



ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO DE PROJETOS DE INFRAESTRUTURA
PRODUTO 04 – Proposta de Manual de Análise Custo-Benefício para Investimentos
em Expansão da Geração de Energia Elétrica

Agosto 2021

Contrato: BRA10/694/38391/702/38399/2020, Licitação: JOF-1934/2020

1446-PND-01-GL-RT-0004-R3



**MINISTÉRIO DA
ECONOMIA**
**SECRETARIA ESPECIAL DE
PRODUTIVIDADE E COMPETITIVIDADE**



EQUIPE

Ministro de Estado da Economia

Paulo Roberto Nunes Guedes

Secretaria Especial de Produtividade e Competitividade

Alexandre Xavier Ywata De Carvalho

Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura

Edson Silveira Sobrinho

Subsecretaria de Inteligência Econômica e de Monitoramento de Resultados

Rodolfo Gomes Benevenuto – Subsecretário

Diego Camargo Botassio – Coordenador-Geral de Inteligência Econômica

Renato Alves Morato – Coordenador-Geral de Monitoramento de Resultados

Equipe Técnica

Alexandre Moreira Galvão

Beatriz Azevedo Monteiro

Cristiane Delage Henriques Galvão

Danilo Gomes de Melo

Gerson Fernandes Chaves Macieira

José Wanderley Marangon Lima

Julia Lopes Novais

Marcone Dutra Mesquita



Sumário

1. APRESENTAÇÃO	10
2. INTRODUÇÃO.....	12
2.1 O QUE É ESTE DOCUMENTO.....	12
2.2 TIPOS DE PROJETO AOS QUAIS ESTE DOCUMENTO SE APLICA.....	12
2.3 POR QUÊ UM MANUAL ACB ENERGÉTICO	12
2.4 A ACB PRELIMINAR NO CICLO DE INVESTIMENTO DE INFRAESTRUTURA ENERGÉTICA	14
2.5 ESTRUTURA DO MANUAL.....	15
3. FUNDAMENTOS PARA INTERVENÇÃO	17
3.1 RACIONAL ECONÔMICO EM PROJETOS DE RECURSOS ENERGÉTICOS	17
3.2 IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO E DESCRIÇÃO DO CONTEXTO	17
3.3 DEFINIÇÃO DE OBJETIVOS.....	18
3.4 IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS E CENÁRIO CONTRAFACTUAL.....	19
3.4.1 Projeto e alternativas	20
3.4.2 Definição do cenário contrafactual	20
3.4.3 Avaliação de alternativas.....	22
4. REQUISITOS INFORMACIONAIS.....	23
4.1 ESTUDOS DE DEMANDA	23
4.2 ESTUDOS DE ENGENHARIA.....	24
4.3 AVALIAÇÃO DA COMPONENTE SOCIOAMBIENTAL.....	25
4.4 INFORMAÇÕES PARA VALORAÇÃO ECONÔMICA	25
5. ESTIMAÇÃO DE CUSTOS ECONÔMICOS	28
5.1 MENSURAÇÃO CAPEX E OPEX	28
5.2 DETALHAMENTO DO CAPEX E O&M	31
5.3 CUSTOS ASSOCIADOS DE TRANSMISSÃO.....	34
5.4 CONFIABILIDADE	35
5.5 CUSTO DE INTERMITÊNCIA	40
5.6 VALOR RESIDUAL.....	43
5.7 CONVERSÕES PARA PREÇOS SOCIAIS.....	44
5.8 PRINCIPAIS FONTES DE CONSULTA	45
6. ESTIMAÇÃO DE BENEFÍCIOS ECONÔMICOS.....	47



6.1	AUMENTO DA OFERTA DE ENERGIA	48
6.2	REDUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA	52
7.	ESTIMAÇÃO DE EXTERNALIDADES.....	54
7.1	EXTERNALIDADES POR TIPO DE FONTE	54
7.1.1	Hidrelétricas e PCHs	55
7.1.2	Eólicas	56
7.1.3	Fotovoltaicas.....	56
7.1.4	Termelétricas.....	56
7.2	RECOMENDAÇÕES PARA MONETIZAÇÃO	57
7.3	EXEMPLIFICAÇÃO DE CÁLCULOS.....	58
7.3.1	Gases de Efeito Estufa e Gases Poluentes	58
7.3.2	Perda de água	60
7.3.3	Impacto na infraestrutura	61
7.3.4	Inibição da atividade econômica	61
7.3.5	Impacto em Terra Indígena	61
7.3.6	Descomissionamento de usinas nucleares.....	62
7.3.7	Literaturas recomendadas para parâmetros.....	63
7.4	TRATAMENTO DE EFEITOS INDUTIVOS EM MERCADOS SECUNDÁRIOS	63
8.	INDICADORES DE VIABILIDADE DO PROJETO	66
9.	ANÁLISE DE RISCO	68
10.	ANÁLISE DISTRIBUTIVA.....	76
11.	APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS	79
11.1	CHECKLIST DE ELABORAÇÃO.....	80
12.	APLICAÇÃO AO MODELO MDI	83
12.1	CONTEXTUALIZAÇÃO SOBRE O MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS (MDI).....	83
12.2	MUDANÇAS PROPOSTAS	88
13.	BIBLIOGRAFIA CONSULTADA	92
14.	ANEXO 1: PONTOS DE ATENÇÃO E MELHORIAS FUTURAS	95
15.	ANEXO 2: ANÁLISE DA QUALIFICAÇÃO DA MÃO DE OBRA	96
16.	ANEXO 3: PARÂMETROS PADRÕES DE CUSTOS.....	98
16.1	USINA TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL	98



16.2 USINA TERMELÉTRICA A CARVÃO MINERAL.....	100
16.3 USINA NUCLEAR.....	102
16.4 USINA A BIOGÁS.....	104
16.5 USINA EÓLICA.....	105
16.5.1 Usina Eólica Onshore.....	105
16.5.2 Usina Eólica Offshore.....	106
16.6 USINA FOTOVOLTAICA.....	108



Índice de Figuras

Figura 1.1 - Estrutura Analítica de Projeto - EAP.....	11
Figura 2: Entrada da ACB no processo atual	15
<i>Figura 5.1 – Estimativa de Custo de Interrupção</i>	<i>39</i>
<i>Figura 6.1 – Benefício do Aumento de Energia</i>	<i>49</i>

Índice de Quadros

Quadro 5-1 - Custos de Investimento e de Operação e Manutenção	29
Quadro 5-2 - Parâmetros Econômicos individualizados das Usinas Hidrelétricas consideradas	30
Quadro 5-3 - Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos – PRORET submódulo 2.5 da ANEEL	36
Quadro 5-4 - Custo Variável Unitário de UTEs	41
Quadro 5-5 – Valor Econômico do Carbono por tipo de UTE	42
Quadro 5-6 - Desagregação do CapEx e OpEx para aplicação dos fatores de conversão	44
Quadro 6-1 – Estimativa de Benefícios	48
<i>Quadro 6-2 – Estudos de Referência para o Cálculo de Elasticidade Preço-Demanda Elétrica</i>	<i>50</i>
Quadro 6-3 - Estudo de Referência para o Cálculo de Elasticidade Renda-Demanda Elétrica	51
Quadro 7-1 - Externalidades por tipo de fonte	54
Quadro 7-2 - Fator de Emissão de CO ₂ por fonte de geração	59
Quadro 7-3 - Estimativa do custo do carbono	59
Quadro 7-4 - Estimativa-exemplo do custo da água	60
Quadro 7-5 - Processos de descomissionamento	63
Quadro 7-6 - Sugestões e referências de literatura no tema	63
Quadro 8-1: Interpretação da TRE	67
Quadro 9-1: Exemplo de Análise de Sensibilidade	68
Quadro 9-2 - Análise do Ponto de Inflexão	69
Quadro 9-3 – Lista de Variáveis Relevantes para Análise de Sensibilidade	69
Quadro 9-4 - Classificação por níveis de severidade	70
Quadro 9-5: Exemplo de Matriz de Riscos Qualitativos	71



Quadro 9-6 - Ações indicadas para diferentes níveis de risco	71
Quadro 9-7 – Dimensões de Risco em Projetos de Energia	72
Quadro 9-8: Exemplo de saída uma simulação de Monte Carlo.....	73
Quadro 10-1 – Modelo Matriz Stakeholders (ilustrativo)	78
Quadro 11-1 - Modelo de apresentação do Relatório de ACB, de acordo com o Guia Geral	79
Quadro 11-2 – Checklist para Elaboração	80
Quadro 15-1 - CNAEs analisados	96
Quadro 15-2 - Qualificação dos CNAEs por região.....	97
Quadro 16-1 - Preço Sombra da Mão de Obra no Brasil	98
Quadro 16-2 - CapEx UTE Gás Natural	99
Quadro 16-3 - Cronograma físico-financeiro UTE Gás Natural	99
Quadro 16-4 – Composição do O&M de uma UTE Gás Natural	99
Quadro 16-5 - Custo Variável Unitário de UTEs de Gás Natural	100
Quadro 16-6 - CapEx UTE Carvão Mineral	100
Quadro 16-7 - Cronograma físico-financeiro UTE Carvão Mineral	101
Quadro 16-8 – Composição do O&M de uma UTE Carvão Mineral.....	101
Quadro 16-9- CapEx Nuclear	102
Quadro 16-10 - Cronograma físico-financeiro de Usinas Nucleares.....	103
Quadro 16-11 – O&M Usina Nuclear	103
Quadro 16-12 - CapEx Usina a Biogás	104
Quadro 16-13 – O&M Usina a Biogás	105
Quadro 16-14 - Composição do CapEx de Usinas Eólicas Onshore	106
Quadro 16-15 - Composição custo de O&M de Usinas Eólicas Onshore	106
Quadro 16-16 - Composição do CapEx de Usinas Eólicas Offshore	107
Quadro 16-17 - Composição custo de O&M de Usinas Eólicas Offshore	107
Quadro 16-18 - Composição do CapEx de Usinas Fotovoltaicas.....	108
Quadro 16-19 - Composição do O&M de Usinas Fotovoltaicas.....	109



Siglas

ACB: Análise de Custo-Benefício

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BACEN: Banco Central

BAU: Business as Usual

Biogás RSU: resíduos sólidos urbanos

CAPEX: Capital Expenditure

CFURH: Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos

CVU: Custo variável unitário

DAP: Disposição à Pagar

DFE: dynamic fixed effects

EGC: Equilíbrio Geral Computável

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

EVTEA: Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental

g: grama

GEE: Gases do Efeito Estufa

GLS: mínimos quadrados generalizados

IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEA: International Energy Agency

IPEA: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

IRENA: International Renewable Energy Agency

m: metro

MDI: Modelo de Decisão de Investimento

MG: mean-group

MIP: Matriz insumo-produto

MQO: Mínimos Quadrados Ordinários

NOx: óxidos de nitrogênio



NREL: National Renewable Energy Laboratory

O&M: Operação e Manutenção

OCDE/OECD: Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico/
Organisation for Economic Co-operation and Development

OPEX: Operating Expense

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PMG: pooled mean-group

RAB: Renewables Advisory Board

SGS: Sistema Gerenciador de Séries Temporais

T&D: Transmissão e Distribuição

TAR: Tarifa Atualizada de Referência (CFURH)

TSFEE: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UC: unidades de conservação

UTE: Usina Termelétrica

VIF: variance inflation factor

W: watt - unidade de medida de potência, pode ainda está em quilo (k)/mega (M)/giga (G)/ watt (W)

Wh/ano: watt hora ano - unidade de medida de energia gerada por ano, pode ainda está em quilo (k)/mega (M)/giga (G)



1. APRESENTAÇÃO

Esta publicação é parte integrante de uma série de relatórios que visam divulgar, solidificar e subsidiar a preparação e avaliação de propostas de investimento em infraestrutura segundo a metodologia definida pelo Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício para Projetos de Investimento de Infraestrutura (Guia ACB) publicado pelo Ministério da Economia. A aplicação da ACB em uma fonte de geração visa compreender os impactos socioeconômicos e ambientais de um projeto do gênero.

O desenvolvimento deste documento é resultado da parceria entre a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura da Secretaria Especial de Produtividade e Competitividade do Ministério da Economia (SDI/SEPEC/ME) com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD). Trata-se do PRODUTO 04 – Proposta de Manual de Análise Custo-Benefício para Investimentos em Expansão da Geração de Energia Elétrica, parte integrante do Contrato: BRA10/694/38391/702/38399/2020, Licitação: JOF-1934/2020. A partir dessa parceria, a consultoria contratada desenvolveu a presente proposta de manual, o qual em sua fase de elaboração contou com contribuições dos órgãos federais protagonistas deste setor, como a Empresa de Pesquisa Energética, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético e a Secretaria de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia.

Nesse sentido, recomendamos o uso de tal metodologia para garantir maior transparência e efetividade na estruturação e priorização de projetos de investimento de infraestrutura de energia elétrica, tornando-os cada vez mais alinhados com as principais necessidades da sociedade. Esta publicação cumpre não apenas com o objetivo de disseminar as melhores práticas sobre avaliação socioeconômica de projetos de infraestrutura de energia elétrica, mas também garantir maior prestação de contas dos recursos do contribuinte investidos na elaboração deste produto.



Figura 1.1 - Estrutura Analítica de Projeto - EAP



2. INTRODUÇÃO

2.1 O QUE É ESTE DOCUMENTO

O documento apresenta o guia prático de Análise Custo-Benefício (ACB) aplicável a projetos e programas de investimento em infraestrutura de geração energética disponíveis na economia nacional. Seu propósito principal é fornecer diretrizes e recomendações a fim de padronizar a metodologia de avaliação de projetos e programas de geração elétrica, focando sua aplicação sistemática relativa à seleção e priorização de investimentos.

Este é um Manual Setorial que obedece a estrutura e complementa o documento Guia Prático de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura (Guia Geral de ACB)¹, o qual traz diretrizes gerais assim como conceitos essenciais para a padronização da metodologia ACB de projetos de infraestrutura, e deve, portanto, ser lido em conjunto com este manual.

2.2 TIPOS DE PROJETO AOS QUAIS ESTE DOCUMENTO SE APLICA

A Análise Custo-Benefício mostra-se importante para a tomada de decisão relativa a projetos energéticos de grande vulto² pois traz um sistema formal de análise, o que leva a uma gestão de investimentos públicos mais eficiente. Essa gestão é reconhecida como principal entrave para a efetividade e qualidade do investimento em infraestrutura no Brasil³, de modo que melhorias nesse aspecto revelam melhorias substanciais na decisão de alocação dos recursos públicos.

2.3 POR QUÊ UM MANUAL ACB ENERGÉTICO

O presente documento, além de fornecer as diretrizes e guiar especificidades da ACB recortada ao setor de geração elétrica do Brasil, também acresce fatores de decisão de ordem socioeconômica e ambiental para o atual Modelo de Decisão de Investimento da Empresa de Pesquisa Energética. Assim, deve ser usado como um manual complementar ao Guia Geral de ACB elaborado pelo Ministério da Economia, que possui cunho genérico quanto ao recorte setorial.

A estrutura de mercado do setor de serviços públicos se configura, normalmente, em um monopólio natural, em que os altos custos fixos representam uma barreira de entrada para novos entrantes e os baixos custos marginais favorecem a escala dos principais agentes do setor, dificultando a ampla concorrência. Assim, as economias de escala de

¹ BRASIL. Ministério da Economia. Guia Prático de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura. 93 fl. ME (Brasil): 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/aceso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas/2020/guia-de-analise-custo-beneficio-de-projetos-de-investimento-em-infraestrutura>

² Classifica-se aqui projetos de grande vulto sendo aqueles cujo valor seja superior a R\$ 50 milhões, em linha com as definições do Plano Plurianual 2020-23 (Lei nº 13.971, de 2019).

³ Banco Mundial (2017); FMI (2018)



produção e distribuição inviabilizam a fragmentação do setor, o que poderia afetar o fornecimento e gerar aumento de custos, justificando a regulamentação estatal em prol da garantia da competitividade como consequência da eficiência econômica.

A regulamentação, nesse caso, tem dois objetivos: a proibição de práticas consideradas maléficas entre os entes do setor privado e da sociedade civil e o incentivo a um ambiente concorrencial, pouco estimulado pelas características intrínsecas do setor (ARAÚJO, 2003). Outra justificativa da regulamentação e interferência estatal no setor energético é oportunizar investimentos a fim de direcionar esforços de inovação, colaborando na expansão do parque tecnológico e na redução de custos.

Além das experiências nacionais de fomento do desenvolvimento de tecnologias específicas, existem diversos exemplos internacionais de medidas de direcionamento de investimentos.

Segundo Dunlop et al (2010), a utilização de ferramentas de análise, como a ACB, é sustentada por quatro motivos: o instrumental, o político, o comunicativo e o perfunctório. O uso instrumental dessas ferramentas é o mais direto e busca a formulação de políticas públicas mais racionais, baseadas em evidências. O uso político se refere ao aproveitamento de tais análises para reforço de agendas políticas específicas, utilizando-se ACBs como base de argumentativa para aprovação ou reprovação de políticas públicas de interesse. O uso comunicativo, por sua vez, tem sentido de consulta entre os formuladores de políticas públicas e os agentes afetados, sendo a ferramenta analítica utilizada como facilitador desse diálogo. Por fim, o uso perfunctório reflete uma utilização simbólica, onde os demais usos não são contemplados, sendo a análise, portanto, apenas um item compulsório.

Ademais, a Análise de Custo-Benefício (ACB) surge como complemento para que a análise dos elementos não quantificáveis pelo MDI seja levada em consideração. Dessa forma, a metodologia ACB fornece ao agente público parâmetros para comparação entre os retornos financeiros, sociais e ambientais de diferentes projetos e assim, podendo auxiliar na decisão dos tipos de leilões que deverão ser realizados, incluindo os de projetos estruturantes e quais fontes energéticas a serem incentivadas, tendo em vista também o benefício econômico que trarão para a sociedade.



2.4 A ACB Preliminar no ciclo de investimento de infraestrutura energética

O principal propósito de uma ACB Preliminar durante a fase de planejamento e pré-viabilidade é auxiliar os tomadores de decisão na transição de uma lista longa para uma lista curta de alternativas, podendo incluir uma opção prioritária para análise detalhada na fase posterior de avaliação. Tratando-se da fase preliminar, a ACB deve ser estratégica, partindo de uma série mais ampla e diversa de alternativas, provendo um conjunto inicial de opções, e, pelo seu caráter preliminar, pode não abranger todos os benefícios esperados do projeto em sua avaliação.

Normalmente, como ressaltado, a ACB Preliminar partirá de um estágio anterior a detalhamentos de um EVTEA, por exemplo. Por isso, mais ênfase é dada aos custos e benefícios diretos, que provavelmente serão uma função das informações e dados disponíveis no momento da confecção da ACB Preliminar, tipicamente paramétricas e com estimativas aproximadas. Esses benefícios incluirão capital e custos evitados, que podem ser incorridos em um cenário *Business as Usual* (BAU), bem como estimativas iniciais de benefícios diretos ao usuário e outros benefícios que podem ser avaliados imediatamente com o uso de proxies. Os benefícios menos triviais, assim como externalidades, são mais prováveis de serem descritos em termos qualitativos, devido à disponibilização de dados, para serem aprofundados na fase de estruturação do projeto.

Não é todo tipo de decisão que cabe ser acessada via ACB, tampouco pela ACB Preliminar da Infraestrutura Energética, quando essa se encontra em um contexto de desenvolvimento mais amplo. A análise deve sempre ser limitada ao escopo das alternativas contrastadas, não sendo instrumento substituto à uma Avaliação Ambiental Estratégica, por exemplo, ou às diversas outras avaliações institucionais e de interrelações socioambientais que se abordam em um Plano de Desenvolvimento Sustentável. A ACB Preliminar pode ser instrumental, primordialmente, para conceber as alternativas de projeto que mais atendem aos anseios de dado contexto do desenvolvimento nacional.

A Análise de Custo-Benefício (ACB) surge como complemento para que a análise dos elementos não quantificáveis pelo MDI seja levada em consideração. Busca, também, atender diferentes entes nas análises de projetos individuais ou regionais. A metodologia ACB fornece ao agente público parâmetros para comparação entre os retornos financeiros, sociais e ambientais de diferentes projetos e assim, podendo auxiliar, como já mencionado, na decisão dos tipos de leilões que deverão ser realizados e quais fontes energéticas a serem incentivadas, tendo em vista também o benefício econômico que trarão para a sociedade. A ACB é um método de análise que visa a eficiência da alocação de recursos, além de contribuir para a redução de assimetrias de informação e para a comparação justa entre projetos diferentes.

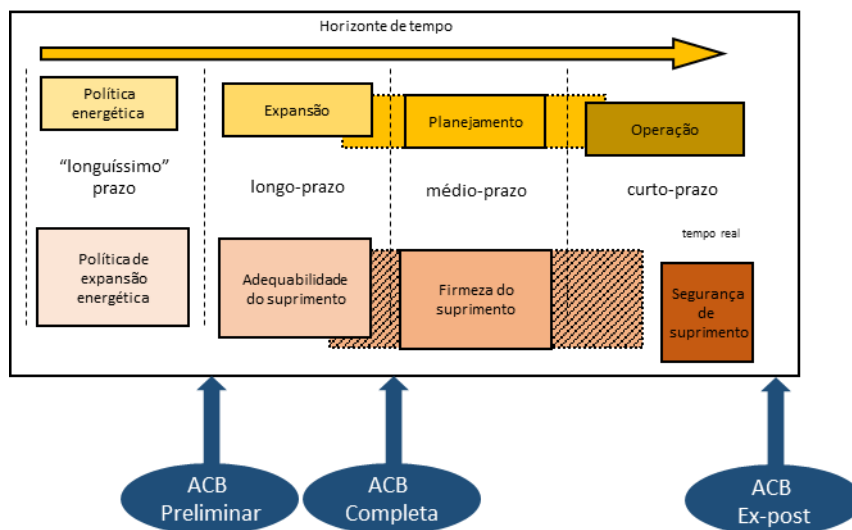


Figura 2: Entrada da ACB no processo atual

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

2.5 ESTRUTURA DO MANUAL

O presente manual setorial segue a mesma estrutura do Guia Geral de ACB e suas diretrizes. Deve ser lido em conjunto ao Guia, sendo entendido como um complemento do mesmo. Portanto, parte dos conceitos basais da ACB já estão discutidos no Guia Geral de ACB e não são replicados no presente texto, dentre eles: a ótica da sociedade, custo de oportunidade, o cálculo de indicadores de viabilidade e sobretudo a abordagem incremental. Estruturado com os mesmos capítulos do Guia Geral, o Manual traz uma abordagem mais operacional e, sobretudo, à luz de projetos de infraestruturas de grande porte⁴.

Assim sendo, o Capítulo 3 aborda os fundamentos para intervenção, em que são introduzidos os aspectos relativos ao contexto da intervenção infraestrutural; a definição dos objetivos da intervenção e orientações da identificação do projeto e suas alternativas, além da caracterização do cenário sem o projeto (contrafactual), novamente abordando o caráter estratégico dessa etapa.

O Capítulo 4 aborda os requisitos informacionais para a ACB Preliminar de infraestruturas energéticas, trazendo demandas específicas desse tipo de projeto, necessárias à condução da avaliação econômica posterior. O capítulo aborda estudos de demanda de energia elétrica, os estudos fundamentais do setor; informações do projeto (e suas alternativas); dados ambientais; e finalmente informações úteis à valoração econômica.

⁴ Conforme art. 2º do Decreto 9.526/2020, o Comitê Interministerial de Planejamento da Infraestrutura fixará o critério para definição de projetos de grande porte. Até a publicação do regulamento, pode ser utilizado o critério do PPA 2020-23 a título de exemplo (+R\$ 50 milhões).



Na sequência, o Capítulo 5 trata da estimação de custos econômicos ancorado nas diretrizes do Guia Geral de ACB, incluindo a identificação de Capex e Opex, as correções fiscais e fatores de conversão, assim como o valor residual e seu método de cálculo indicado e indicações de avaliações da confiabilidade e intermitência. O Capítulo 6 trata sobre a estimação de benefícios, no qual são estipulados os métodos de cálculo dos benefícios. E o Capítulo 7 aborda a estimação de externalidades, indicam-se externalidades comuns por tipo de fonte energética, sendo essas socioeconômicas e ambientais. Em seguida, o Capítulo 8 traz os indicadores a serem utilizados para definir a viabilidade do projeto analisado.

Os capítulos finais são dedicados às etapas mais processuais da ACB, mas ainda buscando trazer particularidades do setor. Assim, o Capítulo 9, sobre análise de risco, aborda dimensões de interesse à análise de sensibilidade, assim como riscos típicos do setor a serem tratados nesta seção e dimensões importantes a serem abordadas. Após, o Capítulo 10 trata sobre análise distributiva dos fluxos de benefício, de custo e de externalidades para os principais *stakeholders* do projeto. Por fim, o Manual é concluído com o Capítulo 11, que traz a apresentação de resultados, seguindo as diretrizes do Guia Geral de ACB.

Além disso, este Manual traz, no Capítulo 12, aplicações e simulações possíveis para incorporação de conceitos da Análise de Custo-Benefício ao Modelo de Decisão de Investimento (MDI) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), modelo este utilizado no planejamento de expansão de energia elétrica do Brasil.

Este Manual é finalizado, trazendo a bibliografia consultada e anexos relativos a: aprimoramentos para o manual; metodologia de identificação da qualificação da mão de obra; parametrização dos cálculos de custos de CAPEX e OPEX por tipo de fonte; e método de cálculo de elasticidade.



3. FUNDAMENTOS PARA INTERVENÇÃO

Esta seção aborda os elementos que antecedem a Análise Custo-Benefício e correspondem à avaliação do caso estratégico da proposta de investimento, segundo o Modelo dos Cinco Casos apresentado no Guia Geral de ACB. Serão apresentados, nesta seção, aspectos relativos ao contexto da intervenção prevista, definição de seus objetivos e identificação do projeto e suas alternativas, além da caracterização do cenário sem o projeto. As informações devem ser apresentadas no Relatório de ACB, de forma organizada para sua adequada interpretação.

3.1 RACIONAL ECONÔMICO EM PROJETOS DE RECURSOS ENERGÉTICOS

Entende-se que os projetos de infraestrutura energética apresentam mais fatores a serem levados em consideração do que simplesmente os resultados financeiros dos projetos, que não refletem o impacto socioeconômico da infraestrutura. Espera-se que a ACB econômica ajude a revelar valores não capturados pelos mercados estabelecidos e, neste caso da ACB Preliminar, possa auxiliar a justificativa, priorização e desenho das infraestruturas energéticas futuras a serem detalhados na próxima fase de avaliação de viabilidade (ACB Completa).

É esperado que, ao final desta seção, seja possível um entendimento claro entre as chamadas entradas (insumos) e saídas (resultados) do projeto, bem como seus “resultados e objetivos”, objetivos e meta setorial e finalmente da relação do projeto com o objetivo macro e estratégico do setor. As próximas seções descrevem aspectos e características destes projetos, tipos de informações exigidas de contexto, objetivos e identificação do projeto.

3.2 IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO E DESCRIÇÃO DO CONTEXTO

A identificação do projeto e descrição do contexto em que está inserido são fundamentais para embasar a proposta do projeto frente às projeções de tendência futuras e realidade atual. Em primeiro lugar, tratando-se da identificação do projeto, deve-se identificar:

- *O escopo do projeto a ser implementado:* é a descrição do trabalho necessário para entregar o projeto em plena operação. Ele traz informações importantes na condução do projeto, como objetivos específicos, entregas (parciais e total), tarefas e prazos.
- *Atividades a serem realizadas:* O cronograma do projeto em detalhes de execução e cronologia, além de informações como a descrição da infraestrutura e localização de implantação.
- *O corpo responsável:* Os agentes envolvidos devem ser citados, desde a gerência às atividades operacionais do projeto, além dos demais agentes envolvidos em outras etapas, como no financiamento, na avaliação técnica ou até na utilização dos recursos a serem disponibilizados.



O segundo passo para realizar uma ACB é a definição do contexto no qual o projeto será inserido, buscando compreender especificidades de cada região, que possam impactar nos custos e benefícios do projeto em questão. Para escopo desse guia, dada a dimensão continental do Brasil, com diferenças entre as regiões que o compõem, é importante a definição de quais delas serão atingidas, devendo a análise levar em consideração características individuais de cada região.

É importante, portanto, identificar o cenário socioeconômico e político da região, buscando mapear as projeções de crescimento econômico, taxa de desemprego, demografia e perfil de consumo de energia. Somado a isso, os fatores geográficos são determinantes para definição da viabilidade técnica, sendo necessário detalhar as condições climáticas e de relevo do local, além dos possíveis problemas e regulações ambientais na região, uma vez que esses pontos podem limitar o escopo do projeto.

Outro fator político que deve ser analisado são os planos de desenvolvimento, onde são detalhados, pelas autoridades do setor energético, os direcionamentos e projeções para curto, médio e longo prazo e o histórico de geração e de consumo do país, informações essenciais para projetar a demanda pelo recurso a ser disponibilizado. Finalmente, é necessário compreender a disponibilidade da oferta de serviços da região, analisando os possíveis fornecedores e a qualificação da mão de obra disponível, além da estrutura competitiva. De forma complementar, deve-se identificar o problema a ser atacado e seu alinhamento com os planos e programas já existentes.

Ademais, devem ser coletados dados acerca da qualidade dos serviços prestados, tarifas vigentes, custos operacionais e demais informações relevantes para qualificação da alternativa proposta como solução do problema a ser solucionado.

Por fim, para definição do contexto da ACB, o período de análise de um projeto em energia elétrica deve levar em consideração o tempo para os investimentos estipulados, como nos leilões da Aneel e, além dele, o período posterior à concessão em que ainda haverá impactos decorrentes do projeto.

3.3 DEFINIÇÃO DE OBJETIVOS

De maneira geral, investimentos em geração visam alcançar um desses objetivos, ou uma mescla deles:

- Aumento da oferta para atender aumento da demanda;
- Redução de custos pela substituição de plantas antigas mais ineficientes por novas plantas;
- Aumento da confiabilidade da rede energética;
- Redução da intermitência na energia.

Entender o propósito do projeto é fundamental para a identificação e cálculo dos benefícios.

Além disso, é interessante relacionar os objetivos do projeto com diretrizes do planejamento estratégico e política nacional de energia. Para isso, vale analisar os



documentos: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)⁵, elaborado todo ano pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética); Plano Nacional de Energia (PNE)⁶, também feito pela EPE; e Lei 9.478/97⁷, que apresenta os objetivos das políticas nacionais para energia.

Sendo assim, a partir do contexto apresentado, o proponente deverá apresentar:

- Um **problema** a ser encaminhado; ou
- Uma **oportunidade identificada**, a ser aproveitada.

Os objetivos do projeto, portanto, devem atender às demandas observadas, dando encaminhamento ao problema ou oportunidade identificados. Eles devem ser definidos em relação explícita às necessidades elencadas, ou seja, a avaliação de necessidades baseia-se na descrição do contexto, e serve de fundamento à definição dos objetivos, e não estritos a uma solução específica (projeto). Adicionalmente, o estabelecimento de objetivos deve, sempre que possível, estar associado a metas e indicadores, além de deverem ser formados de maneira específica, mensurável, atingível, realista e fixados no tempo.

3.4 IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS E CENÁRIO CONTRAFACTUAL

Uma vez identificado o problema ou oportunidade a ser encaminhado com o alcance do objetivo estabelecido na seção anterior, é preciso caracterizar o projeto e as alternativas de solução ao problema que serão comparadas ao cenário contrafactual, ou seja, a situação sem o projeto e suas alternativas.

De modo geral, podem ser resumidas as etapas de definição de alternativas para o problema às seguintes etapas:

- a) análise estratégica de opções de solução, e, como resultado, uma lista extensa de alternativas;
- b) deve-se filtrar de modo qualitativo essa lista, tomando como consideração alinhamento a fatores críticos de sucesso previamente definidos (voltados para a solução do problema em questão);
- c) sequencialmente, a lista de opções estará encurtada, de modo que restem as que melhor endereçam o “problema”. É esperado que haja de 3 a 1 alternativa.
- d) essa lista curta deve ser submetida à ACB preliminar, obtendo-se uma alternativa preferencial (ou “o projeto”). Posteriormente, as alternativas da lista curta (ou no mínimo a solução preferida e seu contrafactual) podem ser objeto de estudos mais específicos e profundos, levando à ACB completa.

⁵ <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

⁶ <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-de-energia-pne>

⁷ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm.



3.4.1 *Projeto e alternativas*

É importante situar a ACB Preliminar aqui proposta como o processo pelo qual alternativas de projeto são confrontadas e priorizadas para um posterior detalhamento e avaliação econômica completa. Assim, nessa fase de pré-viabilidade é imprescindível que sejam estabelecidas estratégias alternativas para alcançar o objetivo proposto, listando diferentes combinações entre dimensões como: escopo, porte, capacidade de geração, região, tecnologia utilizada, implementação e custos.

Além disso, é importante que todas as alternativas propostas estejam de acordo com os principais fatores críticos. Ou seja, as diferentes possibilidades devem não só atender ao objetivo, como estar alinhadas aos planos estratégicos, em conformidade com legislações e ter sua viabilidade financeira e exequibilidade confirmadas.

3.4.2 *Definição do cenário contrafactual*

Segundo o Guia Europeu para ACB de Projetos de Investimentos (2004), um cenário contrafactual é definido como aquele que aconteceria na ausência do projeto. Para este cenário, as projeções são realizadas por todos os fluxos de caixa relacionados às operações na área do projeto, para cada ano durante a vida do projeto.

Há casos, assim, em que um projeto consiste num ativo completamente novo e não há serviço ou infraestrutura pré-existente, sendo o cenário, sem o projeto, àquele sem operações.

Nos casos de investimentos voltados à melhoria de uma instalação já existente, devem ser incluídos os custos e as receitas/benefícios para operar e manter o serviço em um nível que é ainda operável (Business As Usual - BAU) ou mesmo a realização de pequenos investimentos de adaptação que sejam programados (Do-Minimal).

O Cenário Contrafactual é um importante balizador do estudo econômico do projeto, uma vez que esse estabelece as condições anteriores e precedentes para tomada de decisão. A realização da viabilidade econômica, por exemplo, pode comparar economicamente o valor presente a auferir entre a implantação de um projeto de energia e sem o projeto. As condições de viabilidade assim devem ser líquidas entre ambos.

Como mencionado, são admitidas, ainda, duas vertentes mais comuns para esse Cenário Contrafactual: Business As Usual ou Do-Minimal, ou seja, o negócio como ele é/está no primeiro caso ou fazer o mínimo para manutenção das estruturas existentes. No mercado de energia, o primeiro caso, por exemplo, seria não implantar um projeto de geração, diante das condições de mercado existentes e, no segundo, Do-Minimal, por exemplo, a modernização de usinas contra simplesmente mantê-las.

Na prática do setor elétrico e do Sistema Integrado Nacional (SIN), no entanto, há complexidade de eventos, agentes e estruturas relacionadas.

Como tentativa de capturar o custo desse cenário, Business as Usual, foi simulada a falta de energia de 1,3 GWmed em 15 anos, diante das previsões já colocadas pelo PDE 2030. Considerou-se desta forma que o parque gerador existente e suas implementações previstas ao longo deste horizonte fossem capazes de suportar este acréscimo de



demanda de energia. É importante mencionar que o planejamento da expansão da geração pressupõe um conjunto de critérios como, por exemplo, satisfazer o balanço energético com um risco de déficit de 5%. Ao aumentar a demanda devido a não contratação de um novo empreendimento, o sistema consegue atender com um custo operacional face à utilização de geração térmica adicional, mas também tende a ter risco de déficit maior, ou seja, deteriora o suprimento de energia.

O resultado obtido para este montante adicional de demanda foi originado no acionamento de térmicas em alguns momentos, utilizando-se a energia de reserva do sistema e as sobras de geração hidráulica naturais face ao critério de risco estabelecido. O resultado encontrado estimou um déficit médio de R\$ 78,00 por MWh para atendimento à demanda, sem a implantação desse projeto, ou seja, pelo custo marginal de longo prazo previsto não se recomendaria a implantação de nenhum projeto de energia, dado o menor custo comparativo.

No entanto, essa visão considera uma abordagem restrita, pois somente quando o sistema entrasse em colapso e em déficit efetivo, seria recomendável a implantação de novos projetos de geração, sendo que a estrutura sistêmica deve pressupor a implantação gradativa de projetos para atendimento à demanda. Adicionalmente, as reservas de potência são criadas justamente para mitigar as imprevisibilidades do sistema como a intermitência das fontes geradoras, causadas por efeitos climáticos, por problemas de geração oriundos de perda de equipamentos, ou devido às incertezas nas previsões da demanda, ou seja, é necessária toda a adequação de risco e reserva para mitigar as incertezas no balanço entre a produção e a demanda de energia elétrica.

Assim, pode-se ponderar que diante dessa necessidade de reserva para atendimento adequado ao sistema, uma vez que déficits são proibitivos e destruidores de ganhos econômicos, o não atendimento a uma demanda de energia deveria ter como cenário contrafactual ou o custo do déficit ou a melhor forma de evitá-lo. Essa prática é simulada atualmente pelo MDI, ou seja, em simulações realizadas para atendimento à demanda, há sempre a busca de fontes geradoras com o mínimo-custo, mas no limite são aceitas propostas de estruturação de termoeletricas como alternativa de se evitar o déficit, e no caso do mínimo custo econômico, priorizando-se as térmicas de gás natural, que possuem entre as térmicas o melhor custo social, devido ao menor impacto ambiental.

Assim, não se espera que o sistema permita o déficit devido ao elevado valor atual de R\$ 6.524,05/MWh, custo esse que pode chegar ao dobro, se consideradas outras metodologias que analisam o real impacto intersetorial na economia, na ausência de energia elétrica para seus negócios.

Já para a implantação de um projeto de geração pelo olhar local, não sistêmico, pode ser comparada a proposição alternativa mais facilmente instalável e que possua parâmetros de seus custos disponíveis na literatura nacional, representado pelas térmicas a Carvão Nacional.

Assim, propõe-se como cenário contrafactual para ACB de Energia uma condição alternativa, em que não atender a demanda de energia, ou seja, não fazer nada, seria implantar o projeto mais facilmente disponível.



Nessa condição, para o consumidor, em ambos os casos esse será atendido em sua demanda. O preço da tarifa de energia elétrica do consumo no curto prazo é o mesmo nos dois cenários. Toda a relação entre consumidor e distribuidora é indiferente em ambos. Todavia, os custos de compra de energia podem ser diferentes. Há custos também que são relativos a aspectos regionais, como perdas na transmissão e distribuição. Assim, uma térmica mais próxima de centros urbanos, possui menor perda e custos de expansão da rede ao comparar projetos de geração nas regiões Norte ou Nordeste do Brasil e essas diferenças devem ser computadas. Os demais custos entre os projetos, financeiros e econômicos, também mostrarão suas diferenças e comporão toda a análise.

3.4.3 *Avaliação de alternativas*

A decisão e execução de um projeto significa o consenso simultâneo de não se implantar nenhuma das demais alternativas factíveis. Assim, para avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental de um projeto, um rol adequado de alternativas deve ser previamente considerado e comparado. (Guia Geral ACB, 2020). Em termos de prazos, o período padrão de análise poderá coincidir com o prazo habitual de concessão ou autorização praticado no setor de energia.



4. REQUISITOS INFORMACIONAIS

A realização de uma ACB, mesmo que preliminar, requer diversas informações específicas do projeto, além daquelas relativas ao cenário geral do setor, conforme abordado no capítulo anterior. Este capítulo, portanto, tem a intenção de orientar o formulador da ACB acerca das informações essenciais para realização de cada um dos blocos de análises. Diante disso, conforme destacado no Guia Geral da ACB, tais dados devem ser organizados e apresentados no relatório da ACB, facilitando a compreensão do cenário proposto e possibilitando sua avaliação qualitativa.

Apesar da probabilidade de indisponibilidade de parte das informações, dado o estágio de desenvolvimento dos projetos, é necessário que requisitos informacionais mínimos sejam atingidos, garantindo a completude e qualidade da ACB. Assim, mesmo que diante da ausência de estudos específicos, é necessário que os seguintes tópicos sejam atendidos:

- Análise de demanda;
- Design técnico, plano de produção, estimativas de custo e cronograma de implementação, com base nos estudos de engenharia;
- Identificação de aspectos ambientais e impactos ambientais potenciais, impactos sociais e considerações sobre mudanças climáticas, considerando um processo sistemático de avaliação da componente ambiental.

Apesar de apresentados de forma segregada, as informações referentes a cada um dos temas podem assumir papel complementar, uma vez que os dados coletados devem auxiliar na análise dos demais blocos.

Em caso de ausência de fonte de informações específicas do projeto (EVETEA, EIA-RIMA, etc.) dados paramétricos devem ser buscados a partir de fontes secundárias ou provenientes de projetos semelhantes. Por não serem dados do projeto em questão, esses devem ser adaptados ao caso, podendo variar, por exemplo, em função da maior ou menor complexidade do projeto, da distância, da solução de engenharia, condições geomorfológicas, e acesso a fornecedores de insumo, entre outros.

4.1 ESTUDOS DE DEMANDA

Os Estudos de Demanda assumem o papel de justificar a necessidade de realização do projeto, explicitando as projeções de consumo de energia, incluindo as regionalidades, setores e demais informações pertinentes. As seguintes informações, portanto, devem ser abordadas:

- Projeção de demanda (setores de consumo, regionalização, sazonalidade, etc);
- Caracterização da situação;
- Distinção entre o atendimento a demandas energéticas incrementais e não incrementais;



- Demandas não incrementais são aquelas que substituem a geração de energia já existente, pela reposição ou manutenção/modernização de usinas já existentes, sem que haja aumento da energia ofertada;
- Demandas incrementais ocorrem quando, de acordo com as projeções de demanda e com a caracterização da situação, são necessários acréscimos de energia no sistema, seja para atender demandas suprimidas, seja para garantir atendimento futuro.

A análise da demanda é baseada em dados fornecidos pelos principais órgãos e agentes reguladores do setor elétrico, como a ANEEL, EPE e o Ministério de Minas e Energia (MME). Assim, a análise do cenário atual, assim como projeções acerca da demanda futura são apresentados nos principais planos formulados, como no PDE e no PNE e na Lei 9.478/97, todos já apresentados anteriormente.

Essa etapa é de suma importância para alinhar os objetivos do projeto e seu impacto dentro do sistema de energia elétrica. A demanda é a variável principal no processo de planejamento da oferta, pois o objetivo básico de um sistema de geração é atendê-la. No caso da energia elétrica, a demanda representa dois produtos: energia e potência. Esse tópico será mais bem detalhado na seção de Benefícios Econômicos. Caso algumas dessas informações requeridas embutam elevados graus de incerteza em suas estimativas, devem-se considerá-las nas análises de risco de maneira mais profunda e robusta, além da análise de sensibilidade, etapa na qual a demanda estará juntamente com as outras variáveis relevantes na ACB (ver capítulo de Análise de Risco).

As mudanças que o setor energético vem atravessando trazem desafios no processo de previsão da demanda para projetos de geração de grande porte. A transição energética em curso proporciona uma grande pulverização nos meios de produção de energia elétrica que podem responder diretamente aos sinais de preços e incentivos. Um exemplo importante é o acesso do consumidor de qualquer porte à energia solar distribuída que não era factível em período passado recente. Em projetos de grande porte com longo período de carência de que trata este manual, é importante levar em consideração as novas tecnologias que irão mudar a forma como a demanda irá se comportar, tanto no aspecto da potência, como no da energia.

4.2 ESTUDOS DE ENGENHARIA

Por se tratar de uma ACB preliminar, é possível que grande parte das informações técnicas e específicas do projeto ainda não estejam disponíveis. No entanto, é necessário que os seguintes dados sejam estimados, com rigor, uma vez que representam parte fundamental da análise a ser realizada:

- Localização: descrição da região do projeto, assim como listagem das cidades afetadas. Deve ser estimada a área necessária para implantação do projeto, além de suas principais características (bioma, áreas de reserva natural, reservas indígenas, etc);
- Design técnico: mesmo que em menores detalhes, é necessário listar as tecnologias que serão utilizadas, além dos principais indicadores do projeto,



como o fator de capacidade, garantia física, potência instalada e demais informações pertinentes;

- Plano de produção: descrição da capacidade de geração da usina;
- Estimativas de custos: estimação das necessidades financeiras do projeto, tanto no momento de instalação, quanto ao longo de sua operação. Deve ser apresentada, também, a composição de tais custos, sendo apresentadas as devidas evidências que corroborem com os dados indicados. Este tema será tratado com maiores detalhes no Capítulo 5;
- Cronograma de implantação: deve-se apresentar um cronograma viável para o projeto, de preferência com detalhamento mínimo do itinerário de implantação.

4.3 AVALIAÇÃO DA COMPONENTE SOCIOAMBIENTAL

A análise das questões ambientais deve ser feita de forma integrada com os dados técnicos do projeto, permitindo a seleção da melhor alternativa dentre as propostas. Dessa forma, deve-se garantir que o projeto proposto atenda à legislação ambiental vigente, promovendo a utilização eficiente dos recursos naturais.

Além disso, é esperado que o proponente levante informações acerca das questões socioambientais relevantes do projeto, a fim de identificar possíveis impedimentos existentes, tais como:

- Localização na Amazônia Legal;
- Interferência em cavidades naturais;
- Interferência em patrimônio arqueológico;
- Interferência direta ou no raio de proteção de terra indígena;
- Interferência direta ou no raio de proteção de território quilombola;
- Interferência em assentamentos populacionais ou áreas edificadas;
- Interferência em área de risco ou endêmica de malária;
- Interferência direta ou na zona de amortecimento de unidade de conservação (de proteção integral ou uso sustentável).

Apesar da avaliação socioambiental ser uma atividade independente, seus resultados serão levados em consideração na escolha do projeto mais viável, sendo os dados encontrados utilizados como base para o cálculo de possíveis externalidades. Cabe ressaltar, entretanto, que algumas externalidades são internalizadas pelo orçamento da implantação e operação do empreendimento, sendo necessário o cálculo apenas daquelas externalidades não compensadas, a fim de evitar dupla contagem.

4.4 INFORMAÇÕES PARA VALORAÇÃO ECONÔMICA



A valoração econômica, conforme abordado em cada um dos capítulos específicos, requer um conjunto amplo de informações além dos dados básicos do projeto. A fim de orientação, portanto, estão dispostas as principais informações⁸ necessárias para a realização de uma análise aderente e completa de projetos de geração de energia:

■ **Dados técnicos do projeto**

- Objetivo: instalação de uma nova usina ou modernização de uma já existente;
- Localização do empreendimento;
- Fonte primária de geração e a incerteza associada;
- Tipo de tecnologia utilizada;
- Combustível utilizado;
- Capacidade instalada;
- Fator de capacidade;
- Vida útil do empreendimento;
- Tempo de concessão;
- Perdas (na geração, na eficiência e em T&D);
- Data de entrada em operação.

■ **CapEx e OpEx**

- Orçamento do projeto, ou estimativa do investimento necessário;
- Estimativa dos custos de O&M;
- Custo com combustível;
- Encargos incidentes;
- Composição dos custos e investimentos;
- Quantidade de mão de obra necessária e qualificação;
- Cronograma de investimentos.

■ **Externalidades**

- Perda de área produtiva;
- Controle de cheias;
- Presença de áreas de conservação, territórios indígenas ou quilombolas;
- Bioma afetado;

⁸ A lista não é exaustiva, devendo ser observada as especificidades do projeto analisado



- Perda de água;
- Emissão de gases poluentes;
- Emissão de GEE;
- Favorecimento da navegação;
- Atividades econômicas exercidas na região;
- Número de pessoas afetadas (realocações, poluição visual, sobrecarga da infraestrutura local, etc).

Além dos dados já mencionados, são necessários, também, parâmetros nacionais que serão utilizados para correção de distorções entre preços de mercado e preços sociais.

Catálogo de Parâmetros do IPEA

Destaca-se, para a adoção da ACB no Brasil, o andamento do processo de elaboração do Catálogo de Parâmetros do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Conforme o Guia ACB do ME, um de seus insumos são especificamente os parâmetros macroeconômicos de utilização recorrente na avaliação de projetos, independentemente do setor. São eles: i) taxa social de desconto (TSD); ii) custo sombra da mão de obra (PSMO); iii) fator de conversão da taxa cambial (FCTC); iv) custo marginal dos recursos públicos (CMGov).

Outra importante contribuição do Catálogo de Parâmetros do IPEA é quanto aos fatores de conversão setoriais (FCS), que corrigem os preços de insumos comuns para a incidência média de impostos e subsídios indiretos, bem como retira distorções presentes nos mercados de fatores primários. O Catálogo de Parâmetros do IPEA também abrange aqueles tangentes a alguns custos e benefícios ambientais e não transacionados, como pontuado no presente Manual.



5. ESTIMAÇÃO DE CUSTOS ECONÔMICOS

A estimativa de custos econômicos possui particularidades, principalmente em relação à uma avaliação financeira usual. Assim, diversos custos usualmente presentes em avaliações financeiras não são considerados, como os custos afundados, inflação, depreciação, encargos financeiros e transferências. Além disso, nesse momento, não são considerados os benefícios e externalidades do projeto analisado, os quais serão tratados na próxima seção.

A estimativa do custo dos empreendimentos se divide entre o CapEx, investimento necessário para implantação do projeto, e o OpEx, que engloba todos os custos operacionais, incluindo os custos de O&M, encargos e custos com combustível, que serão detalhados separadamente. Dadas as características individuais de cada fonte de geração de energia, os custos de implantação e operação de diferentes tipos de empreendimento variam tanto em relação ao montante dispendido, quanto à composição dos custos. Os investimentos irão assumir patamares distintos dependendo da modalidade de geração de energia elétrica, assim como fatores individuais ligados a localização e região da usina influenciam o seu investimento inicial.

Dessa forma, o primeiro passo para realizar uma ACB de um projeto de geração de energia, na concepção dos custos econômicos, é mensurar o CapEx e o OpEx do empreendimento, para, em seguida, detalhar a composição desses custos em nível de agrupamento adequado para aplicação dos fatores de conversão. Além dos custos diretamente associados ao empreendimento de geração, é necessário, também, estimar o impacto da nova oferta de energia no sistema elétrico.

5.1 MENSURAÇÃO CAPEx E OPEx

Para mensurar o CapEx, os custos de O&M e os encargos, deve-se, de preferência, utilizar valores específicos do projeto analisado. No entanto, na ausência desses orçamentos, pode-se utilizar, de forma preliminar, valores parametrizados, como os estimados pela EPE, no Caderno de Parâmetros de Custos⁹, conforme apresentado no quadro a seguir:

⁹ EPE. Diretoria de Estudos de Energia. Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (2021). Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Par%C3%A2metros%20de%20Custos%20-%20PDE%202030.pdf>>



Quadro 5-1 - Custos de Investimento e de Operação e Manutenção

Tipo de Oferta	Vida útil econômica [anos]	Faixas de CAPEX, mín e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	Fator de Capacidade médio	O&M [R\$/kW/ano]	Encargos/ Impostos [R\$/kW/ano]	Tempo médio de desembolso [meses]
Armazenamento – Baterias	20	6.000 a 9.800	7.350	-	70	310	12
Biomassa (Bagaço de Cana)	20	2.000 a 5.500	4.000	0	90	190	24
Biomassa (Cavaco de Madeira)	20	4.000 a 8.000	6.000	0	120	250	36
Biogás	20	3.000 a 10.000	7.500	1	500	300	24
Biogás (RSU)	20	14.500 a 27.000	19.600	1	600	750	36
Carvão Nacional	25	8.000 a 13.500	9.800	-	160	620	48
Eólica Onshore	20	3.200 a 5.500	4.500	38% - 47%	90	180	24
Eólica Offshore	20	9.800 a 18.600	12.250	32% - 62%	490	450	36
Fotovoltaica	20	3.000 a 5.000	4.000	0	50	150	12
Fotovoltaica Flutuante	20	3.800 a 6.500	5.000	0	65	180	12
Gás Natural (Ciclo Combinado)	20	(3.400 a 5.900 apenas a UTE)	4.100	-	160	250	36
Gás Natural (Ciclo Aberto)	20	2.900 a 4.700	3.400	-	240	230	24
Gás Natural (Ciclo Combinado Pré-sal)	20	(3.400 a 5.900 apenas a UTE)	5.100	-	150	280	36
Hidrelétricas	30	Variável ¹⁰	Variável	-	30 a 50	490 a 700	40 a 44
Nuclear	30	22.000 a 29.400	24.500	-	490	740	60
PCH (CAPEX Baixo)	30	3.500 a 6.500	5.000	46% - 50%	90	180	30
PCH (CAPEX Médio)	30	6.500 a 8.500	7.500	46% - 50%	90	230	30
PCH (CAPEX Alto)	30	8.500 a 11.500	10.000	46% - 50%	90	300	30
Reversíveis	30	2.400 a 12.000	6.500	-	70	300	36

Fonte: EPE (2021), data base dezembro de 2019

¹⁰ Os custos de CapEx e O&M de usinas hidrelétricas não são parametrizáveis, uma vez que dependem diretamente de variáveis específicas, como a área de alagamento, população afetada, fauna e flora da região e fatores que afetam o custo de obras civis, como o relevo, acesso geográfico e outros.



Quadro 5-2 - Parâmetros Econômicos individualizados das Usinas Hidrelétricas consideradas

UHE	Potência [MW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	UHE	Potência [MW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]
Apertados	139	9.100	Itapiranga	724,6	8.100
Bem Querer	650	9.000	Jatobá (PA)	1.650,00	9.200
Buriti Queimado	142	15.300	Maranhão	125	9.500
Castanheira	140	12.300	Mirador	80	10.200
Comissário	140	10.800	Paraná	90	9.600
Davinópolis	74	13.600	Porteiras	86	18.100
Ercilândia	87,1	10.500	Porto Galeano	81	8.200
Formoso	342	10.800	Santo Antônio	84,3	7.000
Foz do Piquiri	93,2	11.400	Saudade	61,4	9.500
Foz do Xaxim	63,2	10.200	Tabajara	400	9.700
Itaguaçu	92	7.400	Telêmaco Borba	118	7.900

Fonte: EPE (2021), data base dezembro de 2019

Cabe ressaltar que os valores de CapEx, O&M e Encargos são estimados em relação à capacidade instalada do projeto, sendo necessárias as devidas conversões pelo fator de capacidade adequado, a fim de possibilitar a comparação entre projetos de tecnologias distintas. Projetos semelhantes podem ser utilizados, também, como referência para esses custos. O fator de capacidade, por sua vez, depende de inúmeros fatores específicos do empreendimento, variando quanto à tecnologia utilizada, localização do empreendimento, sazonalidade, incerteza da fonte e outros, sendo preferencial a utilização de dados próprios do projeto.

Os encargos, mesmo que estimados pela EPE, podem, também, ser calculados individualmente, de modo a tornar a análise mais fidedigna, à exceção das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD), que possuem valor específico para cada empreendimento¹¹ e metodologias de cálculo definidos pela ANEEL, com correções periódicas. Os principais encargos e sua metodologia de cálculo são os seguintes:

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TSFEE): comum a todas as fontes de geração. A TSFEE é equivalente a 0,4% do valor do benefício econômico auferido.
- TUST/TUSD: encargo comum a todas as fontes de geração, que remunera a utilização de sistemas de transmissão e distribuição. É calculado de forma individual para cada empreendimento, mas pode ser estimado pelo valor do encargo de usinas da mesma fonte, porte e conectados no mesmo ponto do sistema de transmissão ou distribuição (T&D).
- P&D: encargo incidente sobre fontes de geração não renováveis e hidráulicas, para pesquisa e desenvolvimento de programas de eficiência energética e fontes renováveis. Representa 1% da Receita Operacional Líquida do empreendimento.

¹¹ Estes valores são hoje definidos antecipadamente pela ANEEL.



- **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH):** pago por fontes de geração hidráulicas pelo uso da água. O valor da CFURH será o equivalente a 7% do valor da Tarifa Atualizada de Referência¹² (TAR) vigente no ano de cálculo aplicado sobre os montantes de energia elétrica gerada no mesmo período, considerando as perdas na rede básica da geração sobre o correspondente total de energia elétrica comprada

Além disso, também é necessário estimar o Custo Variável Unitário (CVU), nas fontes aplicáveis, referente ao combustível utilizado na geração de energia. Esse custo, entretanto, depende diretamente de variáveis relativas à pureza e tipo de combustível, além de especificidades da usina em questão, já que a eficiência, flexibilidade e tipo de tecnologia empregada são determinantes no custo. Ainda assim, é possível encontrar estimativas acerca desse custo em diversas pesquisas e publicações. Decidiu-se por utilizar, para esse manual, os dados de entrada do PDE 2029, uma vez que ele estima valores indicativos para diferentes combustíveis¹³.

Finalmente, é necessário destacar que sejam levantados e considerados também os custos e investimentos referentes à implantação de estruturas adicionais de conexão, como subestações e linhas de transmissão, caso sua implantação seja de responsabilidade do concessionário do empreendimento analisado. Isso quer dizer que, para além da implantação e operação da estrutura necessária para a geração de energia por parte do empreendimento analisado, caso seja aplicável, deverão também ser considerados os desembolsos esperados para a conexão do empreendimento à transmissora ou à distribuidora adequada, oriundos de seccionamento de linha de transmissão ou outro próprio.

5.2 DETALHAMENTO DO CapEx e O&M

Em uma análise ACB, diferentemente de uma análise financeira, são analisados os ganhos de bem estar atrelados aos gastos de implantação e operação do empreendimento, sendo necessário, portanto, a conversão dos preços de mercado por preços sociais. Tal conversão é realizada utilizando os preços sombra de cada categoria de custo, que indicam o custo real de cada atividade ou insumo, corrigidas distorções geradas por impostos, subsídios, taxas de câmbio e outros fatores que afetem um mercado de concorrência perfeita.

Por esse motivo, é necessário realizar a decomposição do CapEx e do OpEx, a fim de convertê-los a valores sociais, exemplificado de forma detalhada no Capítulo 5.7. Tal detalhamento, em uma ACB, deve ser feito com maior detalhamento possível, segregando, por exemplo, os custos com cada tipo de material, atividades de serviços e demais insumos necessários para implantação e operação do empreendimento. Para realização de uma ACB preliminar, entretanto, são permitidos agrupamentos de

¹² Tarifa definida pela ANEEL, valora a energia gerada para fins da Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos. Seu valor é estabelecido com base no valor do preço médio da energia hidráulica.

¹³ Estes valores serão apresentados no Anexo 3: Parâmetros Padrões de Custos.



elementos similares em categorias mais amplas, uma vez que existe menor disponibilidade de dados específicos do projeto. No entanto, essa decomposição deve seguir as especificidades de cada fonte de geração de energia, além de fatores individuais do projeto analisado, atentando aos principais custos envolvidos em cada uma das fontes de geração de energia:

■ Usina Hidrelétrica

Em um projeto de energia hidrelétrica, as principais parcelas de investimento são referentes aos custos associados às obras civis, ao fornecimento e montagem dos equipamentos eletromecânicos, aos custos com impactos socioambientais associados à implantação do projeto hidrelétrico, custos com transmissão e distribuição e a outros custos:

- i. Obras civis: compõem os custos com obras civis os dispêndios com construção da barragem, diques, vertedouro, obras para desvio do rio (ensecadeiras, galerias, túneis), tomada d'água, casa de força, além da infraestrutura de acesso (estradas, porto e/ou aeroporto), benfeitorias na área da usina, entre outros
- ii. Equipamentos eletromecânicos: compõem os custos, com fornecimento e montagem dos equipamentos eletromecânicos, os dispêndios com fornecimento e montagem das turbinas, geradores, pontes rolantes, guindastes, comportas, condutos forçados, grades de proteção, entre outros.
- iii. Socioambientais: compõem os custos relativos aos estudos de viabilidade, além dos custos com impactos socioambientais associados à implantação do projeto hidrelétrico a aquisição de terrenos e benfeitorias, as relocações de infraestrutura e população e os programas socioambientais, como limpeza do reservatório, conservação da fauna e flora e apoio a comunidades indígenas e tradicionais.
- iv. Transmissão e distribuição: custo relacionado à construção de linhas de transmissão para conexão com a rede básica, sendo proporcional à distância da usina analisada.
- v. Outros: custos indiretos, tais como canteiro e acampamento, engenharia, administração do proprietário, entre outros.

A relação de magnitude entre os três principais grupos de investimento em energia hídrica poderá variar de acordo com o porte da usina. Em usinas de pequeno porte, os dispêndios com equipamentos eletromecânicos tendem a ser maiores que os dispêndios com obras civis, já em usinas de grande porte esta relação se inverte. Cabe destacar que os custos com obras civis tendem a ser mais voláteis, pois estão vinculados com a dificuldade de acesso, custo com mão de obra, e commodities como o cimento e aço.

Com relação aos custos operacionais, eles incluem os custos fixos e variáveis de operação e de manutenção e as despesas com o seguro das instalações.

■ Usina Eólica

Para um projeto de geração de energia eólica, são sugeridos agrupamentos para os investimentos nos seguintes itens: ações socioambientais e terreno, equipamentos e



obras civis, transmissão e conexão, e outros custos (diretos e indiretos). Os custos com equipamentos representam o principal investimento, pois é nele que está incluído o gasto com aerogeradores.

Já os custos de operação de uma usina eólica podem ser agrupados em: equipamentos e obras civis, transmissão e conexão, e outros custos (diretos e indiretos). Destaca-se que o maior dispêndio será em equipamento e obras civis, onde geralmente estará incluído o custo com operação e manutenção da usina.

A composição dos custos pode variar de acordo com a tecnologia utilizada. Em usinas eólicas offshore, existe um gasto associado às atividades portuárias, necessárias para operação das turbinas em alto mar.

■ Usina Solar

Os custos envolvidos na implantação de uma usina solar representam, em sua maioria, os painéis solares e equipamentos acessórios (*trackers*, inversores e estruturas acessórias), assim como os gastos relativos à instalação desses equipamentos. Assim, obras civis e demais custos de construção possuem pouca relevância nesse tipo de empreendimento.

Para a operação dos empreendimentos, os custos de manutenção e limpeza dos painéis solares, muitas vezes realizados por empresas terceirizadas, compõem a maior parte dos gastos operacionais.

■ Usina Gás Natural

Os custos de investimento de uma usina de gás natural incluem os estudos de viabilidade e o licenciamento ambiental, as obras civis, os equipamentos mecânicos, elétricos e controles, a montagem e o comissionamento da planta e a conexão elétrica à rede de transmissão, entre outros.

Os principais equipamentos de uma usina de ciclo simples são a turbina a gás e o gerador elétrico. No caso de uma usina de ciclo combinado, têm-se as turbinas a gás e a vapor e seus respectivos geradores elétricos e a caldeira de recuperação de calor. Em usinas termelétricas com geradores acionados por motores de combustão interna, o principal equipamento é o motor alternativo.

Os custos com operação são associados, principalmente, a atividades de manutenção e gastos com pessoal, além dos custos relativos ao consumo de combustível, que dependem diretamente da eficiência térmica da planta.

■ Usina Termoelétrica a Carvão Mineral

Os investimentos necessários para a implantação de uma usina termoelétrica a carvão mineral se referem basicamente aos custos com terreno, obras civis, equipamentos, montagem, subestação e custos de administração. Entre os fatores de maior impacto nos custos de uma usina termoelétrica a carvão estão o preço de insumos, como o aço e do risco de variação cambial, tendo em vista que grande parte dos itens necessários para sua implantação são importados.



Os custos de operação de usinas a carvão são similares aos das demais térmicas, com maior destaque para gastos com manutenção e pessoal. O principal insumo da usina está no carvão mineral, com preço vinculado a fatores como o da natureza da mineração, grau de beneficiamento requerido, distância e meio de transporte, as quantidades contratadas e a qualidade do carvão.

■ Usina Nuclear

Em uma usina de geração nuclear, cerca de metade de seu investimento está vinculado a gastos básicos como equipamentos e mão de obra de montagem. Já a outra metade do investimento corresponde a itens relacionados à infraestrutura adicional necessária, como instalações de transmissão, torres de resfriamento, água necessária à operação da unidade, prédios administrativos, depósitos, estradas, equipamentos de transporte, gerenciamento do projeto, dispêndios com seu desenvolvimento, licenças e autorizações, impostos, recrutamento e treinamento.

Os custos de operação, por sua vez, são associados, principalmente, ao gasto com pessoal e de manutenção, de forma similar às demais térmicas.

■ Usina Biomassa

O custo de investimento e de operação em uma usina elétrica de biomassa irá variar de acordo com o insumo utilizado para geração. No entanto, assim como a maioria das térmicas, os principais custos são relativos à compra e instalação de equipamentos, com pouca participação de obras civis ou de conexão.

Os custos de operação são relativos, principalmente, à mão de obra e manutenção. Os custos com combustível, por sua vez, variam de acordo com a fonte utilizada, mas se mostram relevantes na composição total.

5.3 CUSTOS ASSOCIADOS DE TRANSMISSÃO

Além dos custos de implantação e operação de um empreendimento, deve-se considerar os custos associados ao escoamento da energia gerada, incorridos no sistema de transmissão e distribuição. Os custos associados ao aumento da oferta de energia podem ser divididos em 2 grupos. Os custos de conexão, já incluídos no CapEx e no O&M, são relativos à conexão do empreendimento à rede de transmissão ou à rede de distribuição¹⁴. Enquanto os custos de reforços na rede pré-existente são aqueles necessários para suportar o aumento do fluxo de energia no sistema, remunerado pelo pagamento da TUST.

Assim, em casos de incrementos significativos de energia no sistema, é necessário estimar o investimento necessário para reforço do sistema, pela construção de novas linhas de transmissão e subestações. Esse investimento, no entanto, depende não só da quantidade de energia gerada pelo empreendimento, como também da sua localização e

¹⁴ Normalmente os empreendimentos de geração de grande porte se conectam ao sistema de transmissão, mas empreendimentos voltados a regiões específicas podem se conectar à rede de distribuição diretamente.



distância à região onde a energia será escoada, sendo necessários dados específicos do projeto, normalmente apresentados em estudos técnicos preliminares, para tal estimativa. Segundo as regras vigentes, é de responsabilidade do empreendedor a realização dos estudos de conexão e reforços na rede denominados de estudos pré-operacionais que abrangem a análise de fluxo de potência, estudos de estabilidade, estudos de injeção harmônica e estudos de curto-circuito. Estes estudos servem de base para avaliar os custos incorridos na rede pelo empreendimento.

Outro dado importante é o regime de operação do empreendimento¹⁵ para dimensionar o período de maior carregamento na rede em função das curvas de demanda e da operação de outros geradores. É a partir dessa análise que se define o requisito de capacidade adicional da rede e se a potência disponibilizada pelo empreendimento será utilizada para compor a reserva de potência do sistema.

É possível estimar o valor financeiro do impacto do acréscimo da oferta de energia no sistema¹⁶ identificando a variação da receita anual permitida (RAP) administrada pela ANEEL quando a conexão for realizada no sistema de transmissão. Nesse caso, pode ser necessária a realização de leilões de transmissão para acomodar a nova expansão cuja variação no custo total será obtida a partir do resultado do leilão.

Dessa forma, os custos de conexão devem ser estimados nos estudos de viabilidade do projeto, sendo parte integrante do CapEx do empreendimento. Já os custos do reforço, ele está contemplado no valor utilizado para a TUST/TUSD na parte de custos de encargos (ver tópico 0). Dependendo do projeto, ele pode de fato influenciar o valor futuro da TUST devido ao investimento que será feito na linha de transmissão para acomodar o novo escoamento. No entanto, esse valor será capturado em momento posterior ao da realização da ACB Preliminar, assim como possíveis investimentos induzidos por essa expansão e maior disponibilidade de rede. Portanto, recomenda-se a utilização de valores para os encargos de TUST/TUSD cobrados de empreendimentos similares (porte, localização, carga) como proxy do provável valor do encargo.

5.4 CONFIABILIDADE

A Confiabilidade do sistema elétrico está ligada à qualidade do fornecimento de energia elétrica. Refere-se ao consumo em tempo e quantidade necessários às condições requeridas pelos consumidores. Como apresentado por Munasinghe (1990) apud Guia Asiático (2013), a qualidade do fornecimento de energia é amplamente definida pela confiabilidade de serviço, que é ainda definida pela frequência e duração das interrupções e a extensão das variações de tensão e frequência.

Assim, a identificação de problemas e falhas de fornecimento representam alternativas de mensuração dessa qualidade e, conseqüentemente, da confiabilidade no sistema.

¹⁵ Deve incluir aqui a sazonalidade da fonte, a capacidade de armazenamento além do regime diário de operação.

¹⁶ Normalmente associado ao sistema interligado nacional (SIN) gerido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).



Dentro das condições e agentes regulados pela ANEEL, a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras é avaliada pelas interrupções no fornecimento de energia elétrica. Indicadores são utilizados para avaliar o grau de confiabilidade e medem justamente a ocorrência e duração das interrupções no fornecimento. Dentre esses, os índices de continuidade coletiva (DEC¹⁷ e FEC¹⁸) e continuidade individuais (DIC¹⁹, FIC²⁰, DMIC²¹ e DICRI²²).

A qualidade do produto avalia a conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão. Destacam-se nesse quesito os indicadores coletivos DRPE (duração relativa da transgressão de tensão precária equivalente) e DRCE (duração relativa da transgressão de tensão crítica equivalente), obtidos a partir da campanha de medição amostral instituída em 2008 pela ANEEL. Também são apresentadas as compensações pagas pela violação dos indicadores individuais, DRP (Duração relativa da transgressão de tensão precária) e DRC (Duração relativa da transgressão de tensão crítica), a partir de 2010. Maiores detalhes podem ser obtidos no Módulo 8 do PRODIST da ANEEL.

Os indicadores são apurados para as interrupções maiores que 3 minutos, sendo admitidos alguns expurgos na sua apuração. A ANEEL também avalia a percepção que os consumidores têm das distribuidoras de energia elétrica.

Os indicadores definidos pela ANEEL são: Indicadores de qualidade comercial, indicadores de inadimplência e atraso, indicadores de teleatendimento, indicadores de continuidade (DEC/FEC) e (DIC/FIC/DMIC), Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão (DRP e DRC), Tempo de Atendimento às Ocorrências Emergenciais, Indicadores de Segurança do Trabalho e das Instalações, Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor - Iasc.

*Quadro 5-3 - Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos
– PRORET submódulo 2.5 da ANEEL*

¹⁷ Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC): Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;

¹⁸ Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado;

¹⁹ Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC): Intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

²⁰ Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC): Número de interrupções ocorridas, no período de apuração em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

²¹ Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC): Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

²² Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI): Corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão.



Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência equivalente de reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
lab	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Comerciais					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

Fonte: PRORET submódulo 2.5 da ANEEL

Como apresentado pelo PRORET em seu submódulo 2.5 da ANEEL, a mensuração da qualidade se dá pelo componente Q, dentro do Fator X. O Componente Q do Fator X se insere no contexto do Mecanismo de Incentivos – MI estabelecido pela ANEEL para melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos seus consumidores. Além do âmbito técnico, o componente Q afere o desempenho comercial da concessionária distribuidora.

O Fator X tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos



reposicionamentos tarifários subsequentes. Isto ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica. A abordagem adotada pela ANEEL agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor.

(http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020877_Proret_Submod_2_5_V3.pdf)

Assim, a demanda por confiabilidade de serviço de energia elétrica do setor é precificada por meio dos custos de interrupção (Caves et al. 1990), que se referem à perda de bem-estar do consumidor como resultado da queda e interrupção de energia.

No entanto, essas interrupções normalmente causadas pelas redes elétricas não são associadas, diretamente, às fontes geradoras, por mais que essas possam exercer alguma influência de carga, de picos ou de intermitência nesse processo. Essas interrupções são identificadas mais pelos aspectos locais associados às redes de distribuição em primeiro lugar e depois pelos aspectos regionais associados às redes de transmissão. Algumas interrupções estão associadas aos esquemas de alívio de carga acionados pela queda de frequência e que podem ter origem na falta de capacidade no sistema de geração.

Assim, uma das formas de se calcular essa confiabilidade ao consumidor poderia ser a mensuração de impacto do Componente Q no Fator X junto as distribuidoras de energia elétrica, mas essa ainda carregaria médias previstas pelo sistema, ou seja, não mensuraria o custo total de interrupção uma vez que analisa desvios. Outra forma, seria a hipótese de custo de aquisição de geradores por esses consumidores. Tal técnica, também comentado no Guia Asiático, por pesquisas diretas, produz estimativas razoavelmente boas de custos de interrupção para clientes industriais e comerciais, mas de difícil mensuração para clientes residenciais, que podem ter dificuldade em atribuir um valor monetário ao inconveniente gerado por interrupções de energia.

Outra abordagem seria a utilização das funções de demanda estimadas e suas elasticidades-preço da demanda para estimativa dos custos de interrupção, aplicando a análise da perda de excedente do consumidor, como perda de bem-estar e consequente definição do valor da confiabilidade.

Como exemplificado na *Figura 5.1*, suponha que a energia elétrica tenha demanda Q_2 e Preço P_1 , em equilíbrio. Diante de uma interrupção no sistema, causando restrição da oferta de energia, na mesma curva de demanda é esperado que os consumidores reduzam seu consumo para Q_1 . Pela curva de demanda e quantidade reduzida, o preço esperado passa a ser maior, mudando para P_2 , o que representaria perda de bem-estar via a análise de perda do excedente do consumidor.

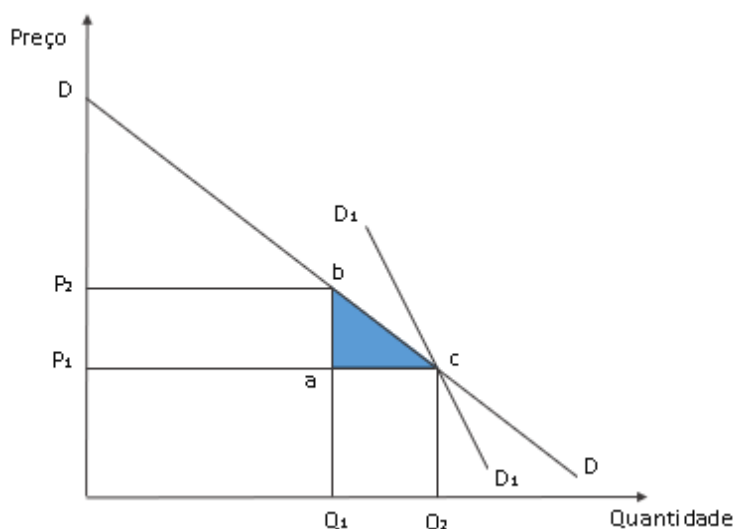


Figura 5.1 – Estimativa de Custo de Interrupção

Fonte: Adaptado, de CBA Asian Development Guide (2004) e Caves et al (1990)

A perda de bem-estar total devida à redução no consumo seria igual à área sob a curva de demanda entre Q_2 e Q_1 (área Q_2cbQ_1). Dessa perda de bem-estar total, os consumidores incorreriam apenas na perda do excedente do consumidor (área abc), porque economizariam parte da conta de luz (área Q_2caQ_1). Essa perda de bem-estar, no entanto, pode se modificar diante do efeito de curto prazo que é causado pela expectativa de déficit de energia, fazendo, nesse curto prazo, que a curva de demanda se torne quase inelástica, ou seja, alteraria o excedente do consumidor, a quantidade e preços demandados, consequentemente a perda de bem-estar esperada pelas interrupções do sistema. A resposta desse consumidor à interrupção e a uma mudança de preço é melhor representada por uma curva de demanda de curto prazo, como visto em D_1D_1 . Todavia, no médio e longo prazo esses efeitos também tendem a se arrefecer e a curva de demanda se ajustaria com as novas condições estabelecidas pela economia e intersetorialmente, ou seja, há mudança temporal prevista para esse impacto e necessitar-se-iam dessas previsões para o cálculo final.

Mas com o ajuste de curto prazo na curva de demanda, refletido pela alteração na curva de demanda, a elasticidade-preço da demanda também se alteraria, como também quantidades e preço, o que resultaria na alteração da perda do excedente.

A principal vantagem desse método é que ele se baseia no real comportamento dos consumidores (preferência revelada). Sua limitação estaria na dificuldade de levar em consideração no curto prazo as respostas às interrupções e o tempo de aviso envolvido, se programada ou não programada. As curvas de demanda geralmente disponíveis (como DD) são baseados na suposição de aviso prévio sobre mudanças de preços para que os consumidores tenham tempo para se adaptar e não são tão simples de serem estimadas,



porque as variações de preços não seriam verificáveis, assim como também suas elasticidades. As mudanças posteriores de médio e longo prazo também deveriam ser ajustadas para esse novo cenário. Uma sugestão seria capturar pelo menos o efeito de longo prazo pelas elasticidades disponíveis para aquele mercado ou a utilização de proxies em estudos de elasticidades para o comportamento desse tipo consumidor. Outro, buscar referências de pesquisas declaradas em outras classes de consumo e propor extrapolações pertinentes.

5.5 CUSTO DE INTERMITÊNCIA

O crescimento da utilização de fontes renováveis²³ para o suprimento de potência e energia ao sistema elétrico tem trazido uma maior dificuldade no controle do sistema elétrico devido à intermitência dessas fontes. Esta intermitência se origina do fato de que a fonte depende de uma determinada variável climática como precipitação para as usinas hidrelétricas, do vento para as usinas eólicas e do sol para as usinas fotovoltaicas. Apesar de se ter aprimorado na previsão dessas variáveis, elas apresentam uma variação significativa ao longo do dia, da semana e do mês. No caso das usinas hidrelétricas, é possível minimizar essa intermitência por meio do armazenamento hídrico, ou seja, com a construção de grandes reservatórios. Apesar de interessante, existem muitas restrições ambientais quanto a construção desses grandes reservatórios, o que torna o despacho das usinas dependente diretamente do regime das vazões. As usinas com essas características são denominadas de usinas a fio d'água. Dessa forma, diferente da geração térmica, a geração proveniente de usinas renováveis, cuja fonte é intermitente, depende de outras fontes para regularizar a oferta de energia ao sistema. Um custo adicional deve então ser imputado à geração renovável, visto que outras fontes, como a energia térmica, devem ser incluídas para minimizar os efeitos dessa intermitência

A reserva de potência (RPO) tradicional necessária para fazer frente às oscilações de carga para a ponta do sistema, para o erro de previsão da ponta e reserva primária é de 5%, conforme Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS. Acrescenta-se a esse montante de reserva aquela destinada à perda da maior máquina do sistema ou maior máquina probabilística. Dessa forma, entendia-se que a reserva assim calculada cobriria os eventos da geração e da carga. Com a crise hídrica, a suposição de que os reservatórios das usinas hidrelétricas operam com seus volumes próximos do máximo não pode ser considerada e, por conseguinte, a capacidade das máquinas diminui devido à menor altura de queda d'água. A EPE mudou o tratamento dado à potência em função do tipo de usina, classificando em usina com regularização, fio d'água e usinas da Amazônia (EPE_DEE_RE-071/2015-r0).

Além disso, com a entrada significativa da geração eólica atingindo cerca de 10,7% da matriz elétrica brasileira em julho de 2021, o ONS emitiu nota técnica (DPL-REL-267/2020) identificando um montante de reserva de potência adicional à RPO tradicional para fazer frente à oscilação do vento. Para as usinas da região Nordeste o valor sugerido foi de 6% da capacidade de geração do parque enquanto que para a região Sul foi de 15%. A EPE também emitiu nota técnica (EPE_DEE_NT-037/2021) atualizando a metodologia de

²³ Estas fontes têm sido preferidas face à diminuição na emissão de gases de efeito estufa.



cálculo da RPO que foi utilizada no PDE 2030, utilizando critério de déficit de potência máximo permitido pelos índices, como CVaR e LOLP. Foi incorporada a incerteza nas vazões, no vento e no sol buscando a contribuição sistêmica para a potência. A partir das simulações das séries utilizando esse critério de risco foi dimensionado o custo do déficit de potência implícito utilizado no MDI. No entanto, não foi dimensionado o impacto individual das fontes na RPO como feito pelo ONS.

Conforme apontado nas notas técnicas, a quantificação da intermitência e alocação de responsabilidade de cada fonte para a reserva de potência do sistema ainda é um tema de pesquisa, visto que a previsão do comportamento das fontes varia de forma sazonal, mensal e diária. O que se tem no momento é a definição de uma receita por serviços ancilares de potência adicionais que recaem sobre o consumidor. Sugere-se colocar no Manual como custo econômico das fontes eólicas o valor sugerido pelo ONS para essas fontes, com custo equivalente de uma térmica a gás natural sincronizada para cobrir as variações de potência.

Com base nas análises e parâmetros identificados na Nota Técnica ONS RE 3/0149/2016, que trata da metodologia proposta pelo ONS para dimensionar a Reserva de Potência Operativa face ao crescimento da geração eólica no Sistema Interligado Nacional, é possível apurar o primeiro componente necessário para estimar o custo de intermitência de empreendimentos eólicos, sendo esse componente justamente a reserva de potência, calculada em função da geração de energia eólica. Segundo essa nota técnica, o valor sugerido foi de 6% da capacidade de geração do parque, enquanto que para a região Sul foi de 15%.

O segundo componente necessário para a estimativa do custo de intermitência de eólicas é o próprio custo da energia necessária para suprir os períodos em que a geração eólica for inferior ao consumo energético. Quando esse tipo de situação ocorre (geração inferior ao consumo), frequentemente são acionadas as termelétricas, portanto uma referência válida de custo da energia seria o próprio CVU médio dos empreendimentos termelétricos. No caso, seria importante diferenciar patamares de CVU em termos do tipo de combustível utilizado pela termelétrica (carvão mineral, GNL, óleo combustível e óleo diesel). A consideração de utilização do CVU para essa estimativa já foi proposta no workshop de Serviços Ancilares realizado pelo ONS e ANEEL em 31/07/2019 e 01/08/2019²⁴. Foi apurada, complementarmente, a média nacional (ponderada pela potência disponível, conforme arquivos auxiliares do MDI). Esse valor pode ser considerado quando o usuário não souber qual tipo de termelétrica utilizar na análise.

Quadro 5-4 - Custo Variável Unitário de UTEs

Tipo de Termelétrica	CVU Financeiro (R\$/MWh)	Fator de Conversão
Carvão Mineral	419,00	1,0000
GNL Flexível	376,00	0,9976
GNL 50%	347,00	0,9976

²⁴Disponível em <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190809-onseaneelrealizamworkshopservicosanceilares.aspx>, acesso em 15/07/2021



Tipo de Termelétrica	CVU Financeiro (R\$/MWh)	Fator de Conversão
GNL 80%	287,00	0,9976
GNL Inflexível	272,00	0,9976
Óleo Combustível	1.264,28	0,9946
Óleo Diesel	791,76	0,9410
Média Nacional	359,74	0,9894

Fonte: CVU, MDI PDE-2029; Fator de Conversão, conforme IPEA.

A Resolução Normativa Nº 697/ANEEL de 16 de dezembro de 2015 estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. De acordo com o artigo 8º-B da REN 697/2015-ANEEL, inciso “V”, os preços ofertados deverão estar limitados a 130% do valor mais recente de CVU. Sendo assim, o CVU Financeiro deverá ser multiplicado por 130% antes de se aplicar o fator de conversão.

Além disso, diante do acionamento das termelétricas, é importante considerar também o efeito do valor econômico do carbono, conforme referências a seguir.

Quadro 5-5 – Valor Econômico do Carbono por tipo de UTE

Tipo de Termelétrica	Valor Econômico do Carbono (R\$/MWh)
Carvão Mineral	66,02
GNL Flexível	29,96
GNL 50%	29,96
GNL 80%	29,96
GNL Inflexível	29,96
Óleo Combustível	45,06
Óleo Diesel	47,82
Média Nacional	35,85

Fonte: IPEA.

Desse modo, o custo de intermitência de empreendimentos eólicos pode ser calculado por meio da equação a seguir.

$$CUI_{Eol} = (PG_{Eol} \times RPO_{Regional}) \times (130\% * CVU_{UTE} + VC_{UTE})$$

Sendo que,

$$PG_{Eol} = CI_{Eol} \times FCap_{Eol} \times 365 \times 24$$

$$CVU_{UTE} = CVU_{f_{UTE}} \times FConv_{UTE}$$

Onde,

CUI_{Eol} é o Custo de Intermittência do empreendimento eólico analisado, em Reais por ano (R\$/ano);

PG_{Eol} é o potencial de geração de energia elétrica pelo empreendimento eólico analisado no período de um ano, em MWh;



$RPO_{Regional}$ é o percentual de reserva de potência operativa para a região na qual se implantaria o empreendimento eólico analisado (6% região Nordeste, 15% região Sul);

CVU_{UTE} é o custo variável unitário econômico do tipo de Termelétrica acionado, em R\$/MWh;

VCe_{UTE} é o valor econômico do carbono associado ao tipo de Termelétrica acionado;

CI_{Eol} é a capacidade instalada do empreendimento eólico analisado, em MW;

$FCap_{Eol}$ é o fator de capacidade do empreendimento eólico analisado;

CVU_{fUTE} é o custo variável unitário financeiro do tipo de Termelétrica acionado, em R\$/MWh;

$FConv_{UTE}$ é o fator de conversão aplicável ao CVU financeiro.

Como exemplo será considerada uma eólica no Nordeste ($RPO_{Regional} = 6\%$) com 1.000 MW de capacidade instalada e 50% de fator de capacidade. Nesse caso, o potencial de geração equivale a $4,38 \cdot 10^6$ MWh.

$$PG_{Eol} = 1000 \text{ MW} \times 50\% \times 365 \times 24h = 4.380.000 \text{ MWh}$$

O custo variável unitário econômico, considerando a média nacional, equivale a R\$ 355,94/MWh, por sua vez, o valor econômico do carbono equivale a R\$ 35,85/MWh (média nacional).

$$CVU_{UTE} = R\$ 359,74/\text{MWh} \times 0,9894 = R\$ 355,94/\text{MWh}$$

Desse modo, o custo de intermitência do empreendimento eólico exemplificado equivale a R\$ 131,024 milhões.

$$\begin{aligned} CUI_{Eol} &= (4.380.000 \text{ MWh} \times 6\%) \times (130\% \cdot R\$ 355,94/\text{MWh} + R\$ 35,85/\text{MWh}) \\ &= R\$ 131.023.988 \end{aligned}$$

5.6 VALOR RESIDUAL

O valor residual deve ser abatido dos custos de investimento para o último ano do período em análise. Ele se refere à capacidade do potencial remanescente de ativo fixo que não tiver a vida econômica exaurida. Tende a ser zero ou desprezível quando o período da análise corresponde ao tempo de vida útil econômica do ativo.

O preço sombra do valor residual pode ser feito de duas formas:

- Calculando o valor presente dos benefícios econômicos líquidos dos custos econômicos, pelo período remanescente de vida útil do projeto, quando o comportamento da demanda for razoavelmente estável ou previsível para o período que exceder a análise. Nessa forma de cálculo, como base no VSPL dos benefícios econômicos, o valor residual dos ativos deve ser desconsiderado;
- Aplicando um fator de conversão *ad hoc* ao valor residual financeiro pela venda dos ativos remanescentes. Para isso, o fator é uma média dos fluxos de caixa dos



componentes individuais do custo, que serão ponderados pela proporção relativa de cada componente no custo total de investimento.

5.7 CONVERSÕES PARA PREÇOS SOCIAIS

Conforme indicado no Capítulo 5.2, definidos os custos de implantação e operação do empreendimento analisado, são necessárias correções para que os valores encontrados representem os preços sociais do empreendimento. Para isso, são excluídos os pagamentos de impostos, tanto do processo de implantação, quanto de operação, visto que esses pagamentos representam transferências entre agentes econômicos. A conversão de valores financeiros para valores sociais, portanto, é feita pela aplicação dos fatores de conversão estimados pelo Catálogo de Parâmetros do IPEA²⁵, de acordo com a característica do gasto analisado. Os fatores de conversão podem ser segregados em 4 tipos, cada qual com uma aplicação específica.

O Preço Sombra da Mão de Obra busca corrigir distorções causadas por impostos e contribuições sociais, salário mínimo, rigidez salarial e subsídios, sendo segregado, pelo IPEA, de acordo com a qualificação e Região Natural da mão de obra empregada.

Os Fatores de Conversão Setoriais são segregados entre bens comercializáveis, que podem ser transacionados distantes do local de origem, e não comercializáveis, com valores distintos para cada produto e serviços identificado, de acordo as distorções identificadas para cada um deles. Adicionalmente, os Fatores de Conversão Setoriais para bens comercializáveis foram calculados pelo IPEA de duas maneiras distintas, considerando, ou não, as importações e exportações do bem ou serviço, com indicações de qual delas deve ser aplicada. No entanto, para alguns itens com diferenças de distorções internas e externas não desprezíveis, a aplicação entre as duas metodologias deve ser feita de acordo com a origem do produto, seja ele produzido internamente, ou não. Para os bens não comercializáveis, utiliza-se o Fator de Conversão Padrão, de valor único para todas as categorias.

Quadro 5-6 - Desagregação do CapEx e OpEx para aplicação dos fatores de conversão

Fator de Conversão	Nível de Desagregação para Aplicação do Fator	Categorias típicas
Preço Sombra da Mão de Obra	Mão de obra mais qualificada Mão de obra menos qualificada	Pessoal Administração
Fator de Conversão Setorial (FC)	Comercializáveis (produzidos internamente)	Equipamentos elétricos Equipamentos mecânicos Serviços de consultoria Serviços de informática Gás Natural Carvão ...

²⁵ Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/aceso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas/2021/catalogo-de-parametros-fatores-de-conversao-setoriais-e-preco-sombra-da-mao-de-obra>



Fator de Conversão	Nível de Desagregação para Aplicação do Fator	Categorias típicas
Fator de Conversão Setorial (FC)	Não comercializáveis (produzidos internamente)	Construção Serviços de vigilância ...
Fator de Conversão da Taxa de Câmbio (FCTC)	Comercializáveis (produzidos no exterior)	Qualquer bem ou serviço produzido no exterior

Fonte: Catálogo de Parâmetros para Avaliação de Projetos de Investimento em Infraestrutura - IPEA

A decisão entre a aplicação de cada tipo de fator de conversão, portanto, deve ser orientada pelo detalhamento da composição do CapEx e OpEx do empreendimento, sendo necessárias adequações da metodologia quando não for possível segregação adequada dos custos, ou quando houver custos não associados a nenhuma categoria específica.

Diante disso, deve-se, em primeiro lugar, fazer a distinção entre os bens comercializáveis e não comercializáveis, sendo, para o segundo caso, aplicado o Fator de Conversão Padrão, que é composto por atividades de construção, imobiliários, administração e outras atividades de serviço, podendo ser utilizado, também, para custos e despesas indiretas.

Para o primeiro caso, para cada categoria de custo deve ser escolhido o fator de conversão mais condizente, dentre a listagem de 128 itens calculada pelo IPEA, sendo essa escolha feita, pelo proponente, de acordo com a característica do produto ou atividade de serviço. Aplica-se, portanto, o fator de conversão mais adequado à categoria do custo, utilizando o valor indicado pelo documento. Em alguns casos, é necessário identificar a origem do produto, aplicando o fator referente ao preço sombra de itens com oferta e demanda interna ou de itens importados.

Por fim, para o caso da mão de obra, é necessário segregá-la entre a mão de obra mais qualificada e a menos qualificada²⁶, e a Região Natural em que foi empregada. No Caderno de Parâmetros do IPEA sugere-se que deverão ser considerados MOQ os trabalhadores com 12 anos de estudo ou mais (ensino médio completo e acima) e MONQ os trabalhadores com menos de 12 anos de estudo (ensino médio incompleto e abaixo).

5.8 PRINCIPAIS FONTES DE CONSULTA

As estimativas de custos apresentadas no manual tiveram como base os valores apresentados pela EPE, visto que eles se baseiam em dados nacionais, não incorporando possíveis distorções geradas por estimativas realizadas por outros países. Apesar disso, para definição da composição dos custos de implantação e operação de cada uma das fontes, foi necessário recorrer a outras fontes de pesquisa nacional, como demonstrações financeiras de empresas geradoras e fontes e pesquisas internacionais, dada a ausência

²⁶ A metodologia empregada para definição da qualificação da mão de obra foi descrita no Anexo 2: Análise da qualificação da mão de obra



de dados internos. Diante disso, as principais fontes de dados consultadas, apresentadas como alternativas, são as seguintes:

- Estudos da EPE: Planos Decenais de Expansão de Energia, Plano Nacional de Expansão, Caderno de Parâmetros de Custos.
- Histórico de leilões da ANEEL;
- Orçamentos de projetos similares, de preferência de porte e potência semelhantes, presentes nos Estudos de Impacto Ambiental e nos Relatórios de Impacto Ambiental.
- Artigos científicos;
- Demonstrações Financeiras de empresas geradoras de energia;
- Pesquisas e publicações de agências internacionais: International Renewable Energy Agency (IRENA), International Energy Agency (IEA), Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), etc;



6. ESTIMAÇÃO DE BENEFÍCIOS ECONÔMICOS

Em geral, investimentos em projetos de geração de energia elétrica podem ser: construção de nova planta ou modernização/ampliação de plantas já existentes. Os benefícios desses investimentos estão diretamente relacionados ao objetivo do projeto.

Estes benefícios podem ser considerados incrementais ou não-incrementais. Benefício incremental corresponde à produção de energia elétrica pelo projeto que fornece um aumento de oferta de energia no sistema (output adicional). Já benefício não-incremental corresponde à produção de energia elétrica pelo projeto que está destinada à substituição do fornecimento de energia de outra planta.

Em função da mudança da matriz energética para fontes renováveis existem empreendimentos que não geram energia, mas por incorporarem mais flexibilidade ao sistema de geração acabam por adicionar indiretamente mais energia. Alguns exemplos típicos podem ser mencionados como a construção de reservatórios de regularização das vazões nos rios, a construção de usinas hidrelétricas reversíveis ou plantas de armazenamento de energia.

Tendo isso em mente, a seguir são apresentados os dois principais benefícios associados à projetos de geração elétrica: aumento de oferta de energia e redução do custo de energia. Caso queira contemplar outro(s) benefício(s) para além dos apresentados nesse capítulo, este(s) poderá(ão) ser acrescentado(s) à análise econômica, contando que (i) seja apresentada justificativa para a consideração dele; (ii) argumentação que comprove que não foi considerado, mesmo que indiretamente nos outros benefícios; e (iii) metodologia de cálculo detalhada.

Vale ressaltar a existência de um outro benefício/custo, o de aumento de confiabilidade, que pode estar associado a projetos de geração de energia elétrica. Este benefício relacionado ao aumento de confiabilidade pode estar associado às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, à reserva de potência operativa, ao provimento de serviços ancilares, etc. Apesar de estar disponível no setor elétrico brasileiro ferramentas de cálculo da confiabilidade composta de geração e transmissão²⁷, estas são utilizadas apenas em casos excepcionais para desempate de alternativas de expansão da rede que estejam muito próximas. Normalmente, o critério de confiabilidade utilizado é o de (n-1), ou seja, o sistema deve suportar a perda de qualquer elemento da rede. Por exemplo, usinas hidrelétricas que possuem reservatório podem aumentar a confiabilidade do sistema, uma vez que podem utilizar do reservatório para aumentar a injeção de energia no sistema caso necessário.

Devido à complexidade e o nível de detalhamento das informações para estimação do aumento de confiabilidade que um projeto de geração elétrica pode ocasionar no sistema, é recomendado que esse ponto seja trabalhado qualitativamente na ACB ou de forma genérica para todas as fontes, como proposto em tópico anterior, pela abordagem da perda de excedente do consumidor.

²⁷ O CEPEL dispõe do programa NH2 de confiabilidade composta.



Quadro 6-1 – Estimativa de Benefícios

Benefício	Tipo	Metodologia de Cálculo
Aumento da Oferta	Incremental	DAP <ul style="list-style-type: none">Excedente do consumidor (Preferência Revelada)Pesquisa Primária (Preferência Declarada)Benefício Transferido
Redução do Custo de Energia	Não-incremental	DAP <ul style="list-style-type: none">Variação do Custo Econômico²⁸ da Energia (Preferência Revelada)

Fonte: Consórcio ENGE CORPS-CERES

6.1 AUMENTO DA OFERTA DE ENERGIA

Um projeto que procura aumentar o nível atual de produção energética do país ou de uma região está, conseqüentemente, fornecendo o benefício de “Aumento de Oferta de Energia”.

Este benefício é monetizado por meio do método de Disposição a Pagar, podendo ser por preferência revelada (abordagem do excedente do consumidor), preferência declarada ou transferência de benefício²⁹. Apesar de não ser indicado, de forma mandatária, o uso específico de algum desses métodos, deve ser justificado, além da disponibilização dos dados e do cálculo realizado.

■ Abordagem do Excedente do Consumidor

Fazendo uso de conceitos de microeconomia, a partir da lei de oferta e procura, entende-se que, à medida que existe mais oferta de um item, seu preço tende a cair. De maneira análoga, o preço é considerado um mecanismo regulador dessa discrepância, aumentando para caso a demanda for maior que a oferta e diminuindo caso haja o aumento da oferta. Essa dinâmica pode ser capturada pela função da demanda pelo preço da energia. Dessa forma, é possível mensurar por meio da curva de demanda o benefício do incremento de energia, ou seja, o benefício econômico de um projeto é a soma dos benefícios marginais daquela quantidade inserida no mercado. A Figura 6.1, portanto, ilustra tal cálculo, onde o benefício econômico total representa o valor gasto pela compra do bem (benefício financeiro – Q_1acQ_2) e o excedente do consumidor (triângulo acb). Nota-se que o excedente do consumidor é toda o triângulo acima de P_1 até o ponto que o eixo de preços atinge curva de demanda. No entanto, a área do excedente relativa ao aumento da oferta de energia se refere somente ao triângulo acb.

²⁸ Em mercados eficientes, o preço da energia representa o custo marginal de longo prazo da energia. Dessa forma, a redução no custo da energia afeta, conseqüentemente, o preço da energia

²⁹ O Custo do Déficit não foi contemplado como metodologia de mensuração do benefício de aumento de energia, uma vez que considerar toda energia implantada como déficit não representaria o mesmo que uma maior propensão a consumir. Entende-se que a aplicação do valor do benefício deve considerar esses efeitos.

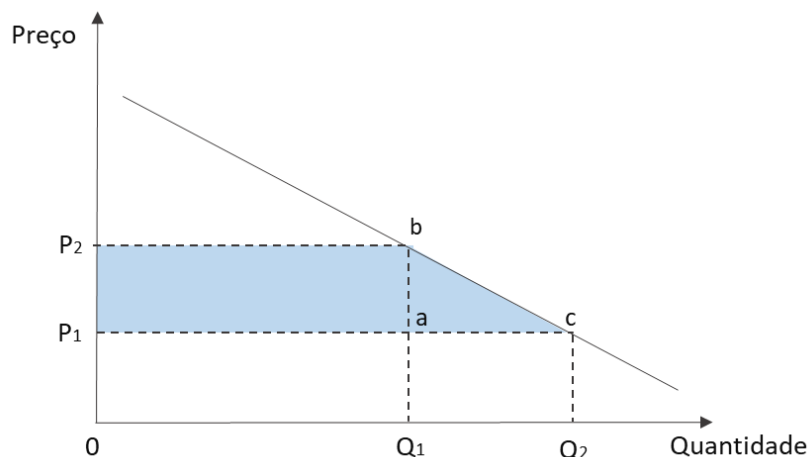


Figura 6.1 – Benefício do Aumento de Energia
Fonte: Adaptado do Guia Asiático (2013)

Diante disso, é possível estimar o benefício gerado pelo projeto calculando a área debaixo da curva de demanda. O benefício financeiro, então, é igual ao produto da energia gerada pelo projeto analisado e a tarifa de comercialização dessa energia ($\Delta Q \times P_1$). De maneira análoga, o benefício econômico é calculado como a área sob a curva de demanda, subtraído o benefício financeiro (triângulo acb). Assim, é possível estimar o benefício econômico do excedente do consumidor partindo-se da elasticidade-preço da demanda de energia elétrica e de dados acerca do consumo de energia: tarifa de energia e da quantidade de energia elétrica ofertada ao sistema, conforme indicado na Equação 6.1.

$$\text{Excedente do Consumidor} = 0.5 \times \left[\frac{P_1 \times (\Delta Q)^2}{|\epsilon_d| \times Q_1} \right] \quad (6.1)$$

Onde,

- P_1 é a tarifa de energia para o consumidor;
- ΔQ é a quantidade de energia ofertada pelo projeto analisado;
- Q_1 é a quantidade de energia ofertada ao sistema antes da implementação do projeto analisado;
- ϵ_d é a elasticidade-preço da demanda de energia elétrica;

Se possível, é interessante segregar a oferta de energia de acordo com seus beneficiários (residencial, comercial e industrial) e o subsistema/região (sul, sudeste, centro-oeste, norte, nordeste), uma vez que a curva de demanda pode variar de acordo com esses dois parâmetros (Schmidt e Lima (2004); Silva, Costa e Dantas (2016)). A seguir estão citadas algumas referências de estudos que procuraram definir a elasticidade-preço da demanda para o setor de energia elétrica, assim como os valores estimados por eles. Recomenda-se, quando não possível estimar a elasticidade no momento do estudo, utilizar aquela mais segregada possível, como proposto em Silva, Costa e Dantas (2016). No Anexo 4 do



Produto 06, são analisados alguns métodos de estimação da elasticidade-preço da demanda elétrica.

Quadro 6-2 – Estudos de Referência para o Cálculo de Elasticidade Preço-Demanda Elétrica

Fonte	Segmentação	Elasticidades estimadas		
		Residencial	Industrial	Comercial
Souza et al. (2018)	Residencial por faixa de renda	Baixa Renda: -0,3819 Média renda: -0,0455	-	-
Andrade e Lobão (1997)	Residencial	-0,6480	-	-
Schmidt e Lima (2004)	Três setores: residencial, comercial e industrial.	-0,403	-0,183	-0,222
Silva, Costa e Dantas (2016)	Três setores: residencial, comercial e industrial; e por região: Norte, Nordeste, Sul, Sudeste, Centro-Oeste	Norte: -0,2751 Nordeste: -0,1527 Centro-Oeste: -0,1671 Sudeste: -0,2360 Sul: -0,1965	Norte: -0,1532 Nordeste: -0,0912 Centro-Oeste: -0,0736 Sudeste: -0,2145 Sul: -0,0652	Norte: -0,2854 Nordeste: -0,5321 Centro-Oeste: -0,2911 Sudeste: -0,1967 Sul: -0,2991
Gross et al (2017)	Industrial	-	-0,0066	-

Fonte: Elaboração própria

A título ilustrativo, suponha um empreendimento fotovoltaico de 1,2 GWp de capacidade instalada com fator de capacidade (FC) de 30% entrará no sistema elétrico em 2022. Este empreendimento injetará à rede cerca de 3.154 GWh/ano (Equação (6.2); ΔQ).

$$\text{Geração Elétrica/ano} = \text{Capacidade Instalada} \times FC \times 24 \times 365 \quad (6.2)$$

Sabe-se por dados divulgados pela EPE³⁰ que a projeção do consumo de energia elétrica estimado para 2022 para o Brasil será de 503.324 GWh/ano (Q_1) e utilizando a tarifa de energia média residencial como *proxy*³¹ de 0,575 R\$/kWh (P_1). Por fim, o Guia Asiático (2013)³² recomenda o uso de elasticidade de -0,423 (ϵ_d) para países em desenvolvimento. Substituindo esses valores na Equação (6.1) chega-se que o benefício incremental de aumento de oferta é de R\$ 1,827 bilhão, sendo do benefício financeiro de R\$1,813 bilhão e o excedente do consumidor seria de R\$ 13,433 milhões por ano.

A estimação do benefício pela ótica do excedente do consumidor é, em geral, a mais indicada para projetos de energia elétrica, principalmente pela facilidade de replicação e da disponibilidade de dados de mercado, principalmente quando possível a utilização de elasticidades previamente calculadas.

■ Pesquisa Primária

³⁰ Disponível em:

http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT%202%C2%AA%20Revis%C3%A3o%20Quadrimestral%202020_final.pdf

³¹ Dado disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=>

³² Asian Development Bank. Cost-Benefit Analysis for Development: A Practical Guide. (2013)



A pesquisa primária permite a categorização em regiões, classes de consumo e renda, o que implica em vantagens para ACBs, já que permite encontrar um valor do benefício para uma região ou população específica. A metodologia consiste em determinar, por meio de questionários, a disposição do consumidor a pagar para se ter o incremento em bem-estar, resultado pelo aumento da oferta de energia.

Existem, no entanto, algumas medidas que devem ser tomadas para garantir maior aderência dos resultados. Em primeiro lugar, deve-se optar por entrevistar os consumidores pessoalmente ou por telefone, além de criar um questionário com valores definidos, mas com possibilidade de sugestão do entrevistado. Por fim, deve-se garantir que o número de entrevistados garanta a confiabilidade da amostra, de acordo com o tamanho da população. A pesquisa primária, apesar de possibilitar a categorização do benefício em níveis maiores de segregação, possui limitações quanto ao tempo e capital necessário para realização, além de incorporar vieses induzidos pelas próprias alternativas do questionário.

■ Transferência de Benefícios

Caso haja limitação no cálculo do benefício, seja por questões orçamentárias, temporais ou técnicas, pode-se utilizar a transferência de benefícios como forma de estimar tais parâmetros. Consiste, basicamente, em adaptar estimativas de outros projetos para a realidade do projeto analisado, corrigindo para eventuais diferenças demográficas, regionais ou temporais.

A transferência de benefícios mais comum é ajustada de acordo com o nível de renda dos estudos comparados. Trata-se de um ajuste que considera variações demográficas e regionais, além da variação na preferência de consumo. Dessa forma, o benefício B_2 é estimado de forma que:

$$B_2 = B_1(Y_2/Y_1)^\beta \quad (6.3)$$

Onde B_1 e Y_1 são o valor do benefício e a renda no caso base, respectivamente, Y_2 é a renda no novo estudo e β é a elasticidade-renda do benefício e que pode ser associada a da demanda para estimativas mais disponíveis. A seguir estão citadas algumas referências de estudos que procuraram definir a elasticidade-renda da demanda para o setor de energia elétrica:

Quadro 6-3 - Estudo de Referência para o Cálculo de Elasticidade Renda-Demanda Elétrica

Fonte	Segmentação
Modiano (1984)	Domiciliar
Andrade e Lobão (1997)	Domiciliar
Assis de Salles et al (2018)	Setor industrial e demais setores
Silva, Costa e Dantas (2016)	Três setores: residencial, comercial e industrial; e por região: Norte, Nordeste, Sul, Sudeste, Centro-Oeste
Taylor (1975)	Residencial e Comercial

Fonte: Elaboração própria



A fim de ilustrar o método de transferência de benefícios, suponha que seja necessário estimar os benefícios da implantação de um projeto de geração de energia elétrica, mas que os dados necessários para estimativa dos benefícios pelo método do excedente do consumidor não estejam disponíveis. Opta-se, portanto, por utilizar a transferência de benefícios com base em estudo previamente realizado de um empreendimento de geração de energia.

Suponha um empreendimento hipotético geração de energia localizado no Brasil, com benefícios estimados em R\$579 mil por GWh gerado, referente a análises realizadas em 1991. Utilizando a renda per capita brasileira de 1991 e 2019, estimada pelo Banco Mundial, de U\$2.132 e U\$8.717, respectivamente, e elasticidade-renda da demanda de 0,211, calculada por Andrade e Lobão (1997), é possível aproximar, pela aplicação da Equação 6.4, o benefício de um novo empreendimento de geração de energia, de R\$739 mil por GWh gerado.

$$B_2 = 579.000(8.717/2.132)^{0,211} = 779.330 \quad (6.4)$$

O método da transferência de benefícios, apesar de prático, pode ocasionar em resultados distantes da realidade, tanto por erros metodológicos não identificados no caso base, quanto por diferenças nas características entre o objeto de estudo e o de referência. Além disso, a transferência de benefícios pode não considerar efeitos em alterações de parâmetros complementares ao nível de renda, como variações na tarifa de energia, sendo o método, portanto, indicado apenas em casos nos quais o cálculo do excedente do consumidor não é viável.

6.2 REDUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA

Além dos benefícios de aumento da oferta de energia citados no tópico anterior, existem, também, efeitos positivos da reforma ou melhoria tecnológica de plantas de geração já existentes ou da substituição de plantas antigas por plantas novas. Tais projetos resultam em maior eficiência na produção de energia, o que, assumindo-se a demanda constante, diminui o custo da energia ofertada, seja pela menor perda de energia na geração, seja pela redução dos custos de operação, com efeitos econômicos positivos.

Dado que em mercados eficientes e em plena competitividade, a redução nos custos de geração de energia reflete diretamente no preço da energia, uma vez que se assume que o preço da tarifa de energia representa os custos marginais de longo prazo. Dessa forma, o benefício econômico representa a diferença de preço entre o cenário antes do projeto (P1) e após projeto (P2) - ΔP .

Como esse benefício é não incremental, ou seja, não tem o objetivo de adicionar mais energia à rede e sim de substituição de energias menos eficientes, multiplica-se essa variação do preço pela quantidade de energia afetada pelo projeto (Q_1), que nada mais é a própria oferta de energia do projeto.

$$\Delta \text{Custos Econômico} = \Delta P * Q_1 \quad (6.5)$$



Análise custo-benefício de projetos de infraestrutura de energia e recursos hídricos
Contrato: BRA10/694/38391/702/38399/2020, Licitação: JOF-1934/2020

**PRODUTO 04 – Proposta de Manual de Análise Custo-Benefício para Investimentos
em Expansão da Geração de Energia Elétrica**
Manual ACB Energia



Vale ressaltar que este benefício pode se dar pelo investimento em nova usina para substituir uma mais antiga ou ainda pelo investimento no aumento de eficiência operacional de uma planta já existente, como por exemplo na modernização de uma usina pela troca de seus equipamentos.



7. ESTIMAÇÃO DE EXTERNALIDADES

Externalidades são impactos que não ocorrem em transações diretas entre o ofertante e os usuários dos serviços do projeto, mas recaem sobre terceiros sem devida compensação. (Guia Geral ACB, 2021). Portanto, nesta seção de trabalho, serão apresentadas externalidades recomendadas para cada tipo de fonte energética, além de exemplificações de métodos de cálculos para algumas delas. É importante frisar que só se deve contabilizar e incluir na Análise Custo Benefício as externalidades que não possuem contas correspondentes em Custos ou Benefícios. Um exemplo disso é a geração de empregos durante as obras – apesar de ser uma externalidade, seu valor socioeconômico já é capturado pelo preço sombra da mão de obra na seção de Custos, e, portanto, não deve ser incluído como externalidades, pois, caso contrário, o modelo incorreria em dupla contagem.

7.1 EXTERNALIDADES POR TIPO DE FONTE

Serão apresentadas no quadro a seguir as externalidades mais comuns por tipos de fonte energética, além da divisão entre externalidade ambiental e socioeconômica. As externalidades a seguir são as mais abordadas e recomendadas, mas incentiva-se que o estudo sobre o tema seja mais explorado. Essa lista não é exaustiva e devem ser levadas em conta as particularidades de cada projeto para a considerações das externalidades.

Quadro 7-1 - Externalidades por tipo de fonte

Fonte	Tipo	Indicador
Hidrelétrica	Ambiental	Emissão de GEE
		Controle de cheias
		Perda de vegetação nativa (km ²)
		Transformação do ambiente lótico em lêntico (km)[1]
		Favorecimento da navegação
		Interferência em UC de uso sustentável ou proteção integral
	Socioeconômico	População diretamente afetada (hab.)
		Empregos diretos gerados nas obras ¹
		Interferência na infraestrutura (população atraída/ população dos municípios)
		Interferência em quilombos
PCH	Ambiental	Emissão de GEE
		Área alagada (km ²)
		Perda da vegetação nativa
	Socioeconômico	Empregos diretos gerados nas obras ¹
		Impacto em Terra Indígena
		Aumento de necessidade de infraestrutura local
Eólica	Ambiental	Área total dos parques eólicos (km ²)
		Nº de parques eólicos com interferência em UC de uso sustentável
		Interferência direta na fauna alada por colisão com as pás
	Socioeconômico	Interferência direta em TI



Fonte	Tipo	Indicador
		Empregos diretos gerados na construção
		Aumento na necessidade de infraestrutura local
		Interferência na paisagem
		Produção de ruído
		Inibição de turismo em regiões próximas
Fotovoltaico	Ambiental	Área das plantas fotovoltaicas (km ²)
	Socioeconômico	Empregos diretos gerados nas obras
		Interferência na paisagem
		Inibição de turismo em regiões próximas
		Inibição da exploração dos direitos minerários
Termelétrica	Ambiental	Emissão GEE
		Emissão de outros gases poluentes
		Alteração do uso do solo
		Consumo de água
		Geração de efluentes líquidos
		Geração de resíduos sólidos
	Socioeconômico	Alteração na paisagem

Fonte: EPE (2020)

7.1.1 Hidrelétricas e PCHs

Do ponto de vista ambiental, apesar de hidrelétricas e PCHs não emitirem Gases de Efeito Estufa (GEE) durante sua operação, o desmatamento da área a ser alagada e do alagamento em si leva a uma decomposição da matéria orgânica restante e isso leva à emissão de GEE. Portanto, essa emissão precisa ser contabilizada como externalidade. Tratando-se da área que precisa de ser alagada para a realização da hidrelétrica, compreende-se que essa interferência no bioma precisa de ser levada em consideração em uma ACB, já que o uso da área para a operação de uma hidrelétrica impede dois fatores: o uso dela para outra atividade econômica e a manutenção da vegetação existente. É importante verificar a presença de algum tipo de indenização/ pagamento referente ao alagamento da área em dentro das contas de Custos. Se isso consta no CapEX, para não incorrer em dupla-contagem, a externalidade deve ser mensurada e apenas considerada se o valor em Custos não corresponder ao custo de oportunidade e perda de vegetação encontrados. Além disso, se o projeto energético tiver presença em Unidades de Conservação, isso precisa ser levado em consideração, já que o custo social dessas áreas é superior ao convencional. Outra externalidade ambiental que ocorre na construção e operação de uma hidrelétrica é a perda da água por evaporação. Pela área alagada ser bem grande, há uma perda relevante de água, que precisa de ser acessada.

Nas externalidades socioeconômicas, é comum que as obras de hidrelétricas e PCHs, devido ao seu porte e tempo, façam com que a infraestrutura local precise ser aumentada e otimizada. Como infraestrutura local, pode-se citar, principalmente: saneamento básico e sistema de saúde, além da infraestrutura para acesso ao local. Portanto, esse é um impacto que deve ser mensurado. Além disso, a interferência direta e indireta em quilombos e Terras Indígenas deve ser levada em consideração, uma vez que é possível



que esses povos sejam negativamente afetados do ponto vista de sua subsistência, saúde e/ou bem-estar, a depender do quão próximo é o projeto da comunidade. O tipo específico de interferência, entretanto, deve ser definido considerando as particularidades do projeto.

7.1.2 *Eólicas*

Nas externalidades ambientais, a mensuração da área utilizada para instalação dos aerogeradores e atenção especial à instalação no caso de Unidades de Conservação segue a mesma lógica retratada no tópico de hidrelétricas e PCHs. Além desses impactos, é sabido que há interferência na fauna alada, posto que aves e morcegos podem colidir com as pás dos aerogeradores, e isso também representa uma externalidade. As externalidades quanto às emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) são muito baixas, mas podem ser consideradas, quando houver uma análise comparativa entre diferentes fontes de geração, aplicada a um modelo de decisão de menor custo.

Do ponto de vista socioeconômico, deve ser analisado o impacto direto e indireto em Terras Indígenas e a interferência em infraestrutura local em moldes semelhantes ao retratado em hidrelétricas. Além disso, sabe-se que os aerogeradores modificam a paisagem onde são instalados e geram ruídos relevantes à população próxima, o que pode afetar o bem-estar da população e/ou inibir o turismo na região. Portanto, são externalidades importantes para serem incluídas na ACB.

7.1.3 *Fotovoltaicas*

A principal externalidade ambiental é o uso da área para a instalação das placas fotovoltaicas, e a lógica de se contabilizar essa externalidade já foi contemplada falando-se do caso de hidrelétricas. Da mesma forma comparativa entre diferentes fontes de geração, as externalidades quanto às emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) podem ser medidas, embora de baixo impacto. Com relação a externalidades socioeconômicas, entende-se que a instalação das placas pode atrapalhar a paisagem e também inibir o turismo de regiões próximas. Além disso, a instalação das placas pode inibir atividades econômicas de exploração do subsolo, como, por exemplo, atividades minerárias. Entende-se que o valor de mercado da terra contempla custos de oportunidade, mas, é recomendado calcular essa externalidade e comparar com a conta correspondente em Custos, como indenizações previstas, para verificar se esse valor, de fato, é correspondente.

Considerando o potencial das fontes fotovoltaicas para a micro e mini geração distribuída, especialmente local, cabe também a indicação de externalidades específicas para essa modalidade. Nesse tipo de empreendimento, é possível considerar como externalidades o efeito de perdas evitadas diante da proximidade entre fonte geradora e consumidor, a redução de investimentos em geração e transmissão, economia na redução do uso de água e terra, além de menores danos ambientais.

7.1.4 *Termelétricas*



Nas externalidades ambientais, as termelétricas em operação produzem Gases de Efeito Estufa e outros gases poluentes, principalmente Óxidos de Nitrogênio (Nox). Além disso, há um consumo e perda de água na operação, além de geração de efluentes líquidos e sólidos. Sob o ponto de vista de efeitos socioeconômicos, pode-se considerar a alteração da paisagem causada pelas usinas.

Além disso, no caso de termelétricas nucleares, o descomissionamento da usina deve ser levado em consideração, já que o processo apresenta um risco grande à sociedade, devido à radioatividade dos resíduos dessa fonte energética.

7.2 RECOMENDAÇÕES PARA MONETIZAÇÃO

Apesar de facilmente identificáveis, a monetização das externalidades não é uma tarefa fácil, pois essas não têm um valor de mercado determinado. Por se tratarem de custos sem valor de mercado determinado, a abordagem mais amplamente utilizada e recomendada³³ para monetização é a Disposição a Pagar (DAP) por meio da preferência revelada por valoração contingencial. A valoração contingencial “determina o valor do recurso por meio de entrevistas realizadas com a sociedade, onde em tais entrevistas é levado aos cidadãos o quanto estes estão dispostos a pagar para preservar um determinado recurso natural”. (Menezes e Basquioto de Souza, 2012).

Existem produções literárias, como o Extern-E³⁴ e o Planejamento Energético: Inserção da Variável Ambiental na Expansão da Oferta de Energia Elétrica³⁵ que já determinam valores unitários de referência para externalidades ambientais específicas, como a emissão de CO₂ e outros gases poluentes, ou para um conjunto de externalidades.

Neste último caso, de um valor único para todas as externalidades, a monetização é simples, requerendo apenas a multiplicação do volume de geração energética pelo preço de referência apresentado. Apesar de úteis, é comum que esses valores-referência englobem vários tipos de externalidades e, muitas vezes, sem explicitar quais estão sendo retratadas. Isso pode contribuir para a dupla contagem dentro da ACB, se não for possível identificar e relacionar as externalidades que compõem esse valor unitário com os custos já considerados dentro do projeto. Portanto, o uso de valores genéricos de referência deve ser utilizado com cuidado e evitado, se não for possível ter certeza de que não se estaria incorrendo em dupla contagem. Apesar desses estudos contribuírem muito para a mensuração das externalidades, vê-se que são estudos que ainda não têm um valor com alto grau de precisão, como pondera o Extern-E, além de serem referências externas.

Outro método possível é a utilização de estimativas por meio do levantamento de premissas sobre as externalidades analisadas. Independentemente do método, deve ser pontuado que é possível recair sob alto grau de incerteza, especialmente na utilização de valores estipulados em contextos fora dos brasileiros (como o ExternE), que, portanto,

³³ Guia Europeu (2014), Guia Asiático (2013), Guia Geral ACB (2021), Santos (1989), Isernia Project (2018), THINK (2018)

³⁴ External Costs of Energy. Resultados disponíveis em: http://www.externe.info/externe_2006/

³⁵ Disponível em: <https://www.institutodeengenharia.org.br/site/2020/10/07/planejamento-energetico-sinapse-insercao-da-variavel-ambiental-na-expansao-da-oferta-de-energia-eletrica/>



não leva a regionalização brasileira em consideração. Entretanto, como apontam Spadaro e van der Zwaan (2005), o risco de penalidades de custo devido às incertezas de valores é muito pequeno em comparação à contribuição para a tomada de decisão, mesmo com as incertezas dos métodos apresentados.

Além disso, o IPEA está desenvolvendo valores para serem usados nas ACBs brasileiras para algumas externalidades socioambientais, como o Preço Social do Carbono, o Custo Social da Poluição Atmosférica, o Custo Social da Degradação de Ecossistemas, entre outros³⁶. Para externalidades cujo valor não foi definido pelo IPEA, os caminhos citados são os mais recomendados. No caso de valores sociais disponibilizados pelo IPEA, esses devem ser a primeira escolha.

Outro ponto a ser observado, se refere ao cenário de realização dos investimentos. Vale ressaltar que, sempre que não houver clareza sobre a definição do tipo de financiamento do projeto em análise, seja via orçamento público, PPP (Parceria Público-Privada), concessão ou outro, se estas perspectivas apresentarem divergências, recomenda-se que seja feita uma análise distributiva para cada cenário, uma vez que os agentes envolvidos em cada um desses se modificam, assim como os valores distribuídos entre eles. Devem ser analisados, portanto, ganhadores e perdedores pela ótica distributiva do projeto, diante dessas estruturas de execução, para a composição da tomada de decisão.

7.3 EXEMPLIFICAÇÃO DE CÁLCULOS

A seguir, serão trabalhadas exemplificações de cálculos para algumas das externalidades citadas anteriormente, sendo elas: Gases de Efeito Estufa, Gases Poluentes, Perda de água, Impacto na Infraestrutura, Impacto em Terra Indígena e Descomissionamento de Usinas Nucleares. Além das exemplificações, também será exposto um quadro, resumindo literaturas recomendadas para alguns dos parâmetros citados neste guia. Vale ressaltar que o uso de literatura só é recomendado em contexto de falta de dados mais específicos sobre o projeto e impacto.

Cabe ressaltar, entretanto, que caso já exista compensação de algum impacto do projeto pelos valores estimados do CapEx ou OpEx, este impacto não deve ser considerado na seção das externalidades, a fim de evitar dupla contagem. De forma semelhante, caso o proponente identifique algum impacto não devidamente compensado, o valor encontrado para essa externalidade deve ser descontado daquele já contabilizado pelos custos de implantação e operação do projeto.

7.3.1 Gases de Efeito Estufa e Gases Poluentes

Para cálculo do valor de emissões GEE e de gases poluentes, a seguinte fórmula é sugerida:

³⁶ Para a lista completa ver Apêndice I, do Guia Geral de ACB (2021)



$$\begin{aligned} \text{Fator de emissão (g por kWh)} & \quad (7.1) \\ & \times \text{Energia gerada no ano (kWh por ano)} \\ & \times \text{Preço social do carbono ou poluentes (R\$ por g)} \end{aligned}$$

Para encontrar o fator de emissão, o primeiro passo é procurar estudos técnico-ambientais do próprio projeto. Em sua ausência, recomenda-se procurar parâmetros na literatura que tenham trabalhado as emissões desses gases na geração de eletricidade, como estimado em Miranda (2012), que estimou o fator de emissão de diferentes fontes de geração de energia, apresentados no Quadro 7-2. A energia gerada ao ano dependerá do projeto, e o valor social desses gases foi calculado pelo IPEA (2021), com valor de US\$11,18 por tonelada emitida, com valores referentes ao ano de 2020.

Quadro 7-2 - Fator de Emissão de CO₂ por fonte de geração

Tecnologia de Geração	Fator de Emissão (gCO ₂ eq/kWh)
Hidroeletricidade	86
Eólica	16
Nuclear	14
Termo – Carvão Mineral	1.144
Termo – Gás Natural	518
Termo – Óleo Combustível	781
Termo – Óleo Diesel	829

Fonte: Miranda (2012)

A título de exemplificação, será calculado a emissão de GEE em um projeto termelétrico a gás natural, hipotético, de 1GW de capacidade instalada, com fator de capacidade de 80%. Determinou-se um fator de emissão de 518³⁷ gCO₂eq/kWh, estimado por Miranda (2012) e preço social do carbono a 11,18US\$/t³⁸. Com base, na fórmula 7.1, portanto, estima-se um valor correspondente à emissão de R\$209,01 milhões anuais, com cálculos detalhados no Quadro 7-3.

Quadro 7-3 - Estimativa do custo do carbono

Valores	Métricas	Registros de transformações
518	gCO ₂ eq/kWh	1ton = 1x10 ⁶ g
518	tonCO ₂ eq/GWh	1GWh = 1x10 ⁶ kWh
7008	GWh anual do projeto	GWh anual = Capacidade instalada x Fator de Capacidade X 24 (h) x 365 (dias)
3.630.144	Toneladas emitidas em um ano	
11,18	USD/ton	
40.585.009,90	USD/ano	

³⁷ MIRANDA, Mariana Maia de. (2012)

³⁸ IPEA (2020)



Valores	Métricas	Registros de transformações
5,15 ³⁹	R\$/USD	
209.012.801,00	R\$/ano	

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

7.3.2 Perda de água

Para cálculo do valor de perda da água para as termelétricas, a seguinte fórmula é sugerida:

$$\begin{aligned} & \text{Água perdida ao longo do uso em m}^3 \text{ por MWh} \\ & \times \text{Energia gerada no ano (MWh)} \\ & \times \text{Custo social da perda da água (R\$ por m}^3\text{)} \end{aligned} \quad (7.2)$$

Para as UHEs e PCHs, a perda da água se dá pela evaporação desta em níveis superiores aos observados antes da construção da usina. Dessa forma, tem-se:

$$\begin{aligned} & \text{Evaporação Anual Líquida}^{40} \text{ (mm)} \times \text{Área Alagada (km}^2\text{)} \\ & \times \text{Custo social da perda da água (R\$ por m}^3\text{)} \end{aligned} \quad (7.3)$$

A fórmula indica a multiplicação do volume total anual de água perdida pelo custo social. Sobre isso, é importante ressaltar que várias fontes energéticas podem levar a perda da água, a exemplificar: fontes hidrelétricas, por meio da evaporação da área alagada, e Termelétricas, para resfriamento das torres.

Para exemplificar o cálculo, suponha a instalação de uma termelétrica a gás natural a ciclo combinado capacidade instalada de 1GW e fator de capacidade de 80%. Pela estimativa de perda de 0,7m³⁴¹ de água/MWh e um custo social de R\$0.06 o m³ de água, chega-se a uma externalidade de R\$294,33 mil anuais, como demonstrado a seguir:

Quadro 7-4 - Estimativa-exemplo do custo da água

Premissas	Valores
Água perdida m ³ /MWh ⁴²	0,7
Capacidade instalada (MW)	1.000
Fator de Capacidade	80%
Energia gerada no ano (MWh)	7.008.000
Água perdida no ano	4.905.600

³⁹ Média das cotações de fechamento do ano de 2020. Retirado de: <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes>

⁴⁰ A Evaporação Anual Líquida representa a diferença entre a evaporação anual da região antes da construção da usina e após a construção. Esse dado normalmente é calculado nos estudos técnicos feitos para a construção da usina.

⁴¹ IEMA (2016)

⁴² IEMA (2016)



Premissas	Valores
Custo de evaporação ⁴³	R\$ 0,06
Custo total	R\$ 294.336,00

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

7.3.3 Impacto na infraestrutura

O impacto na infraestrutura deve ser pensado dentro da linha lógica de que as obras vão requerer que as cidades próximas ao local de implantação da usina recebam um número relevante de novos habitantes (mão de obra) adicionais em relação à população original por pelo menos o tempo de construção, que a depender da fonte pode ser superior a 5 anos. Essas especificações geralmente aplicam-se à fonte energética hidrelétrica, pelo porte de obras e por essas geralmente serem fora dos centros urbanos.

Esse impacto não tem uma fórmula específica, pois a análise dependerá de fatores que podem variar de projeto para projeto e da disponibilidade de dados. O que é necessário é entender enquanto o número adicional de moradores da cidade próxima da obra impactará a infraestrutura atual da cidade. Para isso, uma opção seria analisar o investimento per capita em infraestrutura da cidade. Como já dito, infraestrutura contempla obras de saneamento básico, ensino público, hospitais públicos, dentre outros. Para mensurar o impacto em infraestrutura, pode-se utilizar um desses aspectos, como forma de proxy, a fim de simplificação do cálculo da externalidade.

7.3.4 Inibição da atividade econômica

A inibição da atividade econômica é compreendida como externalidade a partir da interpretação de que o uso do espaço para a geração elétrica impede que ele seja usado para outra atividade. Apesar de existirem custos com terreno nos CapEX e OpEX dos projetos energéticos e ser pressuposta a eficiência do mercado de modo que os valores reflitam todos os custos de oportunidade, é recomendado que se estude e verifique se isso de fato está ocorrendo nas estimativas realizadas em custo.

Projetos hidrelétricos, por sua localização comum ao Norte do Brasil, costumam inibir a exploração do garimpo de ouro no Brasil e pesca. Projetos eólicos e fotovoltaicos costumam inibir a atividade turística brasileira e também outros direitos de exploração do subsolo. Esses são exemplos mais frequentes, mas o recomendado é entender, dada a localização do projeto energético, quais são as atividades econômicas principais da região do projeto. A partir daí, é recomendada a construção de premissas de estimativa baseadas em dados abertos (IBGE, IPEA, SGS – BACEN, estudos setoriais, entre outras) para se estimar a perda de atividade econômica equivalente à área da planta energética frente à movimentação econômica da região como um todo.

7.3.5 Impacto em Terra Indígena

⁴³ Leitão e Sousa Junior (2005)



Os possíveis impactos causados para a população indígena com a instalação de uma planta energética em região próxima devem ser acessados como uma externalidade específica. Dentro disso, também não é possível estipular uma única fórmula para cálculo dessa externalidade, já que a maneira pela qual os povos indígenas serão afetados será diferente, a depender do projeto, distância da planta energética, entre outros fatores.

Como exemplo de externalidades na comunidade indígena, podem ser citadas: impacto na subsistência da comunidade, dada a menor disponibilidade de peixes ou contaminação do solo fértil; contato com doenças não comuns em terras indígenas, causando epidemias; aumento da incidência de consumo de álcool e drogas; diminuição do bem-estar da população indígena. Além disso, há casos nos quais a comunidade indígena precisa de ser retirada de suas terras para a instalação de uma fonte energética. Essa remoção do povo indígena também pode ser avaliada como externalidade, uma vez que afeta negativamente o bem-estar dessa população.

O desafio da monetização dessa externalidade é conseguir encontrar métricas econômicas para esses fatores. É recomendado que sejam analisados estudos que avaliem o impacto em comunidades indígenas, causado por fontes energéticas estruturadas no passado, e que eles sirvam de parâmetro de como seria o impacto dentro do projeto escolhido, partindo de uma lógica semelhante a de Benefícios Transferidos na metodologia DAP. Entendendo-se, então, de que maneira a comunidade indígena seria impactada, uma sugestão seria interpretar esse impacto como diminuição do bem-estar, e explorar textos na literatura que procurem mensurar o bem-estar de uma sociedade economicamente. Essa sugestão oferece apenas um caminho dentro de vários possíveis para a monetização de externalidades em comunidades indígenas, sendo que outros podem ser usados.

7.3.6 Descomissionamento de usinas nucleares

Apesar de não ser uma externalidade comum em outras fontes energéticas, o descomissionamento de usinas do tipo nuclear precisa ser acessado como externalidade, uma vez que seu procedimento e os rejeitos representam alta periculosidade para a vida próxima da usina. A fórmula sugerida para o descomissionamento é a seguinte, sendo que seu resultado deve ser considerado no ano seguinte ao último de funcionamento da usina e trazido a valor presente pela TSD:

$$\text{Valor econômico de cada processo do descomissionamento por MWh} \times \text{Fator de conversão do processo} \times \text{Capacidade instalada do projeto} \quad (7.3)$$

Para exemplificar e detalhar os processos de descomissionamento, a NEA (2016) lançou um estudo sobre o tema, que destrincha o descomissionamento nos seguintes processos, e, além disso, os quantifica para diversas tecnologias nucleares:



Quadro 7-5 - Processos de descomissionamento

Etapas de descomissionamento
Pré descomissionamento
Desligamento da instalação
Atividades adicionais para enquadramento seguro
Atividades de desmontagem dentro da área controlada
Processamento, armazenamento e eliminação de resíduos
Infraestrutura e operação do sítio
Demolição de desmontagem convencional e restauração de site
Gerenciamento de projeto, engenharia e suporte do sítio
Pesquisa e Desenvolvimento
Combustível e material nuclear
Despesas diversas

Fonte: NEA (2016)

7.3.7 Literaturas recomendadas para parâmetros

Como já discorrido, quando se trata de buscar preços sociais, a primeira recomendação é procurar estudos do IPEA em relação a isso. Na ausência do IPEA e necessidade de outros parâmetros, segue no quadro baixo sugestões de literaturas consolidadas nos temas.

Quadro 7-6 - Sugestões e referências de literatura no tema

Tipo de fonte	Parâmetro	Referência
Geral	Emissões de carbono por fonte	MIRANDA, Mariana Maia de. (2012)
Geral	Preço social do carbono	IPEA (2020)
Nuclear	Custos com descomissionamento	NEA (2016)
Termelétrica	Estimativas da perda de água em termelétricas	IEMA (2016)
Termelétrica	Emissões de gases poluentes em termelétricas	IEMA (2016)
Hidrelétrica	Custo Social da Evaporação da Água	Leitão e Sousa Junior (2005)

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

7.4 TRATAMENTO DE EFEITOS INDUTIVOS EM MERCADOS SECUNDÁRIOS

De acordo com o Guia Geral de ACB, (i) as externalidades são o custo ou benefício advindo do projeto que extravasa as transações diretas entre ofertante e usuários dos serviços do projeto, recaindo sobre terceiros sem a devida compensação e (ii) os efeitos econômicos indutivos, indiretos e de segunda ordem (*wider economic impacts* – WEI) se referem a variações no bem-estar social que são indiretamente causadas por um projeto.



Conforme indicado no Guia Geral de ACB, a consideração de preços econômicos, em detrimento de preços financeiros, bem como a monetização das externalidades, já permite contemplar efeitos suficientes para que haja validade na análise. Afinal, se os custos e benefícios de um projeto forem estimados a partir do impacto em um mercado primário, a contabilização como resultado de mudanças consequentes em mercados secundários representaria risco de contagem dupla.

Sendo assim, a inclusão dos efeitos indutivos e de segunda ordem só é justificada quando existe uma ineficiência de mercado associada a um impacto verificável em mercados secundários ao projeto energético. (Boardman et al., 2011)

Recomenda-se, seguindo o Guia Geral de ACB, que, se houver um mercado secundário impactado e ineficiente, a quantificação desse efeito secundário deve ser inserida como parte da avaliação de sensibilidade dos resultados finais principalmente porque, a quantificação precisaria de contar com parâmetros específicos relacionados ao aspecto regional, que ainda não estão disponíveis na literatura brasileira. Além disso, na impossibilidade de um acesso quantitativo, recomenda-se a apresentação qualitativa desses aspectos.

No recorte de projetos de infraestrutura para geração elétrica, pode ocorrer de necessitarem de projeto de transmissão elétrica para completar suas operações. Apesar disso parecer um efeito indutivo, não é recomendado que seja considerado dessa maneira em uma Análise Custo-Benefício. Isso porque a visão de projetos na ACB é sistêmica⁴⁴, de modo que se estabelece como custos todos os fatores que são necessários para que o projeto atinja seu objetivo. Portanto, em projetos de geração elétrica, como o objetivo deles é fornecer energia ao consumidor, a transmissão energética é considerada um custo para esse atingimento de objetivo, não devendo ser considerada uma indução, pois o projeto de geração de energia não conseguiria operar até o consumidor sem uma estrutura de transmissão. No entanto, a construção de linhas de transmissão em áreas promissoras, mas ainda não atendidas por projetos de geração, podem levar à indução de novos investimentos não programados ou de possíveis extensões de linhas e geração em novas ramificações.

Outro caso que vale consideração são os modelos híbridos de energia. Os modelos híbridos, comumente envolvendo fonte eólica e solar, são projetos que geralmente foram estruturados como tal desde o início de sua concepção. Não obstante, com o avanço desse tipo de modelo, podem ocorrer casos no qual apenas uma fonte de energia é idealizada, tendo o potencial de atrair a instalação da outra fonte posteriormente – isto configuraria em um efeito indutivo. Por exemplo, um projeto eólico que foi projetado para ter apenas essa fonte energética, mas que, em operação, também atrai a instalação de placas fotovoltaicas na terra arrendada, sem que isso tivesse sido previsto no projeto original.

Como exemplificação para geração de energia elétrica, tomou-se os impactos ambientais e socioeconômicos considerados no Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), em específico o da Usina Hidrelétrica Castanheira, produzido pela EPE. A maioria dos

⁴⁴ Guia Asiático (2013)



impactos considerados no relatório são tidos como externalidades⁴⁵, principalmente os ambientais, já sendo retratado no item 4.4. Não obstante, ele também ilustra impactos em mercados secundários, que se encaixam, portanto, na conceituação de efeitos indutivos.

Entre as possíveis alterações são citadas: no mercado imobiliário, nas atividades de comércio e serviços, na infraestrutura do município para provimento de serviços básicos, no sistema viário, na pesca profissional e no turismo e lazer. Além disso, o documento separa esses impactos conforme fase do projeto, de modo que:

- As alterações no mercado imobiliário são previstas durante as fases de planejamento e construção da UHE e citadas como impacto negativo;
- Sobrecarga na infraestrutura do município relativa a serviços públicos, com o aumento de pessoas na região na fase de construção (impacto negativo);
- As alterações na atividade de comércio e serviço são previstas como impacto positivo na região, cuja ocorrência é prevista nas fases de construção (intenso) e operação;
- As alterações no sistema viário são previstas durante a fase de construção e tratada como impacto negativo;
- As alterações na pesca profissional são tidas como negativas e são previstas nas fases de instalação e operação.
- Impacto na atividade turística, tido como negativo, uma vez que parte da atividade econômica da região é derivada do turismo e lazer.

Como retratado comumente nos RIMAs, certamente efeitos de segunda ordem são esperados em um projeto de infraestrutura energética. Entretanto, é necessário ter atenção quanto a dupla contagem desses efeitos, sendo que a monetização deles é recomendada apenas quando a função de demanda do projeto tiver previsto em seu modelo que o preço de outros bens permaneceria constante. Mesmo assim, destaca-se que faltam indicações na literatura de quais são os efeitos secundários de projetos energéticos e quais fatores poderiam ser utilizados para sua monetização. Apesar disso, esses efeitos podem ser acessados sob o ponto de vista qualitativo na avaliação da ACB, sendo recomendada a monetização sempre que possível. Os resultados dessa análise, entretanto, devem ser apresentados em anexo, sem compor a estrutura principal do cálculo da ACB, podendo compor a análise de sensibilidade, quando monetizados.

⁴⁵ Quando os impactos não ocorrem em transações diretas entre o ofertante e os usuários dos serviços do projeto, mas recaem sobre terceiros sem devida compensação, são denominados externalidades. (Guia Brasileiro de ACB, 2020, pág 44)



8. INDICADORES DE VIABILIDADE DO PROJETO

A análise econômica da ACB consiste em analisar o fluxo de caixa do empreendimento, tal como uma avaliação financeira; no entanto, os fluxos são definidos em termos de benefícios e custos econômicos e externalidades, conforme apresentado nos capítulos anteriores.

Dessa forma, o benefício líquido do projeto é o resultado da diferença entre o benefício bruto e custo econômico do projeto, conforme equação (8.1).

$$\text{Benefício Líquido } (BL)_t = \text{Benefício Bruto}_t - \text{Custos}_t \quad (8.1)$$

Para a análise de ACB não é necessário realizar a Análise Financeira, uma vez que seu resultado avalia o empreendimento na ótica apenas do idealizador do projeto; enquanto a análise econômica avalia o projeto pela ótica da sociedade. Apesar disso, é recomendado que uma seja feita, mesmo que simplificada, já que: (i) fornece mais dados sobre a viabilidade e o sucesso do projeto para subsidiar a tomada de decisão e (ii) vários parâmetros, principalmente de custos (CAPEX e OPEX), são derivados primeiro de seu valor de mercado para depois serem transformados pelos fatores de conversão em custos econômicos.

Os indicadores de viabilidade são utilizados para avaliar o retorno do projeto e são apresentados a seguir.

- **Valor Social Presente Líquido (VSPL):** a diferença entre o total de benefícios e custos descontados à Taxa Social de Desconto;

$$VSPL = \sum_{t=0}^T \frac{BL_t}{(1 + TSD)^t} + \sum_{t=0}^{T+1} \frac{VR_t}{(1 + TSD)^t} \quad (8.2)$$

Em que:

BL_t = fluxo de benefícios econômicos líquidos em um período t ;

TSD = taxa social de desconto;

VR_t = valor residual do investimento, apurado no ano imediatamente posterior ao último ano do prazo do projeto (ou seja, em $T+1$).

Caso o VSPL seja maior que zero, o projeto analisado possui benefícios socioeconômicos maiores que seus custos, indicando sua viabilidade. Serve, também, para comparação entre projetos mutuamente excludentes, com preferência, mesmo que de forma preliminar, para projetos com maior VSPL.

- **Valor Anual Equivalente (VAE):** valor que, se recebido anualmente pela vida útil do projeto, teria o mesmo VSPL que o próprio projeto;

$$VAE = VSPL \times \frac{TSD}{1 - (1 + TSD)^{-T}} \quad (8.3)$$



- **Taxa de Retorno Econômica (TRE):** a taxa de desconto que resulta em um valor igual a zero para o VSPL, corresponde ao retorno socioeconômico do projeto;

$$0 = \sum_{t=0}^T \left(\frac{BL_t}{(1 + TRE)^t} \right) + \frac{VR_T}{(1 + TRE)^T} \quad (8.4)$$

Em que:

BL_t = fluxo de benefícios econômicos líquidos em um período t;

TRE = Taxa de Retorno Econômica;

VRT = valor residual do investimento, apurado no último ano do prazo do projeto (ou seja, em T).

Além de determinar a viabilidade econômica do projeto, a TER determina, também, a necessidade de análises complementares do projeto, a fim de identificar os principais riscos e variáveis sensíveis do projeto. A interpretação dos valores da TRE e análises complementares para cada patamar estão dispostas no Quadro 8-1.

Quadro 8-1: Interpretação da TRE

	TRE ≥ 11,4%	8,5% ≤ TRE < 11,4%	5,4% ≤ TRE < 8,5%	TRE < 5,4%
Viabilidade	Projeto viável	Projeto viável	Projeto considerado, a princípio, inviável	Projeto inviável, sendo recomendada a sua descontinuidade
Análise de Sensibilidade	Necessária	Necessária	Necessária na ausência de alternativa viável	-
Análise Qualitativa de Risco	Necessária	Necessária	Necessária na ausência de alternativa viável	-
Análise Probabilística de Risco	Dispensada, a não ser que seja recomendada pela Análise Qualitativa de Riscos	Recomenda-se realizar a análise por simulação de Monte Carlo (ou método semelhante)	Necessária na ausência de alternativa viável	-

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

- **Índice Benefício-Custo (B/C):** dado pelo quociente entre os valores presentes de benefícios e custos econômicos. O Índice B/C é invariante quanto à escala do investimento, mas indica o ordenamento adequado entre diversos projetos. Apesar disso, o indicador favorece projetos de menor custo, sendo sensível às classificações dos efeitos do projeto. Além disso, não indica preferências entre projetos mutuamente excludentes, uma vez que não representa os benefícios líquidos, e sim um quociente quanto aos custos econômicos.

Para detalhes do significado, cálculo, interpretação e uso dos indicadores, consultar o Guia Geral de ACB e seu Apêndice II⁴⁶.

46 Os cálculos de uma ACB Preliminar podem ser realizados em planilhas eletrônicas de cálculo.



9. ANÁLISE DE RISCO

A Análise de Custo Benefício de projetos de geração energética é baseada em previsões de variáveis quantificáveis, como demanda, custos e benefícios. Os valores dessas variáveis são estimados com base nas previsões mais prováveis, que devem cobrir um longo período de tempo. Os valores e projeção dessas variáveis, portanto, são influenciados por um grande número de fatores, podendo diferir consideravelmente dos valores previstos, dependendo dos desenvolvimentos futuros. Assim, é de suma importância realizar análises que quantifiquem e qualifiquem os efeitos de mudanças prováveis nas variáveis-chave sobre a viabilidade (TER e VSPL) de um projeto.

O Guia Geral de ACB recomenda realizar análise de sensibilidade e de risco no relatório da ACB para auxiliar o processo decisório. Essas análises auxiliam na determinação da robustez do resultado estimado, evidenciando o impacto das incertezas inerente às estimações desta natureza, seja por seu horizonte de longo prazo, seja por estarem em fase preliminar de informações ou ainda pela incerteza frente aos parâmetros-chave adotados.

■ Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade busca identificar o impacto no resultado, ao se realizar alterações em um parâmetro ou atividade, ou seja, qual a sensibilidade de um projeto perante uma mudança no valor de uma variável chave. Permite a apuração da variação pontual entre resultados ao se alterar determinadas premissas de interesse ao longo de intervalos discretos predefinidos. Nesse caso, o número de resultados alternativos, é o mesmo número de combinações discretas das variáveis sensibilizadas. Por exemplo, é possível apurar o efeito nos resultados caso o preço da energia seja 10% maior ou menor.

Quadro 9-1: Exemplo de Análise de Sensibilidade

Variável	Varição do VSPL dado choque de 1%	Criticidade
Crescimento pop. anual	2,2%	Crítica
Consumo per capita	4,9%	Crítica
Custo total de investimento	8,2%	Crítica
Custo anual de manutenção	0,6%	Não crítica
DAP per capita	12,3%	Crítica
Emissão anual de ruídos	0,8%	Não crítica

Fonte: Guia Geral ACB, 2020.

O Guia Geral de ACB determina que uma variável será “crítica” quando uma mudança de aproximadamente 1% do valor adotado de uma variável, modificar o VSPL (Valor social presente líquido) em mais de 1%.

Ainda por meio da análise de sensibilidade é possível identificar os valores de inflexão de uma variável. Essa métrica representa o valor que o parâmetro tem que atingir para que haja a inversão do VSPL do projeto de viável para não viável (ou vice-versa). Esse cálculo



permite avaliar o risco do projeto causado pelos diversos parâmetros, por exemplo, se uma variável possui alto valor de inflexão, então ela traz um risco baixo para o projeto pois, será difícil a viabilidade do projeto ser revertida. Tal análise, como forma de exemplificação, foi simulada no Quadro 9-2 com valores fictícios.

Quadro 9-2 - Análise do Ponto de Inflexão

Variável	Valor	Ponto de inflexão	Variação
Valor da Tarifa de Energia (R\$/MWh)	555,24	532,33	(4,1%)
Custo do combustível (R\$/MWh)	162,00	189,00	16,6%
CapEx (R\$/kW)	13.500,00	22.000,00	62,9%
OpEx (R\$/kW)	45,00	125,00	177,7%

Fonte: Consórcio ENGE CORPS-CERES

Nota-se, no exemplo, que uma variação negativa de 4,1% no preço da tarifa de energia acarreta na inviabilidade econômica do projeto, enquanto um aumento de até 177% no valor de referência do OpEx não afeta sua viabilidade. Por meio da análise do ponto de inflexão, portanto, é possível identificar que a tarifa de energia e o custo do combustíveis trazem riscos maiores ao projeto que os valores de referência do CapEx e do OpEx.

Importante pontuar que a análise de sensibilidade precisa ser conduzida de forma sistemática e organizada. Assim, reforça-se a importância do uso consistente e organizado de planilhas de cálculo e bases de dados desde o início da avaliação, facilitando a aplicação dos procedimentos descritos no Guia Geral de ACB e neste Manual Setorial.

O quadro a seguir resume as principais variáveis a serem consideradas na análise de sensibilidade de projetos de energia. Não se trata de uma lista exaustiva, nem finalística, sendo que a escolha final de variáveis pode depender das características de cada projeto.

Quadro 9-3 – Lista de Variáveis Relevantes para Análise de Sensibilidade

Componentes	Variável
Benefícios	<ul style="list-style-type: none">• Valor da Tarifa de Energia• Elasticidade
CAPEX	<ul style="list-style-type: none">• Período de construção• Variação de preços reais• Variação do parâmetro do CapEx, em R\$/kW
OPEX e O&M	<ul style="list-style-type: none">• Custo do combustível• Variação do parâmetro do OpEx, em R\$/kW
Externalidades	<ul style="list-style-type: none">• Valor do Preço Social do Carbono• Valor da terra• Valor unitário adotado para cada tipo de externalidade
Efeitos Indutivos	<ul style="list-style-type: none">• Variações potenciais sobre o investimento induzido• Variações potenciais sobre os efeitos no mercado de trabalho• Variações potenciais sobre efeitos de aglomeração

Fonte: Consórcio ENGE CORPS-CERES



Análise Qualitativa de Riscos (Matriz de Risco) A análise qualitativa de risco é um recurso para identificar as incertezas do projeto, de acordo com sua probabilidade e impacto, de forma qualitativa. Além disso, é necessário avaliar medidas mitigatórias para esses riscos, de forma a reduzir tanto a probabilidade de ocorrência, quanto o seu possível impacto. Consiste na realização de uma matriz de riscos para diferentes eventos adversos com os quais o projeto poderá se deparar. Para cada evento adverso deve ser indicado as possíveis causas de sua ocorrência, a conexão com a análise de sensibilidade (quando aplicável), os efeitos negativos gerados sobre o projeto, os níveis de probabilidade e o nível de risco.

Em primeiro lugar, atribui-se uma probabilidade de ocorrência para cada evento adverso listado, geralmente, em 5 níveis, podendo outro ordenamento ser proposto pelo proponente:

- A. Improvável (probabilidade 0-10%)
- B. Pouco provável (probabilidade 10-33%)
- C. Probabilidade média (probabilidade 33-66%)
- D. Provável (probabilidade 66-90%)
- E. Muito provável (probabilidade 90-100%)

Além da probabilidade de ocorrência de cada um dos eventos, é necessário, também, classificá-los quanto a sua severidade de impacto, de acordo com a perda de bem estar gerada pelas suas ocorrências, conforme indicado no quadro a seguir:

Quadro 9-4 - Classificação por níveis de severidade

Nível	Significado
I	Nenhum efeito significativo sobre o bem-estar social, mesmo sem medidas corretivas
II	Pequena perda de bem-estar social gerada pelo projeto, afetando minimamente os efeitos de longo-prazo do projeto. Contudo, são recomendáveis medidas corretivas.
III	Moderado: há perdas de bem-estar social geradas pelo projeto, principalmente danos financeiros, mesmo no médio-longo prazo. Ações corretivas podem remediar o problema
IV	Crítico: alto nível de perda de bem-estar gerada pelo projeto; a ocorrência do risco compromete as funções primárias do projeto. Ações corretivas, mesmo de amplo escopo, podem ser insuficientes para evitar danos sérios.
V	Catastrófico: falha do projeto que podem resultar em perda grave ou total das funções do projeto. Principais efeitos do projeto no médio-longo prazo não se materializam.

Fonte: Guia Geral ACB, 2020.



Finalmente, o nível de risco de cada um dos eventos listados é dado pela combinação entre a sua probabilidade e sua severidade, sendo segregados em 4 níveis de risco, com cores associadas, como indica o Quadro 9-5.

Quadro 9-5: Exemplo de Matriz de Riscos Qualitativos

Nível de Risco	Cor	Severidade → Probabilidade ↓	I	II	III	IV	V
Baixo		A	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Moderado
Moderado		B	Baixo	Baixo	Moderado	Moderado	Alto
Alto		C	Baixo	Moderado	Moderado	Alto	Alto
Inaceitável		D	Baixo	Moderado	Alto	Inaceitável	Inaceitável
		E	Moderado	Alto	Inaceitável	Inaceitável	Inaceitável

Fonte: Guia Geral ACB, 2020.

Em seguida, o proponente da análise deve avaliar os níveis de cada uma das possíveis ocorrências, propondo ações de mitigação e/ou prevenção. As ações de prevenção são aquelas que visam diminuir a probabilidade de ocorrência do evento, por vezes eliminando-a por completo, enquanto as ações de mitigação devem reduzir a severidade de cada um desses eventos. O diagrama abaixo mostra os tipos de ações que podem ser tomadas para cada um dos níveis de risco indicados no Quadro 9-5, sendo o conteúdo delas associados às características individuais do risco listado.

Quadro 9-6 - Ações indicadas para diferentes níveis de risco

Severidade / probabilidade	I	II	III	IV	V
A	Aceitação, prevenção ou mitigação		Mitigação		
B					
C					
D	Prevenção		Prevenção e mitigação		
E					

Fonte: Guia Geral ACB, 2020

Os eventos adversos podem incluir, por exemplo, efeitos climáticos, não obtenção de licenças, oposição pública, entre outros. Estabelecidos os eventos adversos, o passo seguinte é determinar suas possíveis causas e quais variáveis críticas da análise de sensibilidade podem ser afetadas por esse evento. Após as devidas análises, para cada risco identificado deve lhe ser atribuído duas classificações: uma relativa a sua probabilidade de ocorrência e outra com relação ao impacto no bem-estar social. Recomenda-se seguir as orientações do Guia Geral de ACB para a condução da avaliação qualitativa de riscos do projeto e suas alternativas.

Espera-se que o proponente avalie e discorra sobre os riscos pertinentes ao projeto de geração elétrica. O quadro a seguir apresenta algumas dimensões de riscos presentes nesse tipo de empreendimento.



Quadro 9-7 – Dimensões de Risco em Projetos de Energia

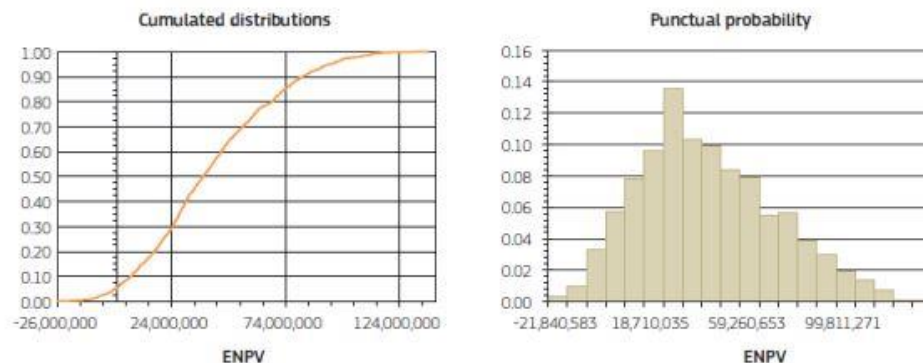
Dimensão de Riscos	Variáveis a considerar e exemplos de eventos adversos possíveis
Regulatório	<ul style="list-style-type: none">• Mudanças em instrumentos econômicos (ex. incentivo a fontes renováveis)• Mudanças na política energética do país
Análise da Demanda	<ul style="list-style-type: none">• Análise inadequada da produção energética• Demanda sub/superestimada
Compra/Compensação de Terra	<ul style="list-style-type: none">• Custos mais altos do que o previsto para o terreno• Atrasos processuais
Ambiental	<ul style="list-style-type: none">• Mudança nos requerimentos ambientais• Atrasos por motivos processuais e conflitos
Construção	<ul style="list-style-type: none">• Sobrecustos de projetos• Atrasos na construção• Acidentes
Operação	<ul style="list-style-type: none">• Dificuldade técnica• Custos de operação maiores do que o previsto
Financeiro	<ul style="list-style-type: none">• Mudança no sistema tarifário• Mudança no sistema de incentivos• Alteração de encargos• Estimativas inadequadas de tendência de preço

Fonte: Consórcio ENGE CORPS-CERS, Guia Europeu (2014)

■ Análise Quantitativa de Riscos

Por sua vez, a análise probabilística dos riscos, requer atribuição de distribuições de probabilidade, apuradas em históricos referenciais ou mesmo definidas conforme a expectativa de comportamento de certos parâmetros e premissas considerados. Uma vez atribuídas as distribuições de probabilidade, são realizadas diversas iterações (mais de 100 mil, frequentemente) das combinações dos valores possíveis das variáveis de interesse. Desse modo, é possível apurar o comportamento probabilístico dos resultados apurados, possibilitando análises estatísticas mais robustas.

Quadro 9-8: Exemplo de saída uma simulação de Monte Carlo



Fonte: Comissão Europeia, 2014.

É importante que sejam repassados alguns conceitos sobre o arcabouço da Mensuração do Risco por métodos probabilísticos, conforme listados a seguir:

- Premissas determinísticas: Parâmetro numérico componente de uma projeção, tratando-se de uma expectativa pontual para as variáveis.
- Premissas efetivas: Parâmetro numérico efetivamente ocorrido, como ele é desconhecido no momento das projeções, deve ser representado por uma distribuição de probabilidades.
- As premissas efetivas de uma avaliação ou de qualquer base de cálculo podem ser distintas das premissas determinísticas consideradas em projeções.
- A probabilidade de ocorrência de premissas alternativas pode ser apurada de forma amostral a partir de históricos ou mesmo qualitativamente, a depender da composição da premissa
- O efeito da diferença entre a premissa mais provável e a premissa determinística utilizada compõe o conceito de risco da avaliação.
- Métodos de amostragem aleatória permitem a apuração da distribuição de probabilidades do resultado de interesse, ou seja, possibilitam a mensuração do risco.
- Simulações de Monte Carlo (SMC): Método estatístico no qual um grande número de observações é aleatoriamente selecionado, conforme distribuição de probabilidade atrelada à variável simulada. A cada seleção aleatória, ou sorteio, são registrados os resultados decorrentes da utilização da observação obtida. Ao se repetir esse processo, é possível apurar a distribuição de probabilidades do resultado de interesse. As premissas simuladas são chamadas de inputs, e os resultados de interesse são os outputs.

Para a mensuração do risco probabilístico nesta análise ACB, são realizadas simulações de Monte Carlo.

A aplicação dessas simulações requer a existência de ferramenta com estrutura de projeções bem definidas, e com memória de cálculo coerente com os conceitos



pretendidos. No caso, foi elaborado o arquivo em Excel® denominado “Modelo ACB Energia_aaaammdd_Limpo” que permite que o usuário realize as projeções necessárias para se implementar a análise ACB. Esse arquivo foi disponibilizado juntamente com a emissão deste documento.

Tendo em mãos uma memória de cálculo à qual se deseja aplicar os métodos de mensuração probabilística de riscos (por exemplo a planilha elaborada mencionada no parágrafo anterior), é possível mensurar esse risco seguindo os seguintes passos.

(i) Seleção dos inputs e outputs de interesse: Nesta etapa, o usuário deve listar quais resultados serão simulados para mensuração do risco e quais das premissas consideradas na memória de cálculo são de interesse para esse resultado. Critérios de todos os tipos podem ser utilizados, mas frequentemente os parâmetros de inputs são identificados qualitativamente ou então podem ser aqueles que afetaram mais fortemente os resultados durante as análises de sensibilidades elaboradas.

Para um ACB de energia elétrica, os parâmetros canônicos de inputs seriam o potencial de geração de energia, os investimentos de implantação do projeto, dentre outros. Devem ser priorizadas as premissas de maior relevância e também aquelas para as quais existam valores referenciais históricos divulgados no mercado. De todo modo, o usuário não deve se considerar restrito a essas sugestões.

Por sua vez, os outputs de maior interesse tendem a ser a Taxa de Retorno Econômico (TER) e o VSPL (Valor Social Presente Líquido).

(ii) Uma vez identificados os inputs de interesse, é necessária a atribuição de distribuições de probabilidades aderentes ao comportamento esperado para cada um desses inputs. Essas atribuições podem ser realizadas com o apoio de referências acadêmicas, com a apuração de distribuições por meio de análise histórica de dados, por simulações teóricas de distribuições a partir do comportamento qualitativamente esperado para a variável, dentre outras formas.

As distribuições de probabilidades atreladas a cada premissa desejada podem ser entendidas como uma função matemática que permite que se apure valores alternativos de uma determinada premissa em função de sua probabilidade de ocorrência.

(iii) Aplicação de simulações de Monte Carlo por meio de software específico (por exemplo o @Risk da Palisade®) ou adaptações de fórmulas, módulos e funcionalidades específicas do Excel®. O algoritmo pretendido realiza sorteios de cada conjunto de premissas, considerando os valores possíveis obtidos pelas distribuições de probabilidades atribuídas, registrando os resultados obtidos para cada conjunto de dados simulados. Ao se realizar esses sorteios em um número de vezes suficientemente grande, registrando os resultados a cada simulação, é possível a construção da distribuição de probabilidades amostral dos resultados analisados, possibilitando que sejam extraídas conclusões sobre o risco probabilístico do empreendimento avaliado. Recomenda-se a realização de pelo menos 100 mil simulações.

As principais análises possibilitadas pelas simulações de Monte Carlo para a mensuração probabilística do risco são (i) a apuração de intervalo mais provável de resultados (entre o 1º e 3º quartis, entre percentis 5% e 95%, dentre outros), (ii) o comparativo do valor



estimado com a média, mediana e moda da distribuição, (iii) o levantamento da probabilidade de viabilidade/inviabilidade ou do resultado analisado ser maior ou menor que um valor referencial (exemplo comparação entre a TER e a taxa de desconto, ou mesmo entre a TER e seus intervalos de análise, conforme já indicado na Seção 8 e (iv) o ranqueamento dos inputs cujas variações surtem maior efeito na avaliação.



10. ANÁLISE DISTRIBUTIVA

Uma vez que a ACB é uma metodologia agregativa (ou seja, seu resultado é fruto da somatória dos benefícios e custos), a distribuição destes entre usuários não é claramente expressa pelos indicadores de viabilidade do projeto. Trata-se de uma fragilidade bastante conhecida da metodologia, para a qual existem contornos.

A análise distributiva⁴⁷⁴⁸ consiste em identificar os *stakeholders* impactados por um investimento e determinar o quanto cada um será afetado com a realização do projeto, ou seja, quanto do custo será suportado e quando do benefício será recebido por cada grupo da sociedade.

A realização dessa distribuição dos efeitos de um investimento é importante em projetos governamentais, considerando a função do Estado de zelar, por exemplo, pela diminuição da desigualdade social e regional. Pode ocorrer de um empreendimento ter seus benefícios superiores ao custo na sociedade de forma geral; contudo, quando realizada uma análise mais detalhada, verifica-se que um benefício não atinge os grupos que mais precisariam ser impactados ou então que os custos/externalidades impactam um grupo mais vulnerável da sociedade.

É importante ressaltar também que uma mesma quantia monetária possui valor diferente para diferentes pessoas e que métricas baseadas na Disposição a Pagar podem priorizar projetos que beneficiam agentes com maior poder aquisitivo.

Dessa forma, a análise distributiva consiste na construção de uma matriz, na qual em um eixo, por exemplo nas linhas, se identifica as linhas de custo e benefício, e no outro eixo identificam-se os grupos/*stakeholders* do projeto. Portanto, no corpo da matriz é possível identificar o valor do impacto, seja ele positivo ou negativo, para cada um dos grupos identificados.

Um exemplo de aplicação da análise por região seria avaliar um investimento de geração instalado em uma região, mas cuja energia gerada será transmitida para outra região. Nesse caso, seria interessante analisar quanto do benefício é alocado para cada região e quanto do custo está sendo suportado por cada uma. Já em uma análise por *stakeholders*, os atores considerados no geral englobam: o operador, o consumidor, o orçamento público, a comunidade afetada no local construído, fornecedores, mão de obra, companhia de transmissão e distribuição, entre outros impactados pelo investimento. Além disso, se não houver clareza sobre o tipo de financiamento do projeto em questão (e.g. se será via orçamento público, PPP ou concessão), recomenda-se a seja feita uma análise distributiva para cada cenário considerado.

⁴⁷ Um exemplo de análise distributiva é a pesquisa de Silva Filho e Homsy (2020) que buscou avaliar como as diferentes propostas de alterações legislativas sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica poderiam impactar os Estados do Brasil. Os dados sobre os valores que eram custeados e recebidos em cada estado foi retirado da base de dados do Sistema de Controle de Subvenções (SCS).

⁴⁸ Alguns guias ACB internacionais mencionam e realizam uma explicação sobre a realização da análise distributiva, são eles: Guia Guia Prático de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura (2020), Guia Asiático (2013) e o Guia da União Europeia (2014).



Ademais, a análise pode ser realizada por meio da atribuição de pesos para cada *stakeholder*, sendo que aqueles com pior bem-estar social recebem pesos maiores, aumentando o valor do impacto dos custos e benefícios que é atribuído a esse grupo. Esse método recebe críticas pelo alto nível de subjetividade que apresenta, por isso, se for utilizado, os cálculos dos pesos devem ser detalhados e justificados.

Por fim, no caso específico de energia, caso o cenário contrafactual seja a implantação de um projeto mais oneroso socioeconomicamente, como as térmicas a Carvão Nacional, comparadas às renováveis, por exemplo, importa muito a comparação dos custos econômicos e as externalidades, uma vez que, nesse caso, a geração líquida de energia, livre de perdas, deveria ser a mesma nos dois cenários propostos. Assim, a confiabilidade e a intermitência podem variar entre as duas fontes, os efeitos dos gases estufa idem, a estrutura de Capex e Opex de cada empreendimento, assim como dos seus fatores sociais aplicáveis. As perdas na transmissão, em boa parte das térmicas, são bem menores, quando comparadas às demais fontes, por essas térmicas se encontrarem mais próximas dos centros urbanos e industriais. Os possíveis ganhos de custos, ao final, se reverterem em melhores tarifas no futuro e vice-versa. Assim, todos esses benefícios e custos econômicos e externalidades devem ser comparados na análise distributiva.

O quadro a seguir apresenta um modelo de matriz de stakeholders com números fictícios para fins ilustrativos. Percebe-se, no exemplo, que o projeto apresenta tanto viabilidade financeira, indicada pelo fluxo positivo para o operador, quanto viabilidade econômica, indicado pelo benefício líquido total também positivo. Assim, nesse caso, os principais beneficiados pelo projeto são os Usuários, Operador e Demais Agentes da Sociedade, ficando ao Governo e conseqüentemente, aos contribuintes, a parcela negativa dos benefícios líquidos gerados. Resta saber, assim, se esse ônus final ao contribuinte é desejado de ser distribuído e nessas proporções.



PRODUTO 04 – Proposta de Manual de Análise Custo-Benefício para Investimentos em Expansão da Geração de Energia Elétrica
Manual ACB Energia



Quadro 10-1 – Modelo Matriz Stakeholders (ilustrativo)

	Usuários	Demais da comunidade / sociedade	Operador / Concessionário	Governo / Poder Concedente	Orçamento Público / Contribuinte	Fator de Conversão (FC)	Sociedade geral (Custo / Benefício líquido)
Contrafactual	22,00	3,00	(4,75)	(4,00)	(2,00)	-	14,69
Receita Tarifária	25,00		(25,00)			1,00	-
Excedente do Consumidor	(6,00)					1,00	(6,00)
Capex			11,25			0,84	9,46
Opex			8,00			0,998	7,98
Tributos e Obrigações	5,00		4,00	(7,00)	(2,00)	1,00	-
PPP			(3,00)	3,00		1,25	0,75
Externalidades						1,00	-
Custo da Emissão do Carbono		3,00				1,00	3,00
Aumento da confiabilidade	(2,00)					1,00	(2,00)
Perdas T/D	1,50					1,00	1,50
Benefícios	(10,75)	=	17,75	=	=	-	7,00
Receita tarifária	(25,00)		25,00			1,00	-
Ajuste tarifário	7,25		(7,25)			1,00	-
Excedente do Consumidor	6,00					1,00	6,00
Aumento da confiabilidade	1,00					1,00	1,00
Custos	(7,00)	(1,00)	(12,00)	4,00	=	-	(15,57)
Capex			(7,50)			0,91	(6,85)
Opex			(4,50)			0,88	(3,97)
Tributos e Obrigações	(4,00)		(3,00)	7,00		1,00	-
PPP			3,00	(3,00)		1,25	(0,75)
Externalidade		(1,00)				1,00	(1,00)
Perdas T/D	(3,00)					1,00	(3,00)
(...)						1,00	-
Fluxos líq. de recursos por stakeholder	4,25	2,00	1,00	-	(2,00)		6,12



11. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS

O Guia Geral da ACB e o Manual de Análise Custo-Benefício para Investimentos em Expansão da Geração de Energia Elétrica têm como objetivo garantir a elaboração de ABCs em formato uniformizado. Para isso, a ACB Preliminar elaborada com base neste manual deve abranger os conteúdos especificados em todos os capítulos anteriores, sendo seus resultados apresentados em forma de um relatório, segundo modelo disponível no capítulo 11 do Guia Geral de ACB e replicado abaixo.

Espera-se que os principais resultados sejam apresentados de forma esquemática, para além do relatório, pelo auxílio de planilhas eletrônicas devidamente organizadas, formuladas e formatadas que explicitem os cálculos realizados. Além disso, devem ser apresentadas as fontes dos dados utilizados, assim como as premissas e inferências que definem o modelo da análise. Por fim, devem ser exploradas as principais limitações da análise realizada, a fim de tornar possível a qualificação dos resultados encontrados, auxiliando no processo de decisão futuro.

De modo a garantir que todas as informações utilizadas estejam em conformidade com o proposto, recomenda-se a consulta do “Checklist da ACB” disponível no Capítulo 11 do Guia Geral de ACB, que oferece pontos de verificação de qualidade da análise realizada. Igualmente, sugere-se consultar o Apêndice deste manual que elenca os erros mais comuns durante a elaboração de ACB.

Quadro 11-1 - Modelo de apresentação do Relatório de ACB, de acordo com o Guia Geral

Seção	Conteúdo
Sumário executivo	Descrever sucintamente o projeto, definindo em poucas linhas o escopo e as características principais do investimento proposto, os objetivos a serem alcançados e o serviço que resulta de sua execução. Deve-se incluir também os principais indicadores socioeconômicos do projeto, como custos (Capex, Opex), demanda estimada, principais benefícios e indicadores de viabilidade (VSPL, TRE, B/C).
Contexto	Descrição do contexto institucional e setorial em que a proposta de investimento se insere. Situação da proposta em relação aos planos, programas e políticas de infraestrutura existentes. Descrição da oferta e demanda existentes pelo serviço e da área de influência do investimento proposto. Identificação e contextualização do problema que se pretende atacar.



Seção	Conteúdo
Análise fundamental	Descrição dos objetivos que se pretende alcançar com o investimento proposto, incluindo avaliação de arranjos existentes e diagnóstico de necessidades. Detalhamento da abordagem e resultados da análise de alternativas para o projeto, em termos de escopo, solução técnica, escala/capacidade, localização e cronograma de implantação.
Dados de entrada	Apresentação da(s) alternativa(s) preferida(s) para o projeto (cenários de ACB), seus elementos físicos e atividades, sua delimitação e eventuais subcomponentes, bem como as principais partes interessadas. Descrição da unidade responsável pela execução do projeto. Descrição sumária dos principais achados de estudos técnicos de viabilidade do projeto, em especial levantamentos de demanda, custos e impactos ambientais. Incorporação de ações de prevenção, mitigação e compensação ambiental já mapeadas.
Análise socioeconômica	Descrição dos cenários considerados (base e alternativos) e do horizonte de análise utilizado. Apresentação dos principais itens de custo e das categorias de benefício utilizadas na ACB. Descrição dos parâmetros utilizados na análise, incluindo aqueles fornecidos pelo Catálogo. Descrição do cálculo do valor residual. Apresentação da tabela de cálculo do retorno socioeconômico (Tabela 7.1), explicitando o cálculo dos indicadores de viabilidade: VSPL, TRE, B/C. Incluir visualização gráfica dos valores relativos de benefícios e custos, da distribuição temporal de

Fonte: Guia ACB Geral

11.1 CHECKLIST DE ELABORAÇÃO

O roteiro a seguir foi utilizado como parâmetro para elaboração da ACB. Foi pensado como sugestão de agenda de verificação tanto para o proponente do projeto, responsável por preparar a documentação da proposta, quanto por parte do examinador do projeto, envolvido na revisão independente e no parecer sobre a qualidade da ACB. (Guia Geral 2021).

Quadro 11-2 – Checklist para Elaboração

Parâmetros	Perguntas a serem respondidas
Definição de objetivos	O projeto possui objetivos claramente definidos, oriundos de uma avaliação de necessidades? O projeto é relevante à luz das necessidades energéticas futuras? Os objetivos do projeto são quantitativamente identificados por meio de indicadores e metas?



Parâmetros	Perguntas a serem respondidas
	<p>O projeto é coerente com os objetivos dos programas de governo e do Plano Integrado de Longo Prazo da Infraestrutura?</p> <p>O projeto é coerente com as estratégias e prioridades nacionais e regionais, conforme definido em planos setoriais ou de desenvolvimento?</p> <p>É possível mensurar o grau de alcance dos objetivos, bem como sua relação, se houver, com as metas dos programas de governo indicadas?</p>
Identificação do projeto	<p>O projeto constitui uma unidade autossuficiente de análise, claramente identificada?</p> <p>As possíveis combinações de componentes autônomos do projeto foram analisadas separadamente?</p> <p>Foi analisada a capacidade técnica, financeira e institucional do órgão proponente do projeto?</p> <p>A área de impacto direto e indireto foi identificada adequadamente?</p> <p>Foram identificados e estimados os beneficiários finais do projeto?</p> <p>Se o projeto for implementado como parceria, houve descrição adequada do modelo de parceria?</p> <p>Foram precisamente identificados os parceiros público e privado?</p> <p>Foram consideradas todas as partes potencialmente afetadas?</p>
Dados de entrada	<p>Foi analisada a demanda atual e futura por energia?</p> <p>Foram feitas projeções para a demanda futura pelo serviço?</p> <p>Os métodos e as premissas para a projeção de demanda são apropriados?</p> <p>A documentação do projeto contém evidência suficiente de sua factibilidade do ponto de vista técnico?</p> <p>O proponente demonstrou que alternativas factíveis para o projeto foram adequadamente consideradas?</p> <p>Os critérios utilizados para selecionar a alternativa ótima são adequados para o tipo de projeto?</p> <p>Foram incluídos os custos referentes a ações de correção de impactos ambientais negativos no fluxo de caixa considerado na ACB?</p> <p>O design técnico é apropriado ao alcance dos objetivos?</p> <p>A utilização da capacidade está alinhada com a expectativa de demanda?</p> <p>As estimativas de custo do projeto (investimento e O&M) foram devidamente explicadas e suficientemente desagregadas para permitir a sua avaliação?</p>
Análise socioeconômica	<p>Na presença de distorções relevantes de mercado, foram utilizados preços sociais para refletir o custo social de oportunidade dos recursos utilizados?</p> <p>Foram aplicados os Fatores de Conversão apropriados aos itens menos significantes de insumos não comercializáveis?</p> <p>No caso de itens significativos comercializáveis, foi aplicado o fator de conversão da taxa cambial (FCTC)?</p> <p>Foi utilizado um preço sombra da mão de obra (PSMO) adequado para o fator trabalho?</p> <p>Se os fluxos de caixa financeiros apresentarem componentes fiscais, houve correção dos preços de mercado?</p> <p>Foram considerados impactos de não mercado e as externalidades relevantes na avaliação da viabilidade socioeconômica do projeto?</p> <p>Foram considerados efeitos relacionados a mitigação e adaptação à mudança climática?</p>



Parâmetros	Perguntas a serem respondidas
	<p>Os valores unitários para a quantificação de benefícios econômicos e externalidades, bem como seu crescimento real com o passar do tempo, foram adequadamente apresentados e explicados?</p> <p>Foram calculados os principais indicadores de viabilidade socioeconômica (VSPL, TRE, B/C) considerando as categorias corretas de custos e benefícios? Existe algum risco de dupla contagem?</p> <p>O valor social presente líquido é positivo? Se não for, existem benefícios não monetizados importantes a serem considerados?</p>
Análise de riscos	<p>Foi realizada uma análise de sensibilidade variável por variável e, preferivelmente, fazendo uso de valores de inflexão?</p> <p>Foi realizada uma análise de cenários?</p> <p>Qual é a estratégia proposta para prevenção e mitigação de riscos?</p> <p>Foi apresentada uma matriz de prevenção de riscos completa?</p> <p>Foram identificadas ações de prevenção e mitigação de riscos?</p> <p>Se o projeto ainda aparentar estar exposto a riscos significativos, foi desenvolvida uma análise probabilística de riscos?</p> <p>Qual a avaliação geral sobre o nível de risco do projeto?</p>
Análise distributiva	<p>Foi realizada uma análise adequada dos efeitos do projeto sobre diferentes grupos de <i>stakeholders</i>?</p> <p>Existem fluxos de recursos entre grupos de <i>stakeholders</i> que motivem alguma consideração especial sobre a forma de implementação do projeto?</p>

Fonte: Guia Geral ACB 2021

12. APLICAÇÃO AO MODELO MDI

12.1 CONTEXTUALIZAÇÃO SOBRE O MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS (MDI)

O Modelo de Decisão de Investimento (MDI) desenvolvido pela EPE busca, por meio de uma função objetivo, atender a demanda de energia elétrica no país pela expansão das fontes de geração disponíveis. Pela proposição de um modelo de custo mínimo se minimizam os custos do sistema e das fontes de geração correspondentes, considerando, ainda penalidades, violações, custos do déficit, dentre outros aspectos e restrições, conforme detalhado a seguir. A EPE disponibiliza na íntegra os códigos-fonte e os dados de entrada do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) empregados no PDE.

A função objetivo do modelo é dada pelas seguintes condições de minimização, sujeitas às restrições, como as de demanda e demais descritas na sequência.

Minimizar:

$$\begin{aligned} & \sum_{k \in K} \frac{1}{(1+tx)^k} \times \left[\sum_{c \in C} \sum_{p \in P} Hp \times p_c \times d_p \right. \\ & \quad \times \left(\sum_{te \in TE} (G_{c,te,k,p}^{TE} \times CVU_{te,k}) + \sum_{tp \in TP} (G_{c,tp,k,p}^{TP} \times CVU_{tp,k}) \right. \\ & \quad \left. + \sum_{s \in S} (D_{c,s,k,p}^E \times CD_p^E) + \sum_{a \in A} (B_{c,a,k,p}^A \times CB) \right) \\ & \quad + \sum_{c \in C} \sum_{i \in S} \sum_{j \in S} CI \times p_c \times \left(\sum_{p \in P} (I_{c,i,j,k,p}^E) + I_{c,i,j,k}^P \right) \\ & \quad + \sum_{c \in C} \sum_{p \in P} PGH \times p_c \times \left(\sum_{s \in S} GHP_{c,s,k,p}^E + \sum_{h \in H} GHP_{c,h,k,p}^H \right) \\ & \quad + \sum_{c \in C} \sum_{s \in S} CD^P \times D_{c,s,k}^P + \sum_{h \in H} \frac{FC_h^H}{tx} \times \sum_{k'=1}^k \pi_{h,k'}^H + \sum_{r \in R} \frac{FC_r^R}{tx} \times C_{r,k}^{Rinc} \\ & \quad + \sum_{tp \in TP} \frac{FC_{tp}^{TP}}{tx} \times C_{tp,k}^{TPinc} + \sum_{a \in A} \frac{FC_a^A}{tx} \times C_{a,k}^{Ainc} + \sum_{i \in S} \sum_{j=i}^S \frac{FC_{i,j}^I}{tx} \times C_{i,j,k}^{Iinc} \left. \right] \\ & \quad + CO_{per} \end{aligned}$$

Considerando:



$$CO_{per} = \frac{1}{12 \times tx} \times \sum_{k=K-12}^K \frac{1}{(1 + tx)^k} \times \left[\sum_{c \in C} \sum_{p \in P} Hp \times p_c \times d_p \times \left(\sum_{te \in TE} (G_{c,te,k,p}^{TE} \times CVU_{te,k}) + \sum_{tp \in TP} (G_{c,tp,k,p}^{TP} \times CVU_{tp,k}) + \sum_{s \in S} (D_{c,s,k,p}^E \times CD_p^E) + \sum_{a \in A} (B_{c,a,k,p}^A \times CB) \right) \right]$$

Onde:

K : [conjunto] Meses do horizonte de estudo ($k=1, 2, \dots, K$)

tx : [parâmetro ou constante] Taxa de desconto

C : [conjunto] Condições hidrológicas ($c=1, 2, \dots, C$)

P : [conjunto] Patamares de carga ($p=1, 2, \dots, P$)

Hp : [parâmetro ou constante] Número de horas padrão em um mês = 730,5 (horas)

p_c : [parâmetro ou constante] Probabilidade de ocorrência da condição hidrológica (%)

d_p : [parâmetro ou constante] Duração do patamar de carga p (%)

TE : [conjunto] Usinas termelétricas existentes ($te=1, 2, \dots, TE$)

$G_{c,te,k,p}^{TE}$: [variável de decisão] Geração térmica de usinas existentes te para o cenário c no período k e patamar de carga p (MWh)

$CVU_{te,k}$: [parâmetro ou constante] Custo variável unitário de geração termelétrica existente te no período k (R\$/MWh)

TP : [conjunto] Usinas termelétricas candidatas à expansão ($tp=1, 2, \dots, TP$)

$G_{c,tp,k,p}^{TP}$: [variável de decisão] Geração térmica de usinas candidatas à expansão tp para o cenário c no período k e patamar de carga p (MWh)

$CVU_{tp,k}$: [parâmetro ou constante] Custo variável unitário de geração termelétrica candidata à expansão tp no período k (R\$/MWh)

S : [conjunto] Subsistemas ($s=1, 2, \dots, S$)

$D_{c,s,k,p}^E$: [variável de decisão] Déficit de energia para o cenário c no subsistema s , período k e patamar de carga p (MWh)

CD_p^E : [parâmetro ou constante] Custo do déficit de energia para o patamar de carga p (R\$/MWh)



A : [conjunto] Projetos de tecnologia de armazenamento candidatos à expansão ($a = 1, 2, \dots, A$)

$B_{c,a,k,p}^A$: [variável de decisão] Acúmulo de energia do projeto de tecnologia de armazenamento a para o cenário c , período k e patamar de carga p (MWh)

CB : [parâmetro ou constante] Custo de acúmulo de energia para projetos de tecnologia de armazenamento (R\$/MWh)

CI : [parâmetro ou constante] Penalidade aplicada aos intercâmbios para evitar fluxos bidirecionais = 5×10^{-6} (R\$/MWh)

$I_{c,i,j,k,p}^E$: [variável de decisão] Intercâmbio entre os subsistemas i e j para o cenário c , período k e patamar de carga p (MWh)

$I_{c,i,j,k}^P$: [variável de decisão] Intercâmbio de potência entre os subsistemas i e j para o cenário c e período k (MW)

PGH : [parâmetro ou constante] Penalidade para violação de geração hidráulica mínima (R\$/MW)

$GHP_{c,s,k,p}^E$: [variável de decisão] Violação de geração hidráulica mínima de hidrelétricas existentes do subsistema s para o cenário c no período k e patamar de carga p (MW)

H : [conjunto] Projetos de usinas hidrelétricas ($h=1, 2, \dots, H$)

$GHP_{c,h,k,p}^H$: [variável de decisão] Violação de geração hidráulica mínima da hidrelétrica candidata à expansão h para o cenário c no período k e patamar de carga p (MW)

CD^P : [parâmetro ou constante] Penalidade para o não atendimento à restrição de capacidade (R\$/MW)

$D_{c,s,k}^P$: [variável de decisão] Déficit de capacidade para o cenário c no subsistema s e período k (MW)

FC_h^H : [parâmetro ou constante] Custo fixo mensal associado ao projeto hidrelétrico h (R\$/mês)

$\pi_{h,k}^H$: [variável de decisão] Variável binária de investimento do projeto hidrelétrico h no período k (MW)

R : [conjunto] Projetos de fontes renováveis (PCH, UFV, Eólicas, Biomassa) ($r=1, 2, \dots, R$)

FC_r^R : [parâmetro ou constante] Custo fixo mensal associado a um MW do projeto de fonte renovável r (R\$/MW/mês)

$C_{r,k}^{Rinc}$: [variável de decisão] Capacidade instalada incremental de projetos renováveis do tipo r no período k (MW)

FC_{tp}^{TP} : [parâmetro ou constante] Custo fixo mensal associado a um MW do projeto termelétrico candidato à expansão tp (R\$/MW/mês)

$C_{tp,k}^{TPinc}$: [variável de decisão] Capacidade instalada incremental de projetos termelétricos candidatos à expansão do tipo tp no período k (MW)



FC_a^A : [parâmetro ou constante] Custo fixo mensal associado a um MW do projeto de tecnologia de armazenamento candidato à expansão a (R\$/MW/mês)

$C_{a,k}^{Ainc}$: [variável de decisão] Capacidade instalada incremental de projetos de tecnologia de armazenamento candidatos à expansão do tipo a no período k (MW)

$FC_{i,j}^I$: [parâmetro ou constante] Custo fixo mensal associado à expansão de um MW da linha de transmissão que conecta o subsistema i ao subsistema j (R\$/MW/mês)

$C_{i,j,k}^{Iinc}$: [variável de decisão] Expansão incremental da transmissão entre os subsistemas i e j (no período k (MW)

CO_{per} : [parâmetro ou constante] Custo de operação da perpetuidade (R\$)

A seguir, as fórmulas da função são analisadas em blocos:

$$\sum_{c \in C} \sum_{p \in P} H_p \times p_c \times d_p \times \left(\sum_{te \in TE} (G_{c,te,k,p}^{TE} \times CVU_{te,k}) + \sum_{tp \in TP} (G_{c,tp,k,p}^{TP} \times CVU_{tp,k}) + \sum_{s \in S} (D_{c,s,k,p}^E \times CD_p^E) + \sum_{a \in A} (B_{c,a,k,p}^A \times CB) \right)$$

= Custos de termelétricas mensais, diante da probabilidade de carga gerada no mês por essas fontes, compostos pelos custos variáveis de geração térmica existente e candidata à expansão, custos de armazenamento, em função, do acúmulo de energia do produto e do déficit de energia.

$$\sum_{c \in C} \sum_{i \in S} \sum_{j \in S} CI \times p_c \times \left(\sum_{p \in P} (I_{c,i,j,k,p}^E) + I_{c,i,j,k}^P \right)$$

= Penalidade financeira aplicada à probabilidade de intercâmbio entre subsistemas e intercâmbio de potência entre subsistemas.

$$\sum_{c \in C} \sum_{p \in P} PGH \times p_c \times \left(\sum_{s \in S} GHP_{c,s,k,p}^E + \sum_{h \in H} GHP_{c,h,k,p}^H \right)$$

= Penalidade financeira aplicada à probabilidade de violação de geração hidráulica mínima nas hidrelétricas existentes e candidatas à expansão.

$$\sum_{c \in C} \sum_{s \in S} CD^P \times D_{c,s,k}^P$$

= Penalidade aplicada pelo déficit de capacidade para o não atendimento à restrição de capacidade.



$$\sum_{h \in H} \frac{FC_h^H}{tx} \times \sum_{k'=1}^k \pi_{h,k'}^H,$$

= Custo Fixo mensal associados à um projeto hidrelétrico atrelado à uma determinada taxa de desconto, considerando a realização ou não do determinado projeto.

$$\sum_{r \in R} \frac{FC_r^R}{tx} \times C_{r,k}^{Rinc}$$

= Custo Fixo mensal associados à um projeto de fonte renovável atrelado à uma determinada taxa de desconto, considerando o incremento realizado na capacidade instalada.

$$\sum_{tp \in TP} \frac{FC_{tp}^{TP}}{tx} \times C_{tp,k}^{TPinc}$$

= Custo Fixo mensal associados à um projeto de geração termelétrica candidata à expansão atrelado à uma determinada taxa de desconto, considerando o incremento realizado na capacidade instalada.

$$\sum_{a \in A} \frac{FC_a^A}{tx} \times C_{a,k}^{Ainc}$$

= Custo Fixo mensal associados à um projeto de tecnologia de armazenamento atrelado à uma determinada taxa de desconto, considerando o incremento realizado na capacidade instalada.

$$\sum_{i \in S} \sum_{j=i}^S \frac{FC_{i,j}^I}{tx} \times C_{i,j,k}^{Iinc}$$

= Custo Fixo mensal associados à um projeto de transmissão atrelado à uma determinada taxa de desconto, considerando a expansão incremental na da transmissão entre subsistemas.

$$CO_{per}$$

= Perpetuidade da função considerando os custos de termelétricas mensais, diante da probabilidade de carga gerada no mês por essas fontes, compostos pelos custos variáveis de geração térmica existente e candidata à expansão, custos de armazenamento, em função, do acúmulo de energia do produto e do déficit de energia.



O objetivo desse tópico é demonstrar, pelo Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) como a inserção de indicadores sociais e de externalidades pode ser realizada, incluindo-se as mudanças e impactos em relação ao modelo original de decisão.

12.2 MUDANÇAS PROPOSTAS

São mudanças sugeridas no processo de simulação: adição do custo de emissão de gases de efeito estufa, consideração do Equilíbrio Geral Computável (EGC) para o custo do déficit e os custos de investimento e manutenção e operação de acordo com os fatores de conversão.

■ Custo de emissão de gases de efeito estufa

Para o cálculo do valor a ser adicionado como penalidade pela emissão de gases de efeito estufa, podem ser utilizadas como fonte: a estimativa elaborada pelo IPEA no Catálogo de parâmetros socioeconômicos – Preço do carbono para o Brasil, que indica um valor de US\$ 11,18/tonelada no ano de 2020, a tese de doutorado de Carmo (2013) Avaliação da eficiência energética renovável de biomassa, a dissertação de mestrado de Miranda (2012), Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica do Brasil e o artigo publicado na revista Engevista da UFF, por Dantas *et al.* (2019).

Considerando a função objetivo, onde têm-se os custos unitários em função da geração, em ambos os casos de usinas térmicas existentes e as candidatas à expansão, o custo com a emissão por Mwh seria incluído. Conforme indicado abaixo:

$$\sum_{te \in TE} (G_{c,te,k,p}^{TE} \times CVU_{te,k} \times EC_{c,te,k}^{TE}) + \sum_{tp \in TP} (G_{c,tp,k,p}^{TP} \times CVU_{tp,k} \times EC_{c,tp,k}^{TP})$$

Onde:

$G_{c,te,k,p}^{TE}$: [variável de decisão] Geração térmica de usinas existentes te para o cenário c no período k e patamar de carga p (MWmês)

$CVU_{te,k}$: [parâmetro ou constante] Custo variável unitário de geração termelétrica existente te no período k (R\$/MWh)

$G_{c,te,k,p}^{TP}$: [variável de decisão] Geração térmica de usinas candidatas à expansão tp para o cenário c no período k e patamar de carga p (MWmês)

$CVU_{tp,k}$: [parâmetro ou constante] Custo variável unitário de geração termelétrica candidata à expansão tp no período k (R\$/MWh)

$EC_{c,te,k}^{TE}$: [parâmetro ou constante] Custo de emissão em Mwh de dióxido de carbono das usinas termelétricas existentes te , no cenário c do período k

$EC_{c,tp,k}^{TP}$: [parâmetro ou constante] Custo de emissão em Mwh de dióxido de carbono das usinas termelétricas existentes tp , no cenário c do período k .

Para a geração de fontes renováveis a modificação que se faria na função objetivo do MDI seria no custo fixo mensal, conforme detalhado abaixo:



$$\sum_{r \in R} \frac{FC_r^R}{tx} \times C_{r,k}^{Rinc} \times EC_{c,te,k}^R$$

FC_r^R : [parâmetro ou constante] Custo fixo mensal associado a um MW do projeto de fonte renovável r (R\$/MW/mês)

$C_{r,k}^{Rinc}$: [variável de decisão] Capacidade instalada incremental de projetos renováveis do tipo r no período k (MW)

$EC_{r,k}^R$: [parâmetro ou constante] Custo de emissão associado a Capacidade Instalada em MW de fonte renovável r (R\$/MW/mês)

As informações apresentadas no estudo do IPEA apresentam o valor do carbono por tonelada emitida. Para adequação de valores ao modelo, podem ser utilizadas as referências supramencionadas para conversão na unidade de R\$/KWh, bem como na unidade R\$/kW.ano.

No estudo de Dantas *et al.* apresenta-se o valor de kgCo/kWh a ser convertido para fator de emissão de poluentes em R\$/MWano de emissões apresentado sobre as emissões fotovoltaicas. Para a realização do cálculo deve-se verificar qual é o custo total das emissões, considerando-se a quantidade de toneladas emitidas por ano, pela emissão anual de CO_2 , e o valor encontrado deve ser dividido pela potência instalada, resultando em USD/MW.

Em Miranda (2012) verifica-se o estudo acerca do fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil e o resultado de emissões de carvão mineral apresentado na dissertação de Miranda (2012). Para realização do cálculo divide-se primeiro a geração de eletricidade do ano pela emissão anual de CO_2 , encontrando-se o valor em GWh/t e com o estudo do IPEA converte-se este para R\$/kWh, conforme parâmetro do modelo.

Ressalta-se que os cálculos mencionados anteriormente formam o resultado para o total de emissões. Para o preenchimento do modelo, e consequentemente, execução do algoritmo do MDI é necessário realizar o cálculo de cada uma das fontes, em reais, com os valores apresentados como resultados dos estudos de Miranda (2012), Carmo (2013) e Dantas *et al.* (2019).

■ Custo do déficit

A metodologia proposta pelo Comissão para Estudo do Custo do Déficit do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) de cálculo da função de custo de déficit, em 1988, possui diversas limitações que podem causar distorções no real impacto socioeconômico do racionamento de energia. Em suma, a metodologia utiliza a Matriz Insumo-Produto (MIP), que apresenta as relações entre os setores da economia por meio de fluxos de bens e serviços, para analisar o impacto da restrição da oferta de energia nos setores produtivos e encontrar um custo de déficit específico para cada setor.

Para aplicação no MDI, verifica-se que a metodologia de cálculo de custo de déficit em patamares de Equilíbrio Geral Computável (EGC), conforme estudo desenvolvido por



Guilhoto *et al* (2010). Diferentemente do método indicado acima, o EGC contabiliza não só a diminuição da renda dos trabalhadores e do lucro das firmas, mas também a redução do bem-estar dos consumidores, levando-se em consideração as preferências de consumo e respostas das firmas frente ao racionamento. Alterações do valor de R\$ 4.944,89 por MWh são sugeridas para R\$ 10.600,69 por MWh por patamar, como indicado pelo estudo.

■ Fatores de conversão

As análises financeira e econômica, dentro de uma ACB, examinam elementos semelhantes, contudo apresentam objetivos distintos. A análise financeira avalia a rentabilidade consolidada do projeto e a lucratividade para stakeholders, além da sustentabilidade financeira e análise de sensibilidade, enquanto a análise econômica leva em consideração os ganhos em termos de bem-estar social.

Para a construção da análise custo benefício, a conversão dos preços de mercado a preços sombra deve ser devidamente realizada com o intuito de apresentar os benefícios e custos do projeto em termos de ganhos sociais. Para que tal procedimento seja executado, fatores de conversão são aplicados sobre os preços de mercado.

O preço sombra é definido como o impacto total sobre o bem estar social do aumento em uma unidade na oferta líquida dessa mercadoria pelo setor público. Preços de mercado e os preços sombra são os mesmos em mercados perfeitamente competitivos e eficientes, porém, mercados podem ser distorcidos por impostos, taxas, subsídios, taxas de câmbio rígidas, tarifas reguladas, oligopólio ou fixação de preços monopolistas e informações imperfeitas. Esses são elementos que geram uma barreira entre o preço observado e o valor social marginal dos recursos.

Para os fatores de conversão verifica-se o Caderno de Parâmetros de Custos⁴⁹ da EPE, constatando que os custos de investimentos estavam condizentes com os apresentados pelo modelo e foram utilizadas demais fontes utilizadas pela EPE e pelo Programa de Planejamento Energético (PPE) da UFRJ para a segregação em equipamentos, obras civis, transmissão e conexão, etc. Cada um dos itens segregados tem um fator de conversão diferente – consideração baseada nos fatores apresentados no estudo do IPEA “Análise Econômica: Estimativa dos Fatores de Conversão Setoriais de abril de 2021”, se o item é de demanda interna ou se é uma importação ou exportação, optando-se pelo fator mais coerente, de acordo com a situação.

Para os valores de operação e manutenção, podem ser verificadas as demonstrações financeiras de empreendimentos das fontes de energia pertinentes e a segregação para a aplicação dos respectivos fatores de conversão.

Os encargos, não se tratam de uma transferência entre agentes, por este motivo não devem ser considerados fatores de conversão para tal categoria.

⁴⁹ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Par%C3%A2metros%20de%20Custos%20-%20PDE%202030.pdf>



Análise custo-benefício de projetos de infraestrutura de energia e recursos hídricos
Contrato: BRA10/694/38391/702/38399/2020, Licitação: JOF-1934/2020

**PRODUTO 04 – Proposta de Manual de Análise Custo-Benefício para Investimentos
em Expansão da Geração de Energia Elétrica**
Manual ACB Energia



Para inserção dos fatores junto ao MDI, após finalizadas as verificações dos fatores mais adequados, é realizada uma média ponderada dos itens detalhados de cada custo, para Capex, Opex e CVU, ajustando-se o o valor econômico do item.

Simulações e a análise dos impactos e resultados são propostos no Estudo de Caso.



13. BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- ANDRADE, T. Lobão, W. Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro, 1997.
- ARAÚJO, Wagner. Estratégias de Regulação e Defesa da Concorrência no Setor Elétrico: uma abordagem Neo-Schumpeteriana. CSAP/Fundação João Pinheiro, 2003.
- ASIAN DEVELOPMENT BANK (2013). Cost-benefit analysis for development: A practical guide. Mandaluyong City, Philippines: Development Bank, 2013.
- Assis de Salles, A., Carvalho Werlang, A. B., Geller, I., & Rocha de Almeida Cunha, G. (2020). Income Elasticity of Electric Energy consumption for different economic sectors in countries of the world. *Journal of Economic Info*, 7(3), 170-188.
- BOARDMAN, A. E., Greenberg, D. H., Vining, A. R., & Weimer, D. L. (2017). Cost-benefit analysis: concepts and practice. Cambridge University Press.
- BORELLI, S. Método para análise da composição do custo de eletricidade gerada por usinas termelétricas em ciclo combinado de gás natural. 2005.
- BRASIL. Ministério da Economia. Guia Prático de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura. Brasília, 2021.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011
- CARMO, Vadson Bastos do et al. Avaliação da eficiência energética renovável de biomassas alternativas para geração de eletricidade. 2013.
- CAVES, D., J. A. Herrigas, and R. Windle. Customer Demand for Service Reliability in the Electric Power Industry: A Synthesis of the Outage Cost Literature. *Bulletin of Economic Research* 42(2):79–119, 1990.
- DANTAS, F.C, Costa, E.M, Silva, J.L.M. Elasticidade Preço e Renda da Demanda por Energia Elétrica nas Regiões Brasileiras: Uma Abordagem através de Painel Dinâmico. *Revista de Economia*, v 23, n. 3, set/dez, 2016
- DE LIMA DANTAS, Ozlean; APOLONIO, Roberto; JUNIOR, Alcides Arruda. Potencial da geração distribuída e seu impacto na redução de emissões de CO₂: Estudo de uma micro usina fotovoltaica conectada à rede de energia elétrica. *Engevista*, v. 21, n. 2, p. 329-340, 2019.
- DUNLOP, Claire A. The Temporal Dimension of Knowledge and the Limits of Policy Appraisal: Biofuels Policy in the UK. *Policy Sciences* 43, 343–363, 2010.
- EC - EUROPEAN COMMISSION. Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects: Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020. Bruxelas, 2014.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão e Nuclear. Brasil, 2016.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão. Brasil, 2021.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia. Brasil, 2020.



- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Térmicas a biomassa nos leilões de energia no Brasil. Brasil, 2019
- Flego, G., Vitiello, S., Fulli, G., Marretta L., Stromsather J. Cost-benefit analysis of Smart Grid projects: Isernia - Costs and benefits of Smart Grid pilot installations and scalability options. Publications Office of the European Union, Luxemburgo, 2018.
- GROSS, M.M., FREITAS, C.A., SANTOS, C.A.P., CASAGRANDE, D.L., HOECKEL, P.H., Análise de Demanda de Energia Elétrica no Setor Industrial no Brasil. *Revista Economia Política do Desenvolvimento*, v.8, n.19, p. 69–93, Jan./Jul. 2017.
- Guilhoto et al. “Matriz de Insumo-Produto do Nordeste e Estados: Metodologia e Resultados.” Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil. ISBN: 978.85.7791.110.3, 289 p. 2010
- IEA - International Energy Association. Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies. 2013
- HEMA – Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos, 2016
- IAEA - International Atomic Energy Agency. Project Management in Nuclear Power Plant Construction: Guidelines and Experience. Nova Iorque, 2012.
- IRENA (2015). Smart Grid and Renewables: a cost-benefit analysis guide for developing countries.
- IRENA (2019), Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- LEITÃO, Neidja Cristine Silvestre; JÚNIOR, Wilson Cabral Sousa. Análise custo-benefício social aplicada ao complexo hidrelétrico de belo monte.
- MIRANDA, Mariana Maia de. Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.
- Modiano, Eduardo. Elasticidade - renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil. PUC-Rio, 1984.
- MUNASINGHE, Mohan. Rural electrification in Third World. *Power Engineering Journal*. n.4, p.189-202, 1990.
- NEA – Nuclear Energy Agency. Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear. 2020.
- NEA – Nuclear Energy Agency. Defining Plant-Level Costs. Paris, 2016.
- NREL - National Renewable Energy Laboratory. 2017 Cost of Wind Energy Review. Colorado, 2018.
- RAB - Renewables Advisory Board. Value Breakdown for the Offshore Wind Sector. Inglaterra, 2010.
- RABL, Ari; SPADARO, Joseph V.; VAN DER ZWAAN, Bob. Uncertainty of Air Pollution Cost Estimates: to what extent does it matter?. 2005
- SOUZA, Fernando Basquiroto de; MENEZES, Carlyle Torres Bezerra de. Levantamento teórico de metodologias para valoração de danos ambientais e recursos naturais. 2012.
- Souza, J. G. M.; Pompermayer, F. M.; Rabello, G. G. e Eberhardt, I. D. R. Elasticidade Preço da Demanda de Energia Elétrica Domiciliar no Brasil por Classe de Renda. Texto para Discussão, 2018.



Análise custo-benefício de projetos de infraestrutura de energia e recursos hídricos
Contrato: BRA10/694/38391/702/38399/2020, Licitação: JOF-1934/2020

**PRODUTO 04 – Proposta de Manual de Análise Custo-Benefício para Investimentos
em Expansão da Geração de Energia Elétrica**
Manual ACB Energia



TAYLOR, Lester D. The Demand for Electricity: A Survey. The Bell Journal of Economics. Vol. 6, No. 1, pp 74-110. 1975

THINK. Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package. (2018)

WORLD BANK. Cost-Benefit Analysis in World Bank Projects. Washington: The World Bank, 2010.



14. ANEXO 1: PONTOS DE ATENÇÃO E MELHORIAS FUTURAS

A Análise Custo-Benefício é consagrada como ferramenta de escolha para a avaliação de projetos de investimento público e avaliações de políticas e regulações que interferem diretamente no bem-estar social e ambiental. No entanto, a metodologia apresenta algumas fragilidades e erros comuns cometidos por aqueles que a utilizam.

Erros comuns são q dupla contagem de parâmetros, por exemplo, uma externalidade negativa já contabilizada nas estimativas de custo; ou no caminho contrário, impactos ignorados/imprevistos. O proponente deve ficar atento a esses erros no momento da realização da ACB.

Além disso, a metodologia em si apresenta algumas fragilidades, por exemplo, o resultado da ACB não discrimina quem “ganha” e quem “perde”. Esse ponto pode ser contornado pela utilização da Matriz de Stakeholder (ver Capítulo 10). Outra fragilidade é que alguns parâmetros, principalmente, benefícios e externalidades, são de fato de difícil mensuração; no entanto, recomenda-se apresentá-los de maneira qualitativa para subsidiar a tomada de decisão. Por fim, a ACB é uma metodologia complexa, que depende da qualidade dos dados inseridos para sua mensuração, ainda mais considerando a ACB preliminar, essa situação pode trazer incertezas ao resultado obtido. Essas incertezas podem ser tratadas por meio da análise de sensibilidade e de risco, testando a robustez do modelo estimado.

Ademais, vale apontar aprimoramentos para este manual setorial:

- É recomendável a atualização periódica do Manual para incorporar novos desdobramentos no setor de energia e da própria metodologia;
- Este manual apresenta fatores de parametrização de custos que devem ser atualizados periodicamente para incorporar: (i) fatores de conversão e preços sombras finais; (ii) o custo unitário de cada fonte; e (iii) estudos mais aprofundados das categorias de custos de cada fonte; e
- Com o desenvolvimento das discussões sobre o valor/custo da intermitência; este seja incorporado à estimação de custos de energia renovável



15. ANEXO 2: ANÁLISE DA QUALIFICAÇÃO DA MÃO DE OBRA

Conforme abordado na seção 5.7, é necessário, para conversão adequada dos custos de implantação e operação para valores sociais, definir a qualificação da mão de obra empregada em cada uma das atividades. No entanto, a abertura de tais dados é limitada a empreendimentos específicos e pouco parametrizáveis. Utilizou-se, portanto, uma abordagem de generalização da qualificação de acordo com a Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE).

Em primeiro lugar foi necessário identificar os CNAEs de interesse, a fim de analisar o nível de ensino dos indivíduos em cada uma dessas classes com base nos dados disponibilizados pela Relação Anual de Informações Sociais (RAIS).

Quadro 15-1 - CNAEs analisados

Código	Subclasse
3511501	Geração de energia elétrica
4221901	Construção de barragens e represas para geração de energia elétrica
4221902	Construção de estações e redes de distribuição de energia elétrica
4221903	Manutenção de redes de distribuição de energia elétrica
4292801	Montagem de estruturas metálicas
4292802	Obras de montagem industrial
4313400	Obras de terraplenagem
4321500	Instalação e manutenção elétrica
4329104	Montagem e instalação de sistemas e equipamentos de iluminação e sinalização em vias públicas, portos e aeroportos
4391600	Obras de fundações
4399101	Administração de obras

Fonte: IBGE

Para utilização na qualificação da mão de obra referente ao CapEx dos empreendimentos, foram analisados diversos CNAEs referentes a atividades de construção. Optou-se, entretanto, por utilizar a subclasse 4221902, que engloba a construção de redes de transmissão e distribuição, além de projetos de geração de energia, incluindo todas as tecnologias tratadas no manual. Já para aplicação no OpEx, foi utilizada a subclasse 3511501, referente à atividade econômica de geração de energia.

Em sequência, seguindo as práticas adequadas de aplicação do preço social da mão de obra, foi necessário definir a parcela mais e menos qualificada da mão de obra analisada, segregando-a de acordo com a Região Natural. Nesse sentido, dado que, no documento elaborado pelo IPEA, não foi especificado o que seriam considerados os limites dos patamares de qualificação, foi necessário estabelecer limites próprios. Dessa maneira, considerou-se indivíduos com Ensino Médio Completo ou níveis de ensino inferiores, como integrantes da mão de obra menos qualificada, enquanto os demais foram classificados na mão de obra mais qualificada.

Assim, foi possível encontrar a parcela de mão de obra mais e menos qualificada de cada um dos CNAEs analisados, de acordo com a Região Natural, aplicando o respectivo percentual nas proporções encontradas em cada uma das fontes de geração. Tal aplicação, entretanto, deve ser realizada de acordo com o local de implantação do



empreendimento, e, dado que as estimativas apresentadas no Anexo 3: Parâmetros Padrões de Custos representam projetos genéricos, optou-se por utilizar a proporção média entre mão de obra qualificada e não qualificada para todo o país.

Quadro 15-2 - Qualificação dos CNAEs por região

Código	CNAE 2.0 Subclasse	Região Natural	Menos qualificado	Mais qualificado
3511501	Geração de energia elétrica	Brasil	53,04%	46,96%
		Norte	72,52%	27,48%
		Nordeste	53,04%	46,96%
		Sudeste	48,72%	51,28%
		Sul	45,46%	54,54%
		Centro-Oeste	52,33%	47,67%
4221902	Construção de estações e redes de distribuição de energia elétrica	Brasil	92,54%	7,46%
		Norte	94,74%	5,26%
		Nordeste	94,33%	5,67%
		Sudeste	91,06%	8,94%
		Sul	92,87%	7,13%
		Centro-Oeste	91,76%	8,24%

Fonte: Dados RAIS



16. ANEXO 3: PARÂMETROS PADRÕES DE CUSTOS

Aqui serão abordadas as metodologias utilizadas para estimativa da composição dos custos de implantação e operação de cada uma das fontes de geração de energia, além dos fatores de conversão utilizados para cada uma das categorias. Os custos apresentados aqui são referentes aos CapEx, O&M e combustíveis, uma vez que os encargos dependem diretamente de fatores específicos da capacidade de geração de cada usina, podendo ser estimados individualmente. Além disso, são apresentados, quando aplicáveis, os cronogramas físico-físico financeiros de cada uma das fontes, a fim de compreender a temporalidade do dispêndio de capital.

Para aplicação dos fatores de conversão, cada categoria de custos foi relacionada ao fator de conversão mais adequado, de acordo com sua descrição. Para alguns custos, entretanto, ou por falta de detalhamento, ou por ausência de fator adequado na listagem feita pelo IPEA, optou-se por utilizar o fator de conversão padrão. Ressalta-se, entretanto, a necessidade segregação dos custos com maior nível de detalhamento possível, afim de evitar tais aproximações.

Finalmente, por se tratarem de empreendimentos genéricos, não foram indicados os fatores de conversão relativos aos custos com mão de obra, uma vez que eles dependem do local de implantação do projeto. Dessa forma, os fatores de conversão referentes a tais custos devem ser consultados no Quadro 16-1 - Preço Sombra da Mão de Obra no Brasil, aplicando aqueles correspondentes à Região Natural do empreendimento.

Quadro 16-1 - Preço Sombra da Mão de Obra no Brasil

Região Natural	Mão de obra mais qualificada	Mão de obra menos qualificada
Norte	0,7596	0,67258
Nordeste	0,76468	0,6064
Centro-Oeste	0,75587	0,7561
Sudeste	0,74583	0,7371
Sul	0,78836	0,76235

Fonte: Preço Sombra da Mão de Obra no Brasil – IPEA (2021)⁵⁰

16.1 USINA TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL

Os custos de investimento (CAPEX) típicos de uma usina a gás natural compreendem: os estudos de viabilidade e o licenciamento ambiental, as obras civis, os equipamentos mecânicos, elétricos e de controle, a montagem e o comissionamento da planta, além da conexão elétrica à rede de transmissão, entre outros. Para a realização do cálculo do CAPEX⁵¹, utilizou-se de uma usina de referência exemplificada em Borelli (2005), além de estimativas sobre a parcela correspondente à mão de obra, estimada em 32,5% do EPC (Engenharia, Compras e Construção), por IEA (2013). Finalmente, a distribuição do custo

⁵⁰ Disponível em: https://www.gov.br/economia/pt-br/aceso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas/arquivos/copy_of_2_PSMO.pdf

⁵¹ BORELLI, Samuel. Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2005



com mão de obra entre os níveis de qualificação foi feita conforme indicado no Anexo 2:
Análise da qualificação da mão de obra.

Quadro 16-2 - CapEx UTE Gás Natural

Categoria de CapEx	% CapEx	Categoria FC	FC Utilizado
Equipamento Elétrico	38,66%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,8780
Equipamento Mecânico	17,17%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,9130
Montagem	6,04%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,9650
Construção Civil	5,62%	Fator Padrão	0,9350
Infraestrutura	0,01%	Fator Padrão	0,9350
Mão de obra mais qualificada	2,42%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Mão de obra menos qualificada	30,08%	Mão de obra menos qualificada	Quadro 16-1

Fonte: Borelli (2005).

Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.

Para a realização da categorização dos custos de O&M, foram utilizadas demonstrações financeiras de UTEs de Gás Natural: Termobahia, Araucária, Porto do Pecém, Uruguiana e Termopernambuco, referentes aos anos de 2018, 2019 e 2020. A partir desses dados, obteve-se a média da representação de cada um dos itens do O&M entre as cinco UTEs.

A duração da instalação das UTEs a Gás Natural, por sua vez, foi estimada com base em alguns cronogramas físico-financeiros de usinas já em funcionamento⁵² e usinas em planejamento⁵³. Além das informações referentes a usinas em específico abaixo, a EPE considerou um prazo de 36 meses como tempo médio de desembolso.

Quadro 16-3 - Cronograma físico-financeiro UTE Gás Natural

Proporção/Tempo	Ano 1	Ano 2	Ano 3
Média do Total Adicionado	29,40%	34,06%	36,54%
Média do Total Acumulado	29,40%	63,46%	100,00%

Fonte: Estudo de Impacto Ambiental – EIA (2007), UTE Barcarena
Estudo de Impacto Ambiental – EIA (2020), UTE Norte Fluminense II

Quadro 16-4 – Composição do O&M de uma UTE Gás Natural

Composição do O&M	% O&M	Categoria FC ¹	FC
Pessoal	22,6%		
Mão de obra qualificada	10,6%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Mão de obra não qualificada	12,0%	Mão de obra menos qualificada	Quadro 16-1
Materiais	8,0%	Fator Padrão	0,935
Serviços de terceiros	37,1%		
Serviços de consultoria	1,5%	Serviços jurídicos, contabilidade e consultoria	0,98

⁵² Estudo de Impacto Ambiental – EIA (2007), UTE Barcarena

⁵³ Estudo de Impacto Ambiental – EIA (2020), UTE Norte Fluminense II



<i>Serviços de manutenção</i>	22,0%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,965
<i>Serviços de limpeza e vigilância</i>	4,2%	Serviços de vigilância, segurança e investigação	0,935
<i>Serviços de informática</i>	1,9%	Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação	0,971
<i>Serviços de transporte</i>	0,9%	Correio e outros serviços de entrega	0,999
<i>Serviços Compartilhados</i>	3,3%	Fator Padrão	0,935
<i>Outros</i>	3,4%	Fator Padrão	0,935
Seguros	9,0%	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,91
Arrendamentos e Aluguéis	10,1%	Atividades imobiliárias	0,934
Energia e água	22,3%	Eletricidade, gás e outras utilidades	0,840
Outros	-9,1%	-	1,00

Fonte: Demonstrações Financeiras, Termobahia (2020), Araucária (2019), Porto do Pecém (2020), Uruguaiana (2019) e Termopernambuco (2020).

Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.

O custo com combustível junto com a operação e manutenção se apresentam como maiores custos para a usina. O consumo de gás natural em uma termelétrica irá depender da eficiência térmica da planta, além de sua inflexibilidade, sendo impossível a parametrização de um valor único para usinas de referência. Apesar disso, é possível encontrar estimativas gerais, ou, como abordado anteriormente, estimar o CVU com base na metodologia proposta Modelo de Decisão de Investimento (MDI). A partir dessa metodologia, foram encontrados valores dependentes da inflexibilidade da usina, sendo, posteriormente, aplicados o fator de conversão adequado, de 0,998:

Quadro 16-5 - Custo Variável Unitário de UTEs de Gás Natural

Inflexibilidade	Custo (R\$/MWh)	Custo Social
0%	419,00	418,162
50%	376,00	375,248
80%	347,00	346,306
100%	326,00	325,348

Fonte: MDI

16.2 USINA TERMELETRICA A CARVÃO MINERAL

Os investimentos necessários para a implantação de uma usina termoelétrica a carvão mineral se referem ao custo com terreno, obras civis, equipamentos e montagem, além de custos indiretos como taxas e custos administrativos. Para estimativa da composição do CapEx de usinas à carvão mineral, foram utilizados dados fornecidos pela EPE, além de parâmetros definidos por estudo já citado da IEA, acerca da parcela associada à mão de obra.

Quadro 16-6 - CapEx UTE Carvão Mineral



Categoria CapEx	% CapEx	Categoria FC	FC Médio
Obras civis e instalação	7,70%	Construção	0,9330
Equipamentos mecânicos	28,70%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,9130
Equipamentos elétricos e instalação	4,20%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,8780
Projetos indiretos	11,90%	Fator Padrão	0,935
Taxas e contingências	9%	Fator Padrão	0,935
Custos do proprietário	17%	Fator Padrão	0,935
Mão de obra qualificada	1,68%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Mão de obra não qualificada	20,82%	Mão de obra menos qualificada	Quadro 16-1

Fonte: EPE, [Adicionalmente, para entender a temporalidade do dispêndio de capital, a duração da instalação das UTEs a Carvão Mineral foi estimada com base em cronograma físico-financeiro de uma usina já em funcionamento⁵⁴, UTE Candiota II. Além das informações referentes a usinas em específico abaixo, a EPE considerou um prazo de 48 meses como tempo médio de desembolso.](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.</p></div><div data-bbox=)

Quadro 16-7 - Cronograma físico-financeiro UTE Carvão Mineral

Proporção/Tempo	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Adicionado	36,64%	33,36%	28,00%	2,00%
Acumulado	36,64%	70,00%	98,00%	100,00%

Fonte: Projeto de Lei Orçamentária, 2008. UTE Candiota II

Já para estimativa da composição dos custos de O&M, foi necessário recorrer à comparação com usinas similares. Para isso, foram utilizadas demonstrações financeiras da UTE Itaquí e da UTE Porto de Pecém, que apresentaram dados com nível de detalhamento suficiente para análise.

Quadro 16-8 – Composição do O&M de uma UTE Carvão Mineral

Composição do O&M	% O&M	Categoria FC	FC Médio
Pessoal	43,16%		
Mão de obra mais qualificada	20%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Mão de obra menos qualificada	23%	Mão de obra menos qualificada	Quadro 16-1
Material de consumo	12,65%	Fator Padrão	0,935
Seguros	3,32%	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,9100
Aluguel	0,58%	Atividades imobiliárias	0,9340
Outros	6,22%	-	1,00
Serviços de terceiros	34,07%		

⁵⁴ BRASIL, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão Secretaria de Orçamento Federal. Orçamentos da União Exercício Financeiro 2009. Volume IV. Brasília: Projeto de Lei Orçamentária, 2008



Serviços de informática	2%	Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação	0,9710
Serviços de consultoria	1%	Serviços jurídicos, contabilidade e consultoria	0,9800
Serviços de manutenção	20%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,9650
Serviços de limpeza e vigilância	4%	Serviços de vigilância, segurança e investigação	0,9350
Serviços de transporte	1%	Correio e outros serviços de entrega	0,999
Serviços compartilhados	3%	Fator Padrão	0,935
Outros	3%	-	1,00

Fonte: Demonstrações Financeiras, Itaipu Geração de Energia (2019) e Porto do Pecém Geração de Energia (2020).

Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.

O principal insumo desse tipo de usina termelétrica é o carvão mineral. O preço do carvão mineral está vinculado a fatores como o da natureza da mineração, grau de beneficiamento requerido, distância e meio de transporte, as quantidades contratadas e a qualidade do carvão, sendo difícil estimar um valor médio para uma usina genérica. Assim, utilizando dados do PDE 2030, que tem como base a média do CVU de usinas já em operação, estima-se um custo de R\$120,00 por MWh de energia gerada.

16.3 USINA NUCLEAR

Foi utilizado, para estimativa da composição do CapEx, o relatório da NEA (Nuclear Energy Agency)⁵⁵, 2020, organização internacional intergovernamental que opera dentro da estrutura da OECD (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico) para mensurar os gastos envolvidos na instalação de uma usina nuclear.

Quadro 16-9- CapEx Nuclear

Composição do CapEx	% OVERNIGHT	Categoria FC ¹	FC
Custo de Contingência	18,63%	-	1,00
Proprietário	18,63%	-	1,00
EPC	62,73%		
Componentes	24,47%		
Construção Civil	3,91%	Construção	0,9340
Reator	9,30%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,8575
Turbina	6,61%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,9130
Equipamento elétrico	1,96%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,8575
Sistema de Dissipação de Calor	1,71%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,8575
Equipamentos diversos	0,98%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,9130
MO Direta	5,02%		

⁵⁵ Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear



Construção Civil - Qualificada	0,19%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Construção Civil - Não qualificada	2,32%	Mão de obra menos qualificada	Quadro 16-1
Reator - Qualificada	0,75%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Turbina - Qualificada	0,55%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Equipamento elétrico - Qualificada	0,40%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Sistema de Dissipação de Calor - Qualificada	0,40%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Equipamentos diversos - Qualificada	0,40%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
MO Indireta	33,25%		Quadro 16-1
Qualificada CAPEX	2,48%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Não Qualificada CAPEX	30,77%	Mão de obra menos qualificada	Quadro 16-1

Fonte: NEA, <https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/7530-reducing-cost-nuclear-construction.pdf>

Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.

Além disso, com base cronograma de referência, apresentado pela *International Atomic Energy Agency (IAEA)*, foi possível estimar o montante dispendido em cada ano de implantação.

Quadro 16-10 - Cronograma físico-financeiro de Usinas Nucleares

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6
Dispendio anual	50,50%	14,51%	14,51%	6,83%	6,83%	6,83%
Dispendio acumulado	50,50%	65,01%	79,52%	86,35%	93,17%	100,00%

Fonte: Adaptado de: IAEA Nuclear Energy Series (2012)

O fator técnico que mais influência sobre os custos de OPEX é a eficiência da queima do combustível. Quanto maior for a eficiência, menor será a necessidade de reabastecimento de combustível e maior o fator de disponibilidade da planta.

Para estimar as proporções de cada uma das categorias dos custos de O&M, foi utilizado um estudo também da NEA, 2016⁵⁶.

Quadro 16-11 – O&M Usina Nuclear

Composição do O&M	% O&M	Categoria FC ¹	FC
Pessoal	59,33%	-	
Mão de obra mais qualificada	27,86%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Mão de obra menos qualificada	31,47%	Mão de obra menos qualificada	Quadro 16-1
Material	4,50%	Fator Padrão	0,935
Serviços de terceiros	28,82%	Fator Padrão	0,935
Alugueis	0,80%	Aluguel efetivo e serviços imobiliários	0,9350
Seguros	2,32%	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,9100

⁵⁶ ROTHWELL, Geoffrey. Defining Plant-level Costs. International Workshop, OECD, Paris 20 January 2016



Comunicação	0,47%	Informação e comunicação	0,8890
Luz e força	0,67%	Eletricidade, gás e outras utilidades	0,8400
Outros	1,96%	-	1,00
Condenações judiciais	1,14%	Serviços jurídicos, contabilidade e consultoria	0,9800

Fonte: NEA, *Defining Plant-Level Costs*

Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.

16.4 USINA A BIOGÁS

O CapEx de usinas à Biogás foi estimado com base em estudo que considerou os investimentos para a implantação de uma usina com o objetivo de aproveitamento energético do biogás nos processos de tratamento dos esgotos sanitários e dos resíduos sólidos urbanos, realizado pelo Ministério das Cidades.

Quadro 16-12 - CapEx Usina a Biogás

Composição do CapEx	% CapEx	Categorias FC ¹	FC
Elaboração do projeto	3%	Serviços de arquitetura e engenharia	0,9840
Unidade Motor-Gerador	56%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,9130
Sistema de Tratamento de Biogás	7%	Obras de Infraestrutura	0,947
Gasômetro	11%	Equip. de medida, teste e controle, ópticos e eletromédicos	0,8970
Sistema de captação de biogás	5%	Obras de Infraestrutura	0,947
Sistema de transporte de biogás	3%	Obras de Infraestrutura	0,947
Instalações Elétricas	8%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,8780
Medição de vazão de biogás	1%	Equip. de medida, teste e controle, ópticos e eletromédicos	0,8970
Medição de composição de biogás	4%	Equip. de medida, teste e controle, ópticos e eletromédicos	0,8970
Sistema de queima c/queimador aberto	3%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,9130

Fonte: Ministério das Cidades,

<https://antigo.mdr.gov.br/images/stories/ArquivosSNSA/probiogas/licitacao-biogas-recomendacoes.pdf>

Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.

Os custos operacionais envolvidos no funcionamento de uma Usina a Biogás foram estimados pela comparação com dados financeiros de usinas em funcionamento, como a Itai Biogás e a Biogás Energia Ambiental.



Quadro 16-13 – O&M Usina a Biogás

Composição do O&M	% O&M	Categoria FC ¹	FC
Pessoal	27,51%		
Mão de obra mais qualificada	12,92%	Mão de obra mais qualificada	Quadro 16-1
Mão de obra menos qualificada	14,59%	Mão de obra menos qualificada	Quadro 16-1
Material de expediente	0,62%	Máquinas para escritório e equip. de informática	0,8400
Material mecânico	2,60%	Produtos de indústrias diversas	0,9130
Energia elétrica/Água	0,69%	Eletricidade, gás e outras utilidades	0,8400
Conta telefone	0,09%	Telecomunicações, TV por assinatura e outros serv. relacionados	0,8790
Publicações	1,09%	Publicidade e outros serviços técnicos	0,9720
Fretes	0,14%	Armazenamento e serviços auxiliares aos transportes	0,9890
Seguros	9,61%	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,9100
Conservação/Manutenção	7,10%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,9650
Aluguel	13,80%	Atividades imobiliárias	0,9340
Despesas jurídicas	0,87%	Serviços jurídicos, contabilidade e consultoria	0,98
Serviços de terceiros	27,08%	Fator Padrão	0,935
Outros	4,00%	-	1,00
Serviços de informática	2,20%	Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação	0,9710
Impressão	0,28%	Serviços de impressão e reprodução	0,9050
Crédito de carbono	2,34%	-	1,00

Fonte: Demonstrações Financeiras, Itajaí Biogás e Energia S.A. (2014) e Biogás Energia Ambiental S.A. (2019).

Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.

16.5 USINA EÓLICA

Para análise dos custos envolvidos na implantação e operação de usinas eólicas, foi necessário realizar análises distintas para empreendimentos *onshore* e *offshore*, uma vez que as composições do CapEx e do OpEx diferem de forma significativa, dadas as necessidades estruturais e operacionais distintas de cada tipo de empreendimento.

16.5.1 Usina Eólica Onshore

As usinas eólicas *onshore*, tipo mais comum no Brasil, possuem a maior parte dos custos de implantação associados à compra de turbinas, com dispêndio menos significativo em obras civis, mão de obra e demais custos. Para estimativa desses custos, utilizou-se de relatório produzido pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, órgão associado



ao Departamento de Energia dos Estados Unidos. No entanto, foi necessário estimar, separadamente, a parcela de mão de obra incluída em cada uma das atividades detalhadas no relatório da NREL, sendo utilizados valores estimados pela IEA.

Quadro 16-14 - Composição do CapEx de Usinas Eólicas Onshore

Composição do CapEx	% CapEx	Fator de conversão utilizado	FC
Turbina	62,8%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,913
Desenvolvimento	1,0%	Pesquisa e desenvolvimento	0,999
Engenharia e Gerenciamento	1,1%	Serviços de arquitetura e engenharia	0,984
Fundação	3,7%	Construção	0,933
Acesso ao terreno	2,8%	-	1
Montagem e Instalação	2,9%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,965
Sistemas elétricos	9,2%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,878
Mão de obra qualificada	0,5%	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,98
Mão de obra não qualificada	6,3%	Mão de obra qualificada	Quadro 16-1
Outros	9,7%	Mão de obra não qualificada	Quadro 16-1

Fonte: Cost of Wind Energy Review – NREL (2017)

Já para estimativa da composição do OpEx, foi utilizada a base de dados da IRENA, que estima a proporção dos gastos operacionais. Apesar disso, os dados encontrados apresentaram baixo detalhamento, dificultando a aplicação de fatores de conversão.

Quadro 16-15 - Composição custo de O&M de Usinas Eólicas Onshore

Composição do O&M	% O&M	Fator de conversão utilizado	FC
Manutenção	67,0%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,965
Pessoal	14,0%		
Qualificada	6,6%	Mão de obra qualificada	Quadro 16-1
Não qualificada	7,4%	Mão de obra não qualificada	Quadro 16-1
Materiais	7,0%	-	1,00
Outros	12,0%	-	1,00

Fonte: Renewable Power Generation Costs in 2018 – IRENA

16.5.2 Usina Eólica Offshore

As usinas eólicas situadas no mar apresentam composição dos custos de implantação significativamente diferentes daquelas localizadas em terra. Dada a maior necessidade de estruturas de sustentação e de redes elétricas maiores e mais robustas, os demais custos, comuns às duas tecnologias, se apresentam diluídos, com menor participação relativa no CapEx.

A composição do CapEx utilizada foi estimada, novamente, pela NREL, com semelhante limitação quanto ao detalhamento da parcela relativa à mão de obra. Dessa forma,



aplicou-se o mesmo percentual, estimado pela IEA, utilizado para empreendimentos eólicos *onshore*, além da metodologia de qualificação da mão de obra empregada já apresentada.

Quadro 16-16 - Composição do CapEx de Usinas Eólicas Offshore

Composição do CapEx	% CapEx	Fator de conversão utilizado	FC
Turbina	31,7%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,913
Desenvolvimento	3,3%	Pesquisa e desenvolvimento	0,999
Engenharia e Gerenciamento	1,6%	Serviços de arquitetura e engenharia	0,984
Fundação	12,5%	Construção	0,933
Atividades portuárias	1,1%	-	1,00
Sistemas elétricos	22,6%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,878
Montagem e Instalação	5,8%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,965
Seguros	0,9%	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,98
Mão de obra qualificada	0,5%	Mão de obra qualificada	Quadro 16-1
Mão de obra não qualificada	5,6%	Mão de obra não qualificada	Quadro 16-1
Outros	14,4%	-	1,00

Fonte: Cost of Wind Energy Review – NREL (2017)

Já para estimativa do O&M, foi utilizada estimativa apresentada pelo *Renewables Advisory Board (RAB)*, órgão de pesquisa associado ao Governo Britânico. No documento, são apresentadas informações acerca dos custos de empreendimentos eólicos na Inglaterra, em 2015. Assim, cabe ressaltar que podem haver variações nas proporções reais para projetos em território brasileiro, principalmente pelos custos de importação de materiais e equipamentos, e possíveis variações no custo de mão de obra. Dessa forma, assim como nas demais estimativas apresentadas, os valores devem ser utilizados como referências, dando prioridade a dados específicos do projeto analisado, ou estimados, em momento futuro, para a realidade nacional.

Novamente, assim como no CapEx, a composição do O&M difere de forma significativa da estimada para tecnologias localizadas em terra. Apesar de apresentar custos de manutenção mais altos, estes são, proporcionalmente, reduzidos, já que os gastos com atividades portuárias, necessários para locomoção e transporte de materiais até o parque, são significativos. Apesar disso, no documento elaborado pelo IPEA, não foi identificado um fator de conversão adequado para atividades portuárias, uma vez que o nível de detalhamento apresentado na pesquisa não permite identificar a composição desse gasto específico.

Quadro 16-17 - Composição custo de O&M de Usinas Eólicas Offshore

Composição do O&M	% O&M	Fator de conversão utilizado	FC
Pessoal	10,4%		
Qualificados	4,9%	Mão de obra qualificada	Quadro 16-1
Não qualificados	5,5%	Mão de obra não qualificada	Quadro 16-1
Materiais	4,0%	-	1



Composição do O&M	% O&M	Fator de conversão utilizado	FC
Manutenção	39,5%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,965
Atividades portuárias	32,2%	-	1
Outros	13,7%	-	1

Fonte: Value Breakdown for the offshore wind sector – RAB (2010)

16.6 USINA FOTOVOLTAICA

A implantação usinas fotovoltaicas é caracterizada por dispêndios significativos nos módulos, inversores e estruturas, com poucos custos relacionados a obras civis e, consequentemente, mão de obra. Para estimativa da composição do CapEx de empreendimentos de geração solar, optou-se por utilizar dados estimados pela EPE, no documento “Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia”, que analisa a composição dos custos de investimentos dos leilões realizados em 2019, uma vez que estes representam, de forma mais adequada, valores efetivamente praticados no mercado nacional.

Quadro 16-18 - Composição do CapEx de Usinas Fotovoltáicas

Composição do CapEx	% CapEx	Fator de conversão utilizado	FC
Módulo	39,40%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,878
Inversores	9%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,878
Estruturas	15%	Produtos de metal, excl. máquinas e equipamentos	0,885
Demais equipamentos	6%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,913
Obras Civis	9%	Construção	0,933
Transmissão e Conexão	11%	Obras de infra-estrutura	0,947
Outros	10%	Padrão	1

Fonte: Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia – EPE (2020)

Para a determinação da composição do O&M, não foi possível encontrar artigos ou pesquisas que categorizassem os itens com nível de detalhamento o suficiente para conversão para valores econômicos. Dessa forma, foi necessário recorrer a demonstrações financeiras de empresas do setor, podendo identificar os gastos de interesse. Apesar disso, encontrou-se um número reduzido de empresas controladoras apenas de empreendimentos de geração fotovoltaica com dados disponíveis, uma vez que a maioria das empresas se dedica a diversas fontes de energia renovável simultaneamente. Somado a isso, das empresas selecionadas, poucas apresentaram nível de detalhamento adequado dos gastos, limitando ainda mais a amostra utilizada.

Então, diante desses problemas, optou-se por utilizar a proporção dos gastos operacionais da Solaria Energia e Meio Ambiente, empresa espanhola dedicada a geração de energia, exclusivamente por fontes fotovoltaicas. Diante disso, os valores apresentados devem ser utilizados apenas como referência, sendo que a análise de projetos específicos se beneficiaria de estimativas realizadas em território nacional, com um banco de dados maior, desde que apresentando nível de detalhamento adequado.



Assim, pode-se observar que os maiores gastos de projetos de geração fotovoltaicos estão relacionados ao gasto com pessoal e serviços de terceiros, principalmente pela necessidade de limpeza e manutenção constante dos painéis solares.

Quadro 16-19 - Composição do O&M de Usinas Fotovoltaicas

Composição do O&M	% O&M	Fator de conversão aplicado	FC
Materiais	0,39%	-	1
Arrendamentos	3,38%	Atividades imobiliárias	0,934
Manutenção	0,17%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,965
Consultoria	7,22%	Serviços jurídicos, contabilidade e consultoria	0,98
Transporte	0,01%	-	1
Seguros	1,27%	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,91
Serviços bancários	0,22%	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,91
Marketing	0,02%	Publicidade e outros serviços técnicos	0,972
Suprimentos	0,76%	-	1
Outros	3,57%	-	1
Pessoal	47,96%		
Mão de obra qualificada	22,52%	Mão de obra qualificada	Quadro 16-1
Mão de obra não qualificada	25,44%	Mão de obra não qualificada	Quadro 16-1
Serviços terceirizados	35,02%	-	1

Fonte: Demonstrações Financeira da Solaria Energia e Meio Ambiente