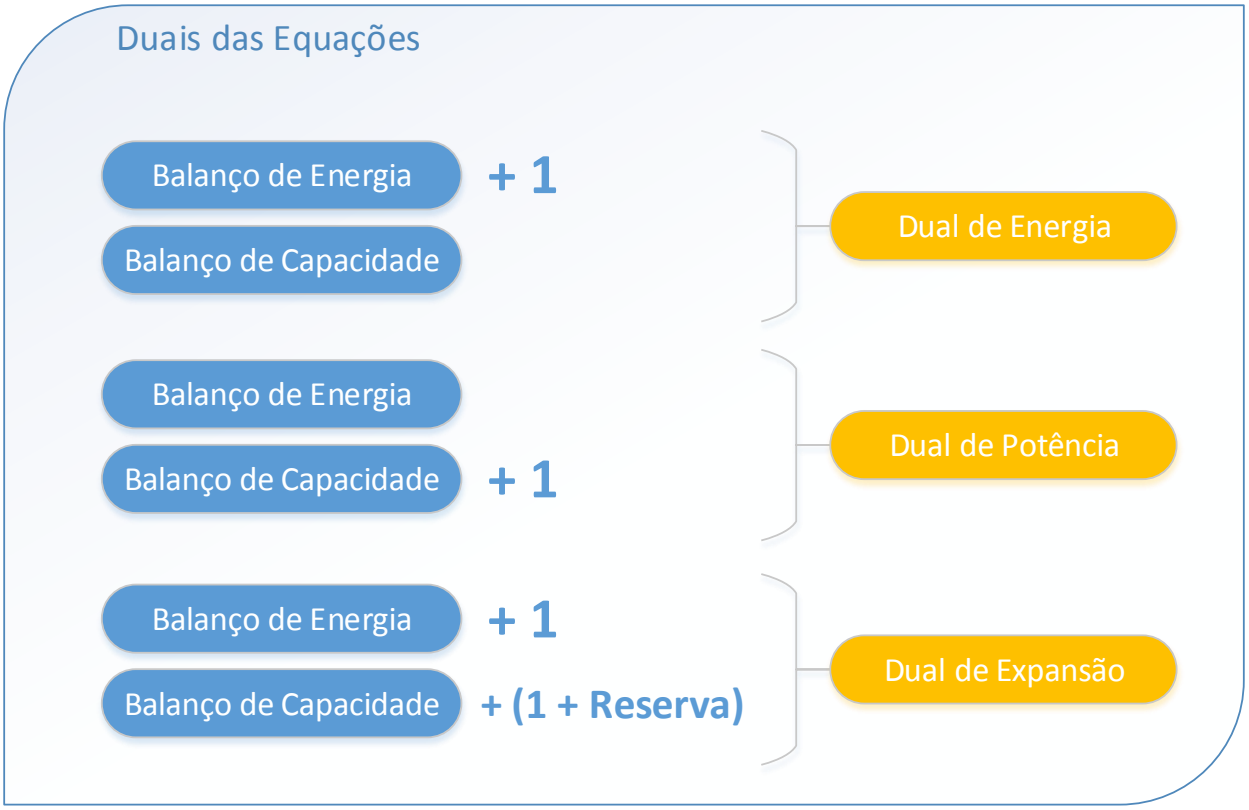

Figura 4 – Os Duais das Equações

As equações de demanda devem ser atendidas para cada subsistema, logo teríamos um CME para cada subsistema. Isso é contornado adicionando uma unidade de demanda em todo o sistema, ou seja, tomando-se uma participação média no horizonte decenal, o subsistema Sudeste, por exemplo, representaria 55% da carga. Assim sendo, adicionamos 0,55 unidades de energia naquele subsistema, e assim por diante. A distribuição de carga considerada para os estudos do PDE 2029 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 2029. Os parâmetros econômico-financeiros em que se baseiam estão disponíveis no Apêndice.

3.1 CME de Expansão

O valor médio no período 2025 a 2029 alcança 247,44 R$/MWh sendo que a parcela de energia é de 167,57 R$/MWh e a parcela de potência de 665,95 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
2025	151,60	674,73	232,48
2026	126,65	656,00	205,28
2027	171,34	824,59	270,38
2028	181,81	494,45	241,07
2029	206,47	679,97	287,97
Média	167,57	665,95	247,44

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

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 2029.

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 dezembro/2018. 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 mês de dezembro/2018, foi de R$ 3,88/US$.

Para as UHEs, os valores de CAPEX contemplam juros durante a construção e conexão da transmissão. A atualização dos custos para o PDE 2029 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. Em relação às demais contas, considerou-se os valores apresentados no PDE2027, atualizados para dezembro/2018, pelo IGP-Di. Cabe destacar que os custos apresentados já contemplam as melhorias apresentadas no PDE 2027, que tende a 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) 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
Apertados	138,9	500	12,6%	9.387,66
Bem Querer	650,0	500	12,5%	9.346,28
Buriti Queimado	142,0	620	12,5%	16.175,90
Castanheira	140,0	620	12,5%	12.521,22
Comissário	140,1	500	12,5%	11.016,00
Davinópolis	74,1	620	12,5%	14.474,37
Ercilândia	87,1	500	12,5%	10.918,11
Formoso	342,0	620	12,5%	12.132,92
Foz do Piquiri	93,3	500	12,5%	11.564,33
Foz do Xaxim	63,2	500	12,5%	10.160,68
Itaguaçu	92,0	400	12,6%	7.420,88
Itapiranga	724,5	400	12,6%	8.310,04
Jatobá	1650,0	500	10,3%	8.406,76
Maranhão	125,1	500	12,5%	9.889,63
Mirador	80,0	500	12,5%	10.249,11
Paranã	90,0	500	12,5%	9.757,44
Porteiras	86,0	620	12,5%	18.878,46
Porto Galeano	81,0	400	12,5%	8.109,29
Santo Antônio	84,3	400	12,5%	6.916,14
Saudade	61,4	500	12,5%	9.371,24
Tabajara	400,0	500	12,5%	9.978,35
Telêmaco Borba	118,0	400	12,5%	8.064,44

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	2.700 a 4.300	R$ 3.500	R$ 50,00	R$ 180,00	3,9
Eólica *Onshore*	20	3.500 a 5.500	R$ 4.800	R$ 90,00	R$ 190,00	6,4
Eólica *Offshore*	20	7.800 a 15.500	R$ 10.000	R$ 300,00	R$ 380,00	11,6
Biomassa (Bagaço de Cana)	20	2.000 a 5.500	R$ 4.000	R$ 90,00	R$ 190,00	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

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

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 (%)
Gás Natural (Ciclo Combinado)	20	2.900 a 4.700 (apenas a UTE)	R$ 3.800 (inclui terminal de regas[3])	R$ 140,00	R$ 240,00	11,6
Gás Natural (Ciclo Aberto)	20	2.300 a 3.900	R$ 2.700	R$ 240,00	R$ 210,00	7,2
Gás Natural (Ciclo Combinado Pré-Sal)	20	2.900 a 4.700 (apenas a UTE)	R$ 5.000 (inclui CAPEX de gasoduto[4])	R$ 160,00	R$ 280,00	11,6
Carvão Nacional	25	6.500 a 10.800	R$ 8.000	R$ 110,00	R$ 630,00[5]	13,9
PCH (CAPEX Baixo)	30	Variável	R$ 5.000	R$ 90,00	R$ 180,00	7,3
PCH (CAPEX Médio)	30	Variável	R$ 7.500	R$ 90,00	R$ 230,00	7,3
PCH (CAPEX Alto)	30	Variável	R$ 10.000	R$ 90,00	R$ 300,00	7,3

[3] Considerando apenas a Usina Termelétrica a Gás Natural Ciclo Combinado, o valor de CAPEX referência é R$ 3.500/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$ 3.800/kW.

[4] Vide comentário anterior. Considerando, além da UTE, a parcela do CAPEX do gasoduto de escoamento, este valor resulta em R$ 5.000/kW.

[5] Em virtude de dificuldades relacionadas a obtenção de financiamento, considerou-se, nesse valor, um adicional referente à diferença entre a taxa de financiamento e a taxa de custo de capital próprio.

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 (%)
Nuclear	30	11.600 a 23.300	R$ 19.000	R$ 320,00	R$ 600,00	19,5
Armazenamento – Usinas Reversíveis	30	1.900 a 9.700	R$ 6.000	R$ 60,00	R$ 250,00	11,6
Armazenamento – Baterias Íon-Lítio (3h)	20	4.900 a 8.200	R$ 6.000	R$ 60,00	R$ 250,00	3,9

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 2019), 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 2029, 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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Henry Hub Spot Price *(dollars per million Btu)*(1)	3.03	3.08	3.00	3.00	3.13	3.31	3.53	3.60	3.63	3.71	3.72
Brent Spot *(dollars per barrel)*(1)	73.26	73.27	74.43	74.40	76.21	79.32	81.73	84.87	87.50	89.42	91.25
Residual Fuel Oil *(dollars per barrel)*(1)	76.72	76.10	87.96	86.96	88.17	90.65	92.56	95.18	98.59	100.00	102.45
Distillate Fuel Oil *(dollars per gallon)*(1)	3.11	3.05	2.94	2.81	2.74	2.72	2.76	2.82	2.90	2.92	2.99
Coal *(dollars per million Btu)*(1)	2.10	2.09	2.19	2.19	2.20	2.16	2.17	2.17	2.17	2.18	2.20
JKM (*dollars per million Btu)*(2)	7.12	7.10	7.07	7.04	7.00	6.97	6.93	6.90(3)	6.86(3)	6.83(3)	6.79(3)

(1) EIA – AEO 2019
(2) Banco Mundial – Abril/2019
(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	60%	6.000	6.319
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:	3.88 R$/US$
Preço do Henry Hub REF 2018:	3.13 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 - 0%	3.60	5.75	9.35	336.00
CC - 50%	3.60	4.85	8.45	307.00
CC - 80%	3.60	4.25	7.85	287.00
CC - 100%	3.60	3.80	7.40	272.00
Motor Baixa Rot	3.60	5.75	9.35	439.00
TG Aeroderiv	3.60	5.75	9.35	468.00
TG HD	3.60	5.75	9.35	514.00

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

No caso das termelétricas candidatas que utilizam Gás Natural Nacional, considerou-se o valor do "Preço do gás na UTE" de 5 US$/MMBTU, bem como um custo fixo referente à "Parcela_DC" semelhante ao valor associado à uma usina a ciclo combinado totalmente inflexível.

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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
GN Flexível	336,00	338,40	335,12	335,22	340,22	347,06	355,98	358,79	359,72	362,81	363,47
GN 50% Inflex	307,00	308,77	305,48	305,59	310,58	317,42	326,35	329,15	330,08	333,18	333,84
GN 80% Inflex	287,00	289,02	285,73	285,84	290,83	297,67	306,60	309,40	310,33	313,42	314,08
GN 100% Inflex	272,00	274,20	270,91	271,02	276,01	282,85	291,78	294,58	295,51	298,60	299,26
GN Ciclo Aberto	439,00	441,73	437,34	437,48	444,14	453,26	465,16	468,90	470,14	474,26	475,15
GN PRE SAL	193,00	194,39	192,36	192,43	195,50	199,72	205,22	206,95	207,52	209,43	209,83

- **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:

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

- **Cálculo do Custo Variável Unitário (CVU) – *Retrofit* de usinas termelétricas existentes**

Com relação ao cálculo do custo varável unitário de usinas termelétricas existentes candidatas a modernização (*retrofit*), para aquelas que utilizam o Gás Natural, o CVU foi recalculado considerando a formulação e o preço de referência do GNL utilizado para as termelétricas indicativas totalmente flexíveis. O consumo específico adotado para cada usina foi obtido a partir do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do MME (jan/2019).

No caso das usinas que utilizam o carvão nacional como combustível, o cálculo do CVU das candidatas a modernização levou em conta a estimativa de aumento de custo relativo à perda do benefício da CDE. O novo CVU proposto para essas usinas é calculado a partir do seu custo variável unitário original acrescido ao custo associado ao reembolso pago pela CDE aos respectivos empreendedores. Para isso, foi considerado o ano de 2018 como referência, tanto de geração de energia elétrica quanto de reembolso do carvão mineral e dos combustíveis secundários (óleo combustível e óleo diesel) utilizados pelas plantas que são cobertas pela CDE.

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	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ALTOS	DIESEL	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12
ANGRA 1	NUCLEAR	25,58	25,58	25,58	25,58	25,58	25,58	25,58	25,58	25,58	25,58	25,58
ANGRA 2	NUCLEAR	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17
ANGRA 3	NUCLEAR	937,00	949,21	1087,97	1076,23	1090,41	1119,41	1141,76	1172,49	1212,32	1228,86	1257,53
APARECIDA	GAS	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18
ARACATI	DIESEL	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18	319,18
ARAUCARIA	GAS	380,98	381,02	387,04	386,86	396,20	412,23	424,64	440,78	454,33	464,24	473,66
BAHIA I	OLEO	511,77	536,22	536,47	536,81	544,09	555,12	566,29	574,56	580,56	586,74	591,03
BAIXADA FLU	GAS	1273,74	1248,08	1206,86	1154,74	1126,88	1118,14	1136,86	1158,11	1191,83	1196,51	1224,05
BATURITE	DIESEL	187,58	187,58	187,58	187,58	187,58	187,58	187,58	187,58	187,58	187,58	187,58
C. ROCHA	GAS	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24
CAMACARI MII	DIESEL	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24	353,24
Camacari PI	OLEO	382,18	382,22	387,79	387,62	396,26	411,10	422,59	437,53	450,07	459,24	467,97
CAMPINA GDE	OLEO	1334,60	1307,82	1264,79	1210,39	1181,31	1172,18	1191,73	1213,91	1249,10	1253,99	1282,73
CAMPO MAIOR	DIESEL	346,37	362,92	363,09	363,32	368,24	375,71	383,27	388,87	392,93	397,11	400,02
CANDIOTA 3	CARVAO	939,55	951,79	1090,93	1079,16	1093,38	1122,46	1144,87	1175,68	1215,62	1232,21	1260,96
CANOAS	GAS	283,74	297,30	297,44	297,63	301,66	307,78	313,97	318,55	321,88	325,30	327,69
CARIOBA	OLEO	190,94	194,51	189,30	189,48	197,37	208,20	222,33	226,77	228,24	233,13	234,18
CAUCAIA	DIESEL	589,83	589,83	589,83	589,83	589,83	589,83	589,83	589,83	589,83	589,83	589,83
CCBS	GAS	119,69	121,72	118,76	118,86	123,35	129,50	137,52	140,04	140,88	143,66	144,25
CCBS_L1	GAS	119,69	121,72	118,76	118,86	123,35	129,50	137,52	140,04	140,88	143,66	144,25
CCBS_L13	GAS	217,98	217,98	217,98	217,98	217,98	217,98	217,98	217,98	217,98	217,98	217,98
Cisframa	BIOMASSA	63,00	66,01	66,04	66,08	66,98	68,34	69,71	70,73	71,47	72,23	72,76
CRATO	DIESEL	73,63	77,15	77,18	77,23	78,28	79,87	81,47	82,66	83,53	84,42	85,03
CUIABA G CC	GAS	140,68	147,40	147,47	147,56	149,56	152,60	155,67	157,94	159,59	161,29	162,47
DAIA	DIESEL	418,35	438,34	438,54	438,82	444,77	453,79	462,92	469,68	474,59	479,63	483,15
DO ATLANTICO	GAS PROCES	548,04	574,23	574,49	574,86	582,65	594,46	606,42	615,28	621,71	628,32	632,92

Usina	Combustível	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
EBOLT_L1	GAS	1025,24	1004,56	971,33	929,31	906,86	899,81	914,90	932,03	959,21	962,99	985,18
EBOLT_L13	GAS	470,34	492,81	493,04	493,36	500,04	510,18	520,44	528,04	533,56	539,24	543,19
ELETROBOLT	GAS	978,10	1062,74	1027,67	983,33	959,63	952,19	968,12	986,20	1014,88	1018,87	1042,30
ENGUIA PECEM	DIESEL	310,41	314,45	360,42	356,53	361,23	370,84	378,24	388,42	401,62	407,10	416,60
ERB CANDEIAS	BIOMASSA	128,30	130,53	127,27	127,38	132,33	139,13	148,00	150,78	151,70	154,77	155,43
F.GASPARIAN	GAS	114,02	114,02	114,02	114,02	114,02	114,02	114,02	114,02	114,02	114,02	114,02
FAFEN	GAS	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71
FIGUEIRA	CARVAO	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71	255,71
FLORES LT1	DIESEL	381,88	381,92	387,60	387,43	396,25	411,39	423,11	438,35	451,15	460,50	469,40
FLORES LT2	DIESEL	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76
FORTALEZA	GAS	381,28	381,32	387,22	387,04	396,21	411,94	424,12	439,95	453,25	462,97	472,21
GERAMAR I	OLEO	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76	215,76
GERAMAR II	OLEO	720,30	714,89	819,15	810,33	820,99	842,78	859,57	882,66	912,58	925,02	946,56
GLOBAL I	OLEO	1830,93	1794,20	1735,20	1660,61	1620,74	1608,22	1635,02	1665,44	1713,69	1720,40	1759,81
GLOBAL II	OLEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GNA P. ACU 3	GAS	84,30	84,30	84,30	84,30	84,30	84,30	84,30	84,30	84,30	84,30	84,30
GOIANIA II	DIESEL	698,14	731,50	731,84	732,30	742,22	757,28	772,51	783,79	791,98	800,41	806,27
IBIRITERMO	GAS	301,67	301,67	301,67	301,67	301,67	301,67	301,67	301,67	301,67	301,67	301,67
IGARAPE	OLEO	475,68	548,81	564,33	565,48	565,74	559,55	561,52	560,71	561,61	562,31	566,17
IGUATU	DIESEL	254,97	294,17	302,49	303,11	303,24	299,92	300,98	300,55	301,03	301,41	303,47
IRANDUBA	OLEO	235,35	271,53	279,21	279,78	279,91	276,85	277,82	277,42	277,87	278,21	280,12
J.LACERDA A1	CARVAO	228,12	263,19	270,64	271,19	271,31	268,34	269,28	268,90	269,33	269,67	271,52
J.LACERDA A2	CARVAO	193,62	223,39	229,71	230,17	230,28	227,76	228,56	228,23	228,60	228,88	230,45
J.LACERDA B	CARVAO	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35
J.LACERDA C	CARVAO	486,20	509,43	509,67	509,99	516,90	527,39	537,99	545,85	551,56	557,42	561,50
JARAQUI	GAS	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
JUAZEIRO N	DIESEL	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
JUIZ DE FORA	GAS	879,54	873,03	998,38	987,78	1000,59	1026,79	1046,98	1074,74	1110,72	1125,66	1151,56
LINHARES	GAS	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82

Usina	Combustível	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MANAUARA	GAS	2618,61	2564,92	2478,67	2369,62	2311,34	2293,05	2332,22	2376,69	2447,23	2457,03	2514,64
MARACANAU I	OLEO	985,49	978,13	1119,81	1107,83	1122,31	1151,92	1174,74	1206,11	1246,78	1263,67	1292,95
MARAMBAIA	DIESEL	720,31	714,90	819,16	810,34	821,00	842,79	859,58	882,67	912,60	925,03	946,57
MARANHAO III	GAS	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
MARANHAO IV	GAS	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
MARANHAO V	GAS	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
Marlim Azul	GAS	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
MAUA 3	GAS	345,02	361,51	361,67	361,90	366,81	374,25	381,77	387,35	391,40	395,56	398,46
MAUA B3	GAS	164,36	172,21	172,29	172,40	174,74	178,28	181,87	184,52	186,45	188,44	189,82
MAUA B4	OLEO	816,76	810,65	928,36	918,40	930,43	955,03	973,99	1000,05	1033,84	1047,88	1072,20
MURICY	OLEO	816,76	810,65	928,36	918,40	930,43	955,03	973,99	1000,05	1033,84	1047,88	1072,20
N.VENECIA 2	GAS	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
NAZARIA	DIESEL	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
NORTEFLU-1	GAS	698,14	692,79	795,84	787,12	797,65	819,19	835,79	858,61	888,19	900,48	921,77
NORTEFLU-2	GAS	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
NORTEFLU-3	GAS	985,49	978,13	1119,81	1107,83	1122,31	1151,92	1174,74	1206,11	1246,78	1263,67	1292,95
NORTEFLU-4	GAS	1105,67	1083,54	1048,00	1003,06	979,04	971,50	987,64	1005,97	1035,04	1039,08	1062,82
NOVO TEMPO	GAS	202,17	202,13	210,93	211,58	211,73	208,22	209,33	208,88	209,39	209,79	211,97
O. CANOAS 1	GAS	202,17	202,13	210,93	211,58	211,73	208,22	209,33	208,88	209,39	209,79	211,97
Onca Pintada	BIOMASSA	1476,70	1446,85	1398,90	1338,28	1305,88	1295,70	1317,48	1342,21	1381,42	1386,87	1418,90
P. PECEM I	CARVAO	2646,28	2592,01	2504,83	2394,60	2335,69	2317,19	2356,79	2401,74	2473,04	2482,95	2541,18
P. PECEM II	CARVAO	617,02	612,21	704,84	697,00	706,47	725,83	740,75	761,26	787,85	798,90	818,04
P. SERGIPE I	GAS	1081,23	1073,16	1228,61	1215,46	1231,34	1263,83	1288,87	1323,29	1367,91	1386,44	1418,56
PALMEIRAS GO	DIESEL	1311,56	1285,07	1242,51	1188,70	1159,94	1150,91	1170,24	1192,18	1226,99	1231,83	1260,26
PAMPA SUL	CARVAO	1311,56	1285,06	1242,50	1188,69	1159,93	1150,90	1170,23	1192,18	1226,98	1231,82	1260,25
PARNAIBA IV	GAS	730,46	724,72	835,29	825,94	837,24	860,34	878,15	902,64	934,37	947,56	970,40
PARNAIBA5A5B	GAS	510,12	539,42	539,42	539,42	539,42	539,42	539,42	539,42	539,42	539,42	539,42
Pau Ferro I	DIESEL	374,87	392,78	392,96	393,21	398,54	406,63	414,80	420,86	425,26	429,78	432,93
PECEM II	DIESEL	366,48	366,48	366,48	366,48	366,48	366,48	366,48	366,48	366,48	366,48	366,48

Usina	Combustível	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PERNAMBU_III	OLEO	711,58	706,24	809,15	800,44	810,96	832,47	849,05	871,83	901,37	913,64	934,91
PETROLINA	OLEO	1476,70	1446,85	1398,90	1338,28	1305,88	1295,70	1317,48	1342,21	1381,42	1386,87	1418,90
PIRAT.12G	GAS	715,93	710,63	812,80	804,16	814,60	835,95	852,41	875,03	904,36	916,54	937,65
PONTA NEGRA	GAS	715,93	710,63	812,80	804,16	814,60	835,95	852,41	875,03	904,36	916,54	937,65
PORTO ITAQUI	CARVAO	126,24	132,27	132,33	132,42	134,21	136,93	139,69	141,73	143,21	144,73	145,79
Potiguar	DIESEL	450,86	472,40	472,62	472,92	479,33	489,05	498,89	506,17	511,47	516,90	520,69
Potiguar III	DIESEL	720,29	714,88	819,14	810,32	820,97	842,76	859,56	882,64	912,57	925,00	946,54
Predilecta	BIOMASSA	202,17	202,13	210,93	211,58	211,73	208,22	209,33	208,88	209,39	209,79	211,97
PROSPERIDADE	GAS	720,29	714,88	819,14	810,32	820,97	842,76	859,56	882,64	912,57	925,00	946,54
R.SILVEIRA	DIESEL	910,86	922,73	1057,62	1046,21	1059,99	1088,19	1109,91	1139,78	1178,50	1194,58	1222,45
SANTANA LM	DIESEL	70,43	73,80	73,83	73,88	74,88	76,40	77,93	79,07	79,90	80,75	81,34
SANTANA W	DIESEL	411,92	431,60	431,80	432,08	437,93	446,81	455,80	462,46	467,29	472,26	475,72
SAO SEPE	BIOMASSA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ST.CRUZ 34	OLEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ST.CRUZ NOVA	GAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STA VITORIA	BIOMASSA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUAPE II	OLEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUZANO MA	BIOMASSA	640,96	696,43	673,44	644,39	628,86	623,98	634,42	646,27	665,07	667,68	683,03
SYKUE I	BIOMASSA	79,53	79,53	79,53	79,53	79,53	79,53	79,53	79,53	79,53	79,53	79,53
T LAGOAS_L1	GAS	113,54	115,52	112,63	112,72	117,11	123,12	130,97	133,44	134,25	136,97	137,55
T LAGOAS_L13	GAS	898,56	976,32	944,10	903,37	881,59	874,76	889,39	906,01	932,35	936,02	957,53
T.NORTE 2	OLEO	575,00	582,49	667,64	660,44	669,14	686,94	700,66	719,51	743,95	754,11	771,70
TAMBAQUI	GAS	82,14	82,14	82,14	82,14	82,14	82,14	82,14	82,14	82,14	82,14	82,14
TERMOBAHIA	GAS	151,69	158,94	159,01	159,11	161,27	164,54	167,85	170,30	172,08	173,91	175,18
TERMOCABO	OLEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERMOCEARA	GAS	935,08	1016,00	982,47	940,08	917,43	910,31	925,54	942,83	970,25	974,06	996,45
TERMOIRAPE I	BIOMASSA	950,37	1032,61	998,54	955,45	932,43	925,20	940,67	958,24	986,11	989,98	1012,75
TERMOMACAE	GAS	921,99	934,00	1070,54	1058,99	1072,95	1101,48	1123,47	1153,71	1192,90	1209,18	1237,39
Termomanaus	DIESEL	144,05	144,05	144,05	144,05	144,05	144,05	144,05	144,05	144,05	144,05	144,05

Usina	Combustível	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TERMONE	OLEO	70,43	73,80	73,83	73,88	74,88	76,40	77,93	79,07	79,90	80,75	81,34
TERMOPB	OLEO	254,55	266,71	266,84	267,01	270,62	276,11	281,67	285,78	288,77	291,84	293,98
TERMOPE	GAS	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46
TERMORIO	GAS	150,19	150,19	150,19	150,19	150,19	150,19	150,19	150,19	150,19	150,19	150,19
TERMORIO_L1	GAS	241,79	241,81	245,17	245,06	250,27	259,22	266,14	275,14	282,70	288,23	293,49
TERMORIO_L13	GAS	98,62	98,62	98,62	98,62	98,62	98,62	98,62	98,62	98,62	98,62	98,62
TRES LAGOAS	GAS	139,38	139,38	139,38	139,38	139,38	139,38	139,38	139,38	139,38	139,38	139,38
URUGUAIANA	GAS	337,66	337,69	342,30	342,16	349,32	361,61	371,12	383,49	393,88	401,47	408,69
UTE CAMBARA	BIOMASSA	168,07	168,07	168,07	168,07	168,07	168,07	168,07	168,07	168,07	168,07	168,07
VALE DO ACU	GAS	106,73	106,74	108,44	108,39	111,03	115,57	119,08	123,64	127,47	130,27	132,94
VIANA	OLEO	240,74	243,83	246,74	249,69	252,68	255,70	258,77	261,95	265,13	268,31	271,49
XAVANTES	DIESEL	126,57	126,57	126,57	126,57	126,57	126,57	126,57	126,57	126,57	126,57	126,57

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 Penalidade de não atendimento à 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 2019 é de R$ 4.944,89/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 uma penalidade específica, 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, a penalidade de capacidade está relacionada 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 desta penalidade. 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 2029 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 2019. 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	0.2229	0.2240	0.2014	0.2780	0.3411	0.3030	0.3573	0.3411	0.2780	0.2954	0.2088	0.2121
Média	0.2728	0.2734	0.2594	0.2250	0.1962	0.1931	0.1976	0.1962	0.2250	0.2285	0.2643	0.2661
Leve	0.4906	0.4889	0.5255	0.4833	0.4490	0.4902	0.4314	0.4490	0.4833	0.4624	0.5132	0.5081

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. 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 *Onshore*	S	0.36	0.36	0.36	0.35	0.35	0.37	0.40	0.42	0.44	0.42	0.41	0.37
	NE	0.40	0.40	0.36	0.38	0.44	0.51	0.55	0.60	0.59	0.55	0.48	0.43
Eólica *Offshore*	SE/CO	0.57	0.51	0.36	0.29	0.33	0.38	0.47	0.56	0.60	0.56	0.52	0.51
	S	0.44	0.44	0.43	0.47	0.53	0.54	0.59	0.65	0.65	0.59	0.56	0.50
	NE	0.48	0.44	0.35	0.37	0.49	0.60	0.73	0.87	0.89	0.83	0.72	0.61
	N	0.37	0.44	0.40	0.29	0.21	0.18	0.25	0.37	0.37	0.33	0.31	0.33
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
	S	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 2029, 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	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Pesada	1.17	1.22	1.39	1.19	1.24	1.29	1.23	1.23	1.23	1.13	1.12	0.97
		Média	1.07	1.15	1.01	1.05	0.97	1.02	0.99	1.01	0.99	1.02	1.08	1.19
		Leve	1.08	1.19	0.91	0.84	0.87	0.90	0.86	0.84	0.85	0.85	0.90	0.94
	Sul	Ponta	0.20	0.17	0.18	0.14	0.11	0.12	0.17	0.19	0.22	0.21	0.19	0.20
		Pesada	0.95	0.97	1.00	1.05	1.03	1.04	1.05	1.05	1.06	1.02	0.99	1.00
		Média	1.08	1.08	1.06	1.02	1.02	0.99	1.00	1.01	1.02	1.03	1.05	1.05
		Leve	1.05	1.05	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.98	0.98	0.99
	NE, N	Ponta	0.49	0.47	0.38	0.35	0.48	0.59	0.65	0.69	0.64	0.59	0.58	0.55
		Pesada	1.02	1.00	1.02	0.97	0.98	0.99	1.00	1.00	1.01	1.02	1.01	1.04
		Média	1.03	1.04	1.03	1.03	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.03	1.04	1.02
		Leve	1.04	1.02	0.99	0.99	1.00	1.02	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	0.99
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	2.13	2.09	2.01	1.50	1.36	1.28	1.36	1.38	1.39	1.56	2.09	1.90
		Média	0.70	0.66	0.81	0.98	1.16	1.34	1.27	1.11	1.08	0.87	0.74	0.80
		Leve	0.74	0.80	0.68	0.72	0.73	0.75	0.68	0.72	0.61	0.70	0.77	0.73
	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	2.09	2.05	1.92	1.43	1.27	1.19	1.26	1.30	1.31	1.48	1.97	1.84
		Média	0.69	0.66	0.79	0.97	1.16	1.30	1.26	1.09	1.07	0.88	0.75	0.80
		Leve	0.75	0.80	0.70	0.74	0.78	0.80	0.76	0.79	0.69	0.76	0.82	0.78